



## **Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»**

Постановление Правительства Республики Казахстан от 23 января 2024 года № 23

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

1. Утвердить прилагаемый справочник по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

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

**Премьер-Министр**

**Республики Казахстан      А. Смаилов**

У т в е р ж д е н

п о с т а н о в л е н и е м

Р е с п у б л и к и

о т 23 я н в а р я 2024 г о д а № 23

П р а в и т е л ь с т в а

К а з а х с т а н

**Справочник**

**по наилучшим доступным техникам**

**«Сжигание топлива на крупных**

**установках в целях производства энергии»**

**Оглавление**

Оглавление

Список схем/рисунков

Список таблиц

Глоссарий

Предисловие

Область применения

Принципы применения

1. Общая информация

1.1. Структура и технологический уровень электроэнергетики

1.1.1. Структура энергоисточников по видам топлива

1.1.2. Структура источников по сроку эксплуатации.

1.1.3. Объекты по географической принадлежности

1.1.4. Объекты по производственным мощностям

1.1.5. Объекты по способам выпускаемой энергии

## 1.2. Топливная база Казахстана

### 1.2.1. Нефтегазовые ресурсы.

### 1.2.2. Угольные ресурсы

## 1.3. Техничко-экономические характеристики

### 1.4. Энергоемкость электроэнергетической отрасли

## 1.5. Основные экологические проблемы

### 1.5.1. Энергоэффективность

### 1.5.2. Выбросы в атмосферу

#### 1.5.2.1 Оксиды серы (SO<sub>x</sub>)

#### 1.5.2.2. Оксиды азота (NO<sub>x</sub>)

#### 1.5.2.3. Пыль

#### 1.5.2.4. Металлы

#### 1.5.2.5. Окись углерода (CO)

#### 1.5.2.6. Парниковые газы

#### 1.5.2.7. Хлорид водорода (HCl)

#### 1.5.2.8 Фторид водорода (HF)

#### 1.5.2.9. Аммиак (NH<sub>3</sub>)

#### 1.5.2.10. Летучие органические соединения (ЛОС)

#### 1.5.2.11 Стойкие органические загрязнители (POP): полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), диоксины и фураны

### 1.5.3. Сбросы в водные объекты

#### 1.5.4. Остаточные продукты сгорания

### 1.5.5. Шум и вибрация

#### 1.5.6. Выбросы радиоактивных веществ

## 1.6. Снижение воздействия на окружающую среду

### 1.7. Сбор данных по конкретным установкам для сектора крупных топливосжигающих установок

## 1.8. Введение в комплексный подход к защите окружающей среды в целом

### 2. Методология определения наилучших доступных техник

#### 2.1. Детерминация, принципы подбора

#### 2.2. Критерии отнесения техник к наилучшей доступной технике.

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

### 3.1. Конденсационная паротурбинная установка

#### 3.2. Когенерация - комбинированное производство электрической и тепловой энергии

#### 3.2.1. Когенерация с использованием газовых турбин, ПГУ

#### 3.3. Газотурбинные установки (ГТУ)

- 3.4. Комбинированные циклы
- 3.5. Установки с газификацией топлива
- 3.6. Влияние факторов нагрузки и режимов на экологические показатели
- 3.7. Переходные условия эксплуатации (пуск-останов)
- 3.8. Разгрузка, хранение и обращение с топливом и добавками
  - 3.8.1. Твердое ископаемое топливо и добавки
  - 3.8.2. Жидкое топливо
  - 3.8.3. Газообразное топливо
- 3.9. Разгрузка, хранение и очистка масел
  - 3.9.1. Технологии обращения с маслами, применяемыми на топливосжигающих установках
  - 3.9.2. Воздействия маслохозяйств на окружающую среду
  - 3.9.3. Сбор и утилизация отработанных масел
- 3.10. Системы охлаждения
  - 3.10.1. Классификация систем охлаждения
- 4. Общие наилучшие доступные техники для предотвращения и/или сокращения эмиссий и потребления ресурсов
- 4.1. Техники для предотвращения и/или сокращения выбросов в атмосферный воздух
  - 4.1.1. Техники предотвращения и / или уменьшения выбросов пыли
    - 4.1.1.1. Электрофильтр
    - 4.1.1.2. Электрофильтры с движущимися электродами.
    - 4.1.1.3. Тканевые (рукавные) фильтры
    - 4.1.1.4. Эмульгаторы
  - 4.1.2. Техники предотвращения или сокращения выбросов диоксида серы
    - 4.1.2.1. Очистка угля от серы до сжигания
    - 4.1.2.2. Использование малосернистого топлива
    - 4.1.2.3. Уменьшение эмиссии SO<sub>2</sub> во время сжигания
    - 4.1.2.4. Улавливание SO<sub>2</sub> подачей сорбентов в топку с топливом
    - 4.1.2.5. Улавливание SO<sub>2</sub> в процессе сжигания твердого топлива в кипящем слое
    - 4.1.2.6. Нециклические мокрый известняковый (известковый) метод улавливания SO<sub>2</sub>
    - 4.1.2.7. Циклические мокрые методы улавливания SO<sub>2</sub>
    - 4.1.2.8. Магнетитовый циклический способ улавливания SO<sub>2</sub>
    - 4.1.2.9. Аммиачно циклический способ улавливания SO<sub>2</sub>
    - 4.1.2.10. Упрощенная мокрыесухая техника улавливания SO<sub>2</sub>
    - 4.1.2.11. Полусухой метод десульфуризации дымовых газов «Лифак»

- 4.1.2.12. Технология сероочистки с циркулирующей инертной массой
- 4.1.2.13. Технология полусухой сероочистки по NID-технологии
- 4.1.3. Техники предотвращения и/или сокращения выбросов  $NO_x$  при сжигании твердого топлива
  - 4.1.3.1. Контролируемое снижение избытка воздуха.
  - 4.1.3.2. Нестехиометрическое сжигание.
  - 4.1.3.3. Упрощенное двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.
  - 4.1.3.4. Применение низкоэмиссионных горелок (LNB)
  - 4.1.3.5. Двухступенчатое сжигание (стадийная подача воздуха) с реконструкцией котлов.
  - 4.1.3.6. Трехступенчатое сжигание.
  - 4.1.3.7. Концентрическое сжигание
  - 4.1.3.8. Горелки с предварительным подогревом пыли.
  - 4.1.3.9. Рециркуляция дымовых газов.
  - 4.1.3.10. Подача пыли высокой концентрации (ПВК).
  - 4.1.3.11. Сжигание твердого топлива в пузырьковом и циркулирующем кипящем слое.
  - 4.1.3.12. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)
  - 4.1.3.13. Селективное каталитическое восстановление (СКВ)
- 4.1.4. Комбинированные техники предотвращения и/или сокращения выбросов  $NO_x$  и  $SO_x$ 
  - 4.1.4.1. Мокрые озонно-аммонийные методы.
  - 4.1.4.2. Мокрые аммонийно-карбамидные методы.
  - 4.1.4.3. Электронно-лучевой (радиационно-химический) метод одновременной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота.
- 4.1.5. Техники сокращения выбросов CO и несгоревших углеводородов
- 4.1.6. Техники предотвращения и/или уменьшения выбросов металлов
- 4.2. Водопотребление и методы сокращения сбросов в воду
  - 4.2.1. Водопотребление и характеристика сточных вод
    - 4.2.2. Характеристика сточных вод
      - 4.2.2.1. Сточные воды систем охлаждения ТЭС
        - 4.2.2.1.1. Сточные воды прямоточных систем охлаждения
        - 4.2.2.1.2. Сточные воды оборотных систем охлаждения
        - 4.2.2.2. Сточные воды водоподготовительных (ВПУ) и конденсатоочистительных (КОУ) установок
      - 4.2.2.3. Технология приготовления добавочной воды паровых котлов и теплосети
      - 4.2.2.4. Сточные воды установок предварительной очистки воды

- 4.2.2.5. Сточные воды химического обессоливания, блочных обессоливающих установок и конденсатоочисток
- 4.2.2.6. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами
- 4.2.2.7. Сбросные воды от химических очисток и консервации оборудования
- 4.2.2.8. Воды обмывки наружных поверхностей нагрева котлов.
- 4.2.2.9. Сточные воды систем гидрозолошлакоудаления (ГЗУ) электростанций, работающих на твердом топливе.
- 4.2.2.10. Сточные воды из систем очистки дымовых газов
- 4.2.2.11. Воды после гидроуборки топливных цехов и других помещений ТЭС
- 4.2.2.12. Поверхностные ливневые и талые воды
- 4.2.3. Перечень нормируемых и контролируемых показателей состава сточных вод
- 4.2.4. Техники предотвращения и/или сокращения сброса сточных вод в водные объекты
- 4.2.4.1. Техники, подлежащие рассмотрению для установок, оборудованных системой мокрой десульфуризации дымовых газов со сбросами сточных вод в водные объекты
- 4.3. Техники снижения загрязнения земли/почвы и управления отходами
- 4.4. Методы снижения уровня шумового воздействия
- 4.4.2. Техники снижения шумового воздействия
- 4.4.2.1. Стратегическое планирование размещения оборудования и зданий
- 4.4.2.2. Первичные техники: снижение шума у источника
- 4.4.2.3. Вторичные методы снижения шума
- 4.4.2.4. НДТ для снижения шума на ТЭС
- 4.5. Система экологического менеджмента
- 4.6. Контроль качества топлива, параметры контроля для разных видов топлива
- 4.6.1. Контроль качества топлива
- 4.6.2. Организация контроля качества топлива. Контролируемые параметры.
- 4.6.3. Выбор или смена топлива
- 4.7. Мониторинг выбросов в атмосферный воздух
- 4.7.1. Общие принципы мониторинга и контроля эмиссий
- 4.7.2. Компоненты мониторинга
- 4.7.3. Исходные условия и параметры
- 4.7.4. Места отбора проб
- 4.7.5. Мониторинг выбросов
- 4.7.6. Периодический мониторинг
- 4.7.7. Непрерывный мониторинг. Места отбора проб
- 4.7.8. Расчетный мониторинг с использованием косвенных параметров
- 4.8. Мониторинг водопользования и сбросов в водные объекты
- 4.8.1. Контроль объемов водопользования
- 4.8.2. Контроль качества сточных вод

#### 4.8.3. Контроль воздействий на подземные воды

#### 4.9. Методы контроля загрязнения земли/почвы и управления отходами.

##### 4.9.1. Техники управления отходами

#### 4.9.2. Методы контроля загрязнения земли/почвы

4.10. Техники утилизации ВЭР (вторичных энергетических ресурсов) и иные техники повышения энергоэффективности. Оценка энергоемкости предприятия

#### 5. Техники, которые рассматриваются при выборе наилучших доступных техник

##### 5.1. Установка сжигания твердого топлива

##### 5.1.1. Особенности установки

###### 5.1.1.1. Слоевое сжигание

###### 5.1.1.2. Факельное (пылеугольное) сжигание

###### 5.1.2. Эффективность установки

##### 5.1.3. Характеристика выбросов загрязняющих веществ.

###### 5.1.3.1. Каменный и бурый уголь, используемые в установках

###### 5.1.3.2. Энергоэффективность установок сжигания, работающих на каменном и буром угле

###### 5.1.3.3. Текущие выбросы в атмосферу при сжигании угля

##### 5.1.4. Наилучшие доступные техники. Возможные методы

###### 5.1.4.1. Техники разгрузки, хранения и переработки твердого топлива

###### 5.1.4.2. Техники обращения с маслами

###### 5.1.4.3. НДТ по уменьшению эмиссии диоксида серы

###### 5.1.4.5. НДТ по уменьшению эмиссии оксидов азота

###### 5.1.5. Обращение с золошлаками

###### 5.1.5.1. Внутреннее шлакоудаление

###### 5.1.5.2. Внутреннее золоудаление

###### 5.1.5.3. Накопление и отгрузка сухой золы

###### 5.1.5.4. Внешний транспорт золошлаков

###### 5.1.5.5. Золоотвалы

###### 5.1.5.6. Способы использования золошлаков

##### 5.2.1. Особенности установки

##### 5.2.2. Эффективность установки

##### 5.2.3. Характеристика выбросов загрязняющих веществ

##### 5.2.4. НДТ при сжигании жидкого топлива. Возможные техники

##### 5.3. Установки сжигания газа

##### 5.3.1. Особенности установки

##### 5.3.2. Эффективность установки

##### 5.3.3. Характеристики выбросов загрязняющих веществ

##### 5.3.4. Наилучшие доступные методы. Возможные методы

##### 5.4. Установки смешанного сжигания топлива

- 5.4.1. Характеристики установок
- 5.4.2. Смешанное сжигание с биомассой
- 5.4.3. Эффективность установки
- 5.5. Сжигание отходов
  - 5.5.1. Применяемые процессы и техники
- 5.6. Возможные техники, повышающие энергоэффективность
  - 6. Заключение, содержащее выводы по наилучшим доступным техникам
- 6.1. Общие заключения по НДТ.
  - 6.1.1. Системы экологического менеджмента (СЭМ)
  - 6.1.2. Мониторинг
  - 6.1.3. Общие экологические характеристики и пороговые индикаторы
  - 6.1.4. Энергоэффективность
  - 6.1.5. Водопотребление и сточные воды
  - 6.1.6. Управление отходами
  - 6.1.7. Шумовое излучение
- 6.2. Заключения по НДТ для сжигания твердого топлива
  - 6.2.1. Общие экологические показатели
  - 6.2.2. Энергоэффективность
  - 6.2.3. Выбросы  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$  в воздух
  - 6.2.4. Выбросы  $\text{SO}_2$  в воздух
  - 6.2.5. Выбросы пыли в воздух
- 6.3. Заключение НДТ для сжигания жидкого топлива
  - 6.3.1. Котлы, работающие на жидком топливе
    - 6.3.1.1. Энергоэффективность
    - 6.3.1.2. Выбросы  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  и  $\text{CO}$  в воздух
    - 6.3.1.3. Выбросы  $\text{SO}_2$  в воздух
    - 6.3.1.4. Выбросы пыли и связанных частиц металла в воздух
  - 6.3.2. Двигатели, работающие на жидком топливе
    - 6.3.2.1. Энергоэффективность
    - 6.3.2.2. Выбросы  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$  в воздух от поршневых двигателей
    - 6.3.2.3. Выбросы  $\text{SO}_x$  в воздух от поршневых двигателей
    - 6.3.2.4. Выбросы пыли и связанных частиц металла в воздух от поршневых двигателей
  - 6.3.3. Газовые турбины на жидком топливе
    - 6.3.3.1. Энергоэффективность
    - 6.3.3.2. Выбросы  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$  в воздух

- 6.3.3.3. Выбросы  $SO_x$  в воздух от газовых турбин на жидком топливе
- 6.4. Заключение НДТ для сжигания газообразного топлива
  - 6.4.1. Заключение по НДТ для сжигания природного газа
    - 6.4.1.1. Энергоэффективность
    - 6.4.1.2. Выбросы  $NO_x$ , CO, не метановых соединений (ЛНОС) и  $CH_4$  в воздух
- 6.5. Заключение по НДТ для сжигания технологических газов металлургического производства и химической отрасли
  - 6.5.1. Энергоэффективность
- 6.6. Заключение по НДТ для топливосжигающих установок на морских платформах
- 6.7. Заключение НДТ для многотопливного сжигания
- 6.8. Заключение НДТ для сжигания отходов
  - 6.8.1. Общие экологические показатели
  - 6.8.2. Энергоэффективность
  - 6.8.3. Выбросы  $NO_x$  и CO в воздух
  - 6.8.4. Выбросы  $SO_x$  в воздух
  - 6.8.5. Выбросы пыли и связанных частиц металла в воздух
  - 6.8.6. Выбросы ртути в воздух
- 6.9. Заключение НДТ для газификации
  - 6.9.1. Энергоэффективность
  - 6.9.2. Выбросы  $NO_x$  и CO в воздух
  - 6.9.3. Выбросы  $SO_x$  в воздух
  - 6.9.4. Выбросы пыли, связанных частиц металла, аммиака и галогена в воздух
- 6.10. Описание техник
  - 6.10.1. Основные техники
  - 6.10.2. Техники повышения энергоэффективности
  - 6.10.3. Техники снижения выбросов  $NO_x$  и/или CO в воздух
  - 6.10.4. Техники снижения выбросов  $SO_x$  в воздух
  - 6.10.5. Техники снижения влияния на окружающую среду при обращении с топливом (разгрузка, транспорт, хранение)
  - 6.10.6. Техники снижения сбросов в водные объекты
  - 6.10.7. Техники обращения с топливом
  - 6.10.8. Техники обращения с маслами
- 7. Перспективные техники
  - 7.1 Пути гармонизации базовой и альтернативной энергетики
  - 7.2. Место децентрализованного энергоснабжения
  - 7.3. Способы/техники на стадии НИОКР, потенциально способные стать НДТ

### 7.3.1. Суперсверхкритические параметры (ССКП) пара

#### 7.3.2. Газификация твердого топлива

### 7.3.3. Сжигание топлива в котлах с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС)

#### 7.3.4. Сжигание в кислородной среде

### 7.3.5. Аммиачно-сульфатная установка сероочистки

### 7.3.6. Комбинированный золоуловитель для пылеугольных котлов, сжигающих Экибастузские угли

### 7.3.7. Котел с кольцевой топкой

#### 7.3.8. Применение газовых турбин сложного цикла

### 7.3.9. Низкотемпературное вихревое сжигание угля

#### 7.3.10. Система охлаждения воздуха на входе в компрессор ГТУ

### 7.3.11. Микрофакельные топливосжигающие устройства для ГТУ

## 8. Дополнительные комментарии и рекомендации

### 8.1. Общие положения

#### 8.2. Рекомендации

## Библиография

## **Список схем/рисунков**

Рисунок 1.1	Структура генерирующих мощностей Казахстан
Рисунок 1.2	Структура установленной мощности ТЭС Республики Казахстан по типу электростанций
Рисунок 1.3	Распределение генерирующих мощностей по используемому углю
Рисунок 1.4	Структура генерирующих мощностей Республики Казахстан по возрасту
Рисунок 1.5	Средняя наработка генерирующего оборудования блочных ТЭС
Рисунок 1.6	Средняя наработка турбоагрегатов давлением пара 130 кг/см <sup>2</sup>
Рисунок 1.7	Средняя наработка турбоагрегатов на давление пара 90 кг/см <sup>2</sup>
Рисунок 1.8	Доля производства электроэнергии тепловыми электростанциями по областям
Рисунок 1.9	Производство и потребление электроэнергии в РК
Рисунок 1.10	Структура ТЭС Казахстана по технологии производства энергии
Рисунок 1.11	Электрический КПД КЭС 1, 2 - угольные блоки 500 МВт; 8 - угольные блоки 300 МВт; 15, 18 - газомазутные блоки 200 МВт
Рисунок 1.12	КПД ТЭЦ с КА на 13,8 МПа 4, 5, 6, 9, 10, 11 - БКЗ-420-140; 12 - БКЗ-320-140; 14 - ТГМ-96Б; 26 - ТГМЕ -464
Рисунок 1.13	КПД ТЭЦ с КА на 8.8 МПа 3 - ПК-10п-2; 7- ТП-46А, БКЗ-220-100; 16 - ТП-10, ТП-13Б, БКЗ-220-100; 20 - БКЗ-160-100; 21 - БКЗ-160-100, БКЗ-190-100, БКЗ-220-100; 22 - ТКЗ-150, ПК-10п-2; 24 - БКЗ-160-100
Рисунок 1.14	Расход топлива электростанциями Республики Казахстан в 2010-2019 гг., тыс. т
Рисунок 1.15	Расход условного топлива на ТЭС в 2019 году, тыс. тут (по данным КТА МЦЗТиИП)
Рисунок 1.16	УРУТ по отпуску электрической энергии КЭС с пылеугольными блоками 500 и 300 МВт, г/кВтч (по данным КТА МЦЗТ и ИП)
Рисунок 1.17	УРУТ по отпуску электрической энергии КЭС с газомазутными блоками 200 МВт, г/кВтч (по данным КТА МЦЗТ и ИП)

Рисунок 1.18	УРУТ по отпуску электроэнергии угольных ТЭЦ с КА типа Е-420-140 (по данным КТА МЦЗТ и ИП)
Рисунок 1.19	УРУТ по отпуску электроэнергии угольных ТЭЦ с КА типа Е-220-140 и Е-160-100 (по данным КТА МЦЗТ и ИП)
Рисунок 1.20	УРУТ по отпуску тепловой энергии ТЭЦ (по данным КТА МЦЗТ и ИП)
Рисунок 1.21	Расход ЭЭ на СН блоков 300 и 500 МВт (по данным КТА МЦЗТиИП)
Рисунок 1.22	Расход ЭЭ на СН по отпуску ЭЭ ТЭЦ 13 МПа (по данным КТА МЦЗТиИП)
Рисунок 1.23	Расход ЭЭ на СН по отпуску электроэнергии ТЭЦ 13 МПа, % (по данным КТА МЦЗТиИП)
Рисунок 1.24	Расход ЭЭ на СН по отпуску тепловой энергии ТЭЦ 13 МПа, кВтч/Гкал (по данным КТА МЦЗТиИП)
Рисунок 1.25	Потребление топлива ТЭС и котельными электроэнергетической отрасли Республики Казахстан, тыс. тут
Рисунок 1.26	Использование ТЭР для производства электрической и тепловой энергии и доля от общего потребления в РК
Рисунок 1.27	Динамика ВВП и энергоемкости ВВП РК за 2015-2019 годы
Рисунок 1.28	Динамика ВТП и энергоемкости ВТП электроэнергетической отрасли Республики Казахстан за 2015-2019 годы
Рисунок 1.29	Энергоемкость КЭС с угольными блоками 300 и 500 МВт, тут/млн тенге
Рисунок 1.30	Энергоемкость угольных ТЭЦ 140 кг/см <sup>2</sup> , тут/млн тенге
Рисунок 1.31	Расход электроэнергии на СН по отпуску электроэнергии угольных КЭС СКД, блок 200 МВт на давление 140 кг/см <sup>2</sup> на газе, %
Рисунок 1.32	Расход электроэнергии на СН по отпуску электроэнергии угольных ТЭЦ 140 кг/см <sup>2</sup> , %
Рисунок 1.33	Расход электроэнергии на СН по отпуску тепловой энергии угольных ТЭЦ 140 кг/см <sup>2</sup> , кВтч/Гкал
Рисунок 1.34	Общая схема топливо сжигающей установки
Рисунок 1.35	Выбросы CO <sub>2</sub> , г/кВтч в зависимости от КПД (нетто), %
Рисунок 1.36	Структура топливо сжигающих установок по мощности и виду топлива
Рисунок 1.37	Структура выбросов в целом по Республики Казахстан
Рисунок 1.38	Динамика изменения отраслевых выбросов
Рисунок 1.39	Структура выбросов по зонам энергоснабжения
Рисунок 1.40	Выбросы SO <sub>2</sub> в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан
Рисунок 1.41	Выбросы NO <sub>x</sub> в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан, 2018 год
Рисунок 1.42	Выбросы пыли в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан, 2018 год
Рисунок 1.43	Выбросы мелкодисперсных частиц в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан, 2018 год
Рисунок 1.44	Выбросы СО в атмосферу в Республики Казахстан в 2018г
Рисунок 1.45	Динамика изменения выбросов CO <sub>2</sub> в атмосферу
Рисунок 1.46	Объем забора (изъятия) воды ТЭС
Рисунок 1.47	Структура использования воды
Рисунок 1.48	Водоотведение
Рисунок 1.49	Структура загрязняющих веществ в составе сбросов в водные объекты

Рисунок 1.50	Ежегодное образование ЗШО на электростанции мощностью 450 МВт при 6 000 часов полной нагрузки (общее образование ЗШО 187000 тонн)
Рисунок 2.1	Блок-схема процесса выбора НДТ
Рисунок 3.1	Принципиальная схема КЭС
Рисунок 3.2	Потеря тепла от наружного охлаждения
Рисунок 3.3	Принципиальная тепловая схема ТЭЦ
Рисунок 3.4	Схема парогазовой установки
Рисунок 3.5	Принципиальная схема простейшей ГТУ
Рисунок 3.6	Показатели эффективности ГТУ в зависимости от температуры газов на входе в газовую турбину
Рисунок 3.7	Общий вид газовой турбины 9HA GE
Рисунок 3.8	Принципиальная схема КС типа DLN фирмы GE
Рисунок 3.9	Простейший утилизационный парогазовый цикл
Рисунок 3.10	Классификация парогазовых установок по назначению
Рисунок 3.11	Классификация парогазовых установок по способам утилизации тепловой энергии выхлопных газов ГТУ
Рисунок 3.12	Схема простейшей утилизационной ПГУ КЭС с процессом генерации пара в котле-утилизаторе
Рисунок 3.13	Диаграмма потоков мощности в утилизационной ПГУ
Рисунок 3.14	Способы газификации угля
Рисунок 3.15	Технологическая схема высокотемпературной газификации по Винклеру
Рисунок 3.16	Технологическая схема технологии PRENFLO и PSG
Рисунок 3.17	Блок-схема процессов в цикле ПГУ с ВЦГ
Рисунок 3.18	Схема приема, разгрузки и подачи твердого топлива
Рисунок 3.19	Увлажнение склада угля
Рисунок 3.20	Ограждение угольного склада
Рисунок 3.21	Прямоточная система технического водоснабжения ТЭС
Рисунок 3.22	Оборотная система технического водоснабжения ТЭС с водоемом -охладителем.
Рисунок 3.23	Классификация СО, применяемых в Казахстане
Рисунок 3.24	
Рисунок 4.1	Обзор золоулавливающих установок
Рисунок 4.2	Принцип работы электрофильтра
Рисунок 4.3	Общий вид стандартного сухого электрофильтра
Рисунок 4.4	Трехпольный двухсекционный электрофильтр
Рисунок 4.5	Электрофильтр с подвижными электродами
Рисунок 4.6	Схема рукавного фильтра с импульсной очисткой
Рисунок 4.7	Схема батарейного эмульгатора второго поколения.
Рисунок 4.8	Кольцевой эмульгатор
Рисунок 4.9	Принципиальная схема сероочистки по СИТ (сухой известняковой очистки)
Рисунок 4.10	Принципиальная схема установки сероулавливания по технологии фирмы «Бишофф»
Рисунок 4.11	Типичная технологическая линия мокрой сероочистки
Рисунок 4.12	Конструкция абсорбера мокрой сероочистки
Рисунок 4.13	Принципиальная схема упрощенной мокросухой известковой сероочистки

Рисунок 4.14	Схема сухой аддитивной очистки дымовых газов ТЭС от диоксида серы по технологии «Лифак»
Рисунок 4.15	Схема установки сероочистки с циркулирующей инертной массой
Рисунок 4.16	Схема полусухой сероочистки по NID технологии Alstom
Рисунок 4.17	Схема источников образования оксидов азота
Рисунок 4.18	Зависимость образования оксидов азота от температуры при сжигании органического топлива
Рисунок 4.19	Низко эмиссионная горелка с затынутым смесеобразованием
Рисунок 4.20	Факел малотоксичной горелки со ступенчатой подачей воздуха
Рисунок 4.21	Горелка Фостер Виллер из серии Vortex
Рисунок 4.22	Схема технологии двухступенчатого сжигания
Рисунок 4.23	Схема организации трехступенчатого сжигания
Рисунок 4.24	Принципиальная схема концентрического сжигания
Рис. 4.25	Горелка с термохимической подготовкой угля
Рисунок 4.26	Типичная схема рециркуляции дымовых газов в топку котла
Рисунок 4.27	Схема подачи пыли высокой концентрации
Рисунок 4.28	Схема организации процессов СНКВ
Рисунок 4.29	Различные способы ввода аммиачной воды в поток
Рисунок 4.30	Принципиальная технологическая схема (СНКВ) установки на Тольятинской ТЭЦ
Рисунок 4.31	Система СКВ
Рисунок 4.32	Сотовый катализатор
Рисунок 4.33	Пример реактор с четырьмя слоями катализатора
Рисунок 4.34	Зависимость степени улавливания $SO_2$ и $NO_x$ от доли стехиометрического соотношения соответственно $NH_3$ и $O_3$
Рисунок 4.35	Принципиальная технологическая схема установки одновременной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота
Рисунок 4.36	Технологическая схема установки для очистки дымовых газов ТЭС от диоксида серы аммонийно-карбамидным методом
Рисунок 4.37	Принципиальная технологическая схема установки электронно-лучевой очистки дымовых газов ТЭС от оксидов серы и азота
Рисунок 4.38	Массовый баланс тяжелых металлов на электростанциях, работающих на угле
Рисунок 4.39	Схема химического обессоливания воды
Рисунок 4.40	Водоподготовка подпитки теплосети и котлов с применением УОО
Рисунок 4.41	Схема установки очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктам
Рисунок 4.42	Схема установки очистки нефтесодержащих стоков совместно с очисткой поверхностного стока с территории
Рисунок 4.43	Установка очистки сточных вод мокрой системы десульфуризации
Рисунок 4.44	Станция двухэтапной очистки сточных вод
Рисунок 4.45	Непрерывное улучшение модели СЭМ
Рисунок 4.46	Схема установки дополнительного воздухоподогревателя на уходящих газах
Рисунок 4.47	Схема включения дополнительного ПСВ от уходящих газов
Рисунок 5.1	Основные технологические схемы сжигания угля в топочной технике
Рисунок 5.2	Вихревая пылеугольная горелка ОРГРЭС
Рисунок 5.3	Принципиальная схема прямоточных горелок

Рисунок 5.4	Схемы сжигания угля в кипящем слое (ПКС и ЦКС)
Рисунок 5.5	Принципиальная технологическая схема котла ЦКС
Рисунок 5.6	Принципиальная схема ЦКС-котлоагрегата системы «Лурги»
Рисунок 5.7	Принципиальная схема котла ЦКС системы «Пирофлюу»
Рисунок 5.8	Схема компактных сепараторов золы
Рисунок 5.9	Энергоблок с ЦКС мощностью 460 МВт
Рисунок 5.10	Котел с ЦКС по схеме «Циркофлюид»
Рисунок 5.11	Принципиальная схема котла ЦКС «Бабкок-Вилькокс»
Рисунок 5.12	Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при $A_{пр} > 2,5$ % кг/МДж, КА <100 МВт
Рисунок 5.13	Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при $A_{пр} \leq 2,5$ %*кг/МДж, КА <100 МВт
Рисунок 5.14	Удельные выбросы диоксида азота ( $NO_x$ ), КА <100 МВт
Рисунок 5.15	Удельные выбросы двуокиси серы ( $SO_2$ ), КА <100 МВт
Рисунок 5.16	Удельные выбросы окиси углерода (CO), КА <100 МВт
Рисунок 5.17	Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при $A_{пр} > 2,5$ % кг/МДж, КА 100-300 МВт
Рисунок 5.18	Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при $A_{пр} \leq 2,5$ %*кг/МДж, КА 100-300 МВт
Рисунок 5.19	Удельные выбросы диоксида азота ( $NO_x$ ), КА 100-300 МВт
Рисунок 5.20	Удельные выбросы двуокиси серы ( $SO_2$ ), КА 100-300 МВт
Рисунок 5.21	Удельные выбросы окиси углерода (CO), КА 100-300 МВт
Рисунок 5.22	Удельные выбросы пыли за электрофильтрами при $A_{пр} > 2,5$ % кг/МДж, КА 300-1000 МВт
Рисунок 5.23	Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при $A_{пр} > 2,5$ % кг/МДж
Рисунок 5.24	Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при $A_{пр} \leq 2,5$ % кг/МДж
Рисунок 5.25	Удельные выбросы диоксида азота ( $NO_x$ )
Рисунок 5.26	Удельные выбросы двуокиси серы ( $SO_2$ )
Рисунок 5.27	Удельные выбросы окиси углерода (CO)
Рисунок 5.28	Удельные выбросы пыли, КАА 1000 МВт
Рисунок 5.29	Удельные выбросы диоксида азота ( $NO_x$ ), КАА 1000 МВт
Рисунок 5.30	Удельные выбросы двуокиси серы ( $SO_2$ ), КАА 1000 МВт
Рисунок 5.31	Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и шлака из-под котлов
Рисунок 5.32	Заводы по производству строительных изделий с использованием ЗШО
Рисунок 5.33	Механическая форсунка
Рисунок 5.34	Паромеханическая мазутная форсунка
Рисунок 5.35	Концентрации ЗВ при сжигании мазута и ВМЭ на котлах ТГМ-84
Рисунок 5.36	Схема двухступенчатого сжигания
Рисунок 5.37	Схема трехступенчатого сжигания
Рисунок 5.38	Результаты комплексного применения методов подавления окислов азота на котлах ТГМ-96Б
Рисунок 5.39	Комбинированная схема подготовки ВМЭ

Рисунок 5.40	Схема подачи присадки
Рисунок 5.41	Схема СНКВ
Рисунок 5.42	Мокрая известковая схема очистки от окислов серы
Рисунок 5.43	Схема аммиачно-сульфатной сероочистки
Рисунок 5.44	Схема включение конденсатора дымовых газов
Рисунок 5.45	Мощная газовая турбина энергоблока SGT5-9000HL
Рисунок 5.46	Новая парогазовая станция, построенная в России
Рисунок 5.47	Структура предприятия по термической переработке ТКО
Рисунок 5.48	Схематическое представление предприятия термической переработки ТКО посредством прямого сжигания на движущейся решетке Edinburgh, UK Hitachi Zosen Inova
Рисунок 5.49	Топка со стационарным (пузырьковым) кипящим слоем
Рисунок 5.50	Котел с ЦКС для сжигания бытовых отходов, установленный на предприятии Lomellina (Италия)
Рисунок 5.51	Блок-схема обычного процесса газификации ТКО
Рисунок 5.52	Блок-схема газификации ТКО с использованием плазменных источников энергии
Рисунок 5.53	Схема предприятия по термической переработке ТКО в энергию с помощью пиролиза
Рисунок 5.54	Гравитационная схема Парсонс включения ПНД смешивающего типа
Рисунок 5.56	Изменение мощности привода(кВт) от расхода питательной воды
Рисунок 5.56	Схема двухступенчатой последовательной испарительной установки
Рисунок 5.57	Групповая схема включения ПВД
Рисунок 5.58	Схема реконструкции ПТ-80-130/13
Рисунок 5.59	Схема реконструкции Т-100-130
Рисунок 5.60	Схема включения турбодетандера
Рисунок 5.61	Схема включения турбины «мятого» пара
Рисунок 5.62	Сотовые уплотнения
Рисунок 5.63	Схема установки сотовых уплотнений
Рисунок 5.64	Вид обработанного гидрофобным покрытием корпуса насоса
Рисунок 5.65	Схема работы теплового насоса, включенного с градирней
Рисунок 5.66	Схема включения охладителя выпара
Рисунок 5.67	Схема двухступенчатого РПН
Рисунок 6.1	Оценка выбросов загрязняющих веществ по этапам перехода на НДТ, тыс. т/год
Рисунок 7.1	Тренд повышения начальных параметров пара на ТЭС в Японии
Рисунок 7.2	Принципиальные схемы ПГУ
Рисунок 7.3	Принципиальная технологическая схема установки аммиачно-сульфатной сероочистки

## **Список таблиц**

Таблица 1.1	Структура электростанций Республики Казахстан по типу использованных энергоресурсов
Таблица 1.2	Структура ТЭС по топливу в разрезе энергетических зон и областей
Таблица 1.3	Расход топлива электростанциями РК в 2015-2019 гг.
Таблица 1.4	Расходы топлива электростанциями и котельными в 2018-2019 гг. по энергетическим зонам Республики Казахстан, [27]
Таблица 1.5	Средняя наработка и парковый ресурс ТЭС в разрезе областей
Таблица 1.6	Производство и потребление электроэнергии по энергетическим зонам Казахстана

Таблица 1.7	Доля запасов углеводородов по областям, [2, 3, 25, 32]
Таблица 1.8	Запасы угля основных месторождений Казахстана, млн т/год, [33, 34]
Таблица 1.9	Теплотехнические характеристики энергетических углей, используемых в электроэнергетике Казахстана
Таблица 1.10	Расход топлива ТЭС и котельными РК в 2015-2019 гг.
Таблица 1.11	Влияние топливо сжигающих установок на различные компоненты окружающей среды
Таблица 1.12	Выбросы в атмосферу крупных топливо сжигающих установок (2018)
Таблица 1.13	Связанный топливный азот
Таблица 1.14	Средние содержания элементов-примесей в угольных бассейнах и месторождениях Казахстана, г/т
Таблица 1.15	Водоотведение в поверхностные водные объекты
Таблица 1.16	Список веществ, загрязняющих воду, в результате работы топливо сжигающих установок
Таблица 3.1	Технические и экологические характеристики современных газовых турбин
Таблица 3.2	Перечень газотурбинных тепловых электрических станций в Казахстане
Таблица 3.3	Характерный состав газа (об. доля, %)
Таблица 3.4	Характеристика способов газификации и основные технологии газификации
Таблица 3.5	Сведения о некоторых ПГУ с ВЦГ
Таблица 3.6	Влияние технических решений и режимов работы на уровень выбросов $\text{NO}_x$ и недожог топлива
Таблица 4.1	Общая эффективность газоочистных установок
Таблица 4.2	Характеристики материалов рукавных фильтров
Таблица 4.3	Сравнение техник сероочистки
Таблица 4.4	Сравнение техник снижения эмиссии оксидов азота
Таблица 4.5	Сравнение техник одновременного снижения эмиссии оксидов серы и азота
Таблица 4.6	Технологии предотвращения и контроля загрязнения воды от установок, оборудованных системами очистки дымовых газов со сбросами в водные объекты
Таблица 4.7	Образование золошлаковых отходов энергоисточниками
Таблица 4.8	Показатели топочного мазута
Таблица 4.9	Сравнение характеристик непрерывных и периодических измерений
Таблица 5.1	Структура генерирующих мощностей паротурбинных угольных ТЭС РК с пылеугольным сжиганием на 01.01.2019 г.
Таблица 5.2	Характеристика Экибастузского угля
Таблица 5.3	Уровни энергоэффективности для сжигания угля на КЭС
Таблица 5.4	Уровни энергоэффективности для сжигания угля на ТЭЦ и котельных
Таблица 5.5	Стандартная энергоэффективность нетто по различным технологиям ТЭС
Таблица 5.6	Влияние характеристик пара на расчетную эффективность по различным процессам сжигания
Таблица 5.7	Градации топливо сжигающих установок по мощности и виду топлива
Таблица 5.8	Сводные данные по текущим уровням выбросов
Таблица 5.9	Уровень выбросов $\text{NO}_x$ по действующим установкам без вторичных методов
Таблица 5.10	Пути металлов на трех примерах установок для сжигания, работающих на каменном угле
Таблица 5.11	НДТ при разгрузке, хранении, подаче и переработке твердого топлива
Таблица 5.12	Пороговые уровни энергоэффективности НДТ для сжигания каменного и бурого угля
Таблица 5.13	Список НДТ по снижению диоксида серы при сжигании угля

Таблица 5.14	Список НДТ по снижению окислов азота при сжигании угля
Таблица 5.15	Удельные выбросы в атмосферу от установок, сжигающие жидкое топливо
Таблица 5.16	Список НДТ по снижению выбросов пыли при сжигании твердого топлива (каменного и бурого угля)
Таблица 5.17	Удельные выбросы ( $SO_2$ , $NO_x$ , пыль) в атмосферу от установок, сжигающие жидкое топливо в Республики Казахстан
Таблица 5.18	Удельные выбросы ( $SO_2$ , $NO_x$ ) в атмосферу от действующих установок, сжигающие жидкое топливо в Республики Казахстан
Таблица 5.19	Удельные выбросы в атмосферу от установок, вновь строящихся с 1 января 2013 года, сжигающие жидкое топливо в Республики Казахстан
Таблица 5.20	НДТ при сжигании жидкого топлива
Таблица 5.21	Примерная эффективность использования ВМЭ
Таблица 5.22	Сравнение техник сероочистки
Таблица 5.23	Сравнение техник азотоочистки
Таблица 5.24	Генерирующие мощности газомазутных ТЭС Казахстана
Таблица 5.25	Обзор типичных КПД ISO топливо сжигающих установок, работающих на природном газе
Таблица 5.26	Примеры эксплуатационных КПД использования энергии (в среднем за год) европейских установок, сжигающих природный газ
Таблица 5.27	Фактические выбросы оксидов азота и оксида углерода на котельных установках, сжигающих газ
Таблица 5.28	Пример выбросов в атмосферу от котлов на природном газе в 2019 г.
Таблица 5.29	Пример выбросов в атмосферу из турбин, работающих на природном газе, в 2018 г
Таблица 5.30	Техники снижения выбросов $NO_x$ и $CO$ в атмосферу, не требующие технического переоснащения и реконструкции котла
Таблица 5.31	Техники снижения выбросов $NO_x$ при сжигании газообразного топлива, рассматриваемые в качестве НДТ
Таблица 6.1	Стандартный уровень кислорода для установления уровней выбросов НДТ
Таблица 6.2	Периоды осреднения величин измерений выбросов
Таблица 6.3	Контроль ключевых технологических параметров топливо сжигающих установок, соответствующих выбросам в воздух и водные объекты
Таблица 6.4	Перечень маркерных загрязняющих веществ, подлежащих мониторингу
Таблица 6.5	Периодичность мониторинга выбросов от топливо сжигающих установок
Таблица 6.6	Периодичность мониторинга сбросов в водные объекты при очистке дымовых газов
Таблица 6.7	Техники оптимизации сжигания топлива
Таблица 6.8	Характеристики топлива, подлежащие контролю перед сжиганием
Таблица 6.9	Техники повышения энергоэффективности топливо сжигающих установок
Таблица 6.10	Техники сокращения водопотребления
Таблица 6.11	Техники снижения сбросов в водные объекты
Таблица 6.12	Уровни сбросов НДТ в водные объекты при очистке дымового газа
Таблица 6.13	Техники снижения образования и переработки отходов
Таблица 6.14	Техники снижения уровня шумоизлучения
Таблица 6.15	Уровни энергоэффективности НДТ для сжигания каменного и бурого угля
Таблица 6.16	Техники для снижения выбросов $NO_x$ при сжигании угля

Таблица 6.17	Техники комбинированного снижения выбросов оксидов азота и серы при сжигании твердого топлива
Таблица 6.18	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{NO}_x$ в воздух для сжигания угля
Таблица 6.19	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{CO}$ в воздух для сжигания угля
Таблица 6.20	Техники для снижения выбросов $\text{SO}_2$ при сжигании твердого топлива
Таблица 6.21	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{SO}_2$ в воздух для сжигания угля
Таблица 6.22	Техники снижения выбросов пыли при сжигании твердого топлива
Таблица 6.23	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли в воздух для сжигания твердого топлива
Таблица 6.24	Уровни энергоэффективности установок, сжигающие жидкое топливо
Таблица 6.25	Техники снижения выбросов $\text{NO}_x$ при сжигании жидкого топлива в котлах
Таблица 6.26	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{NO}_x$ при сжигании жидкого топлива в котлах
Таблица 6.27	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{CO}$ для установок, сжигающие мазут или дизельное топливо
Таблица 6.28	Техника или сочетание нескольких методов снижения выбросов $\text{SO}_2$ при сжигании жидкого топлива в котлах
Таблица 6.29	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{SO}_2$ при сжигании жидкого топлива в котлах
Таблица 6.30	Техники снижения пыли и связанных частиц металла при сжигании жидкого топлива
Таблица 6.31	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли при сжигании жидкого топлива в котлах
Таблица 6.32	Техники повышения энергоэффективности поршневых двигателей, работающих на жидком топливе
Таблица 6.33	Уровни энергоэффективности НДТ для поршневых двигателей, сжигающие жидкое топливо
Таблица 6.34	Техники снижения $\text{NO}_x$ для поршневых двигателей, сжигающие жидкое топливо
Таблица 6.35	Техники снижения выбросов $\text{CO}$ в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях
Таблица 6.36	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{NO}_x$ в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях
Таблица 6.37	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{CO}$ для поршневых двигателей, сжигающих жидкого топлива
Таблица 6.38	Техники снижения выбросов $\text{SO}_x$ в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях
Таблица 6.39	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{SO}_x$ для поршневых двигателей, сжигающих жидкое топливо
Таблица 6.40	Техники снижения пыли и связанных частиц металла для поршневых двигателей, сжигающие жидкое топливо
Таблица 6.41	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли и связанных частиц металла для поршневых двигателей, сжигающие жидкое топливо
Таблица 6.42	Техники повышения энергоэффективности газовых турбин, работающие на жидком топливе
Таблица 6.43	Уровни энергоэффективности НДТ для газовых турбин на жидком топливе
Таблица 6.44	Техники снижения выбросов $\text{NO}_x$ для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо

Таблица 6.45	Техники снижения выбросов СО для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо
Таблица 6.46	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO <sub>x</sub> для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо
Таблица 6.47	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ СО для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо
Таблица 6.48	Техники снижения выбросов SO <sub>x</sub> для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо
Таблица 6.49	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SO <sub>x</sub> и пыли для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо
Таблица 6.50	Техники повышения энергоэффективности процесса сжигания природного газа
Таблица 6.51	Уровни энергоэффективности НДТ для сжигания природного газа
Таблица 6.52	Техники снижения выбросов окислов азота при сжигании природного газа в котлах
Таблица 6.53	Техники снижения выбросов окислов азота при сжигании природного газа в газовых турбинах
Таблица 6.54	Техники снижения выбросов окислов азота при сжигании природного газа в двигателях
Таблица 6.55	Техники снижения выбросов окиси углерода при сжигании природного газа
Таблица 6.56	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO <sub>x</sub> для сжигания природного газа в газовых турбинах
Таблица 6.57	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO <sub>x</sub> для сжигания природного газа в котлах и двигателях
Таблица 6.58	Техники снижения выбросов ЛНОС и метана CH <sub>4</sub> для сжигания природного газа в газовых двигателях с искровым зажиганием, работающих на обедненных смесях
Таблица 6.59	Уровни энергоэффективности, связанные с НДТ для сжигания технологических газов металлургического и химического производства в котлах
Таблица 6.60	Уровни энергоэффективности, связанные с НДТ для сжигания технологических газов металлургического и химического производства в ПГУ
Таблица 6.61	Техники снижения выбросов NO <sub>x</sub> при сжигании в котлах технологических газов металлургического производства и химической промышленности
Таблица 6.62	Техники снижения выбросов NO <sub>x</sub> при сжигании в ПГУ технологических газов металлургического и химического производства
Таблица 6.63	Техники снижения выбросов СО при сжигании в котлах технологических газов металлургического и химического производства
Таблица 6.64	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO <sub>x</sub> для сжигания 100 % технологических газов металлургического производства
Таблица 6.65	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO <sub>x</sub> для сжигания 100 % технологических газов химической промышленности
Таблица 6.66	Техники снижения выбросов SO <sub>2</sub> в воздух при сжигании в котлах технологических газов металлургического и химического производства
Таблица 6.67	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SO <sub>2</sub> в воздух от сжигания 100 % технологических газов металлургического производства
Таблица 6.68	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SO <sub>2</sub> в воздух от сжигания 100 % технологических газов химической промышленности
Таблица 6.69	Техники снижения выбросов пыли для сжигания технологических газов металлургического и химического производства

Таблица 6.70	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли для сжигания в котлах технологических газов металлургического и химического производства
Таблица 6.71	Техники улучшения общих экологических показателей процесса сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах
Таблица 6.72	Техники предотвращения или снижения выбросов $\text{NO}_x$ в воздух от сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах
Таблица 6.73	Техники предотвращения или снижения выбросов $\text{CO}$ в воздух от сжигания газообразного и/или жидкого топлива в газовых турбинах на морских платформах
Таблица 6.74	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{NO}_x$ для сжигания газообразного топлива в газовых турбинах с открытым циклом на морских платформах
Таблица 6.75	Техники улучшения экологических показателей при совместном сжигании отходов в топливо сжигающих установках
Таблица 6.76	Уровни энергоэффективности для совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем
Таблица 6.77	Техники снижения выбросов окислов азота в воздух при временном ограничении выбросов $\text{CO}$ и $\text{N}_2\text{O}$ в воздух от совместного сжигания отходов и каменного и/или бурого угля
Таблица 6.78	Техники снижения выбросов $\text{SO}_x$ в воздух при совместном сжигании отходов с каменным и/или бурым углем
Таблица 6.79	Техники снижения выбросов пыли от совместного сжигания отходов и каменного и/или бурого угля
Таблица 6.80	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для частиц металла в воздух от совместного сжигания отходов и каменного и/или бурого угля
Таблица 6.81	Техники снижения выбросов ртути в воздух от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем
Таблица 6.82	Техники повышение энергоэффективности установок газификации и ВЦГ
Таблица 6.83	Уровни энергоэффективности НДТ для установок газификации и ВЦГ
Таблица 6.84	Техники предотвращения/или снижения выбросов $\text{NO}_x$ в воздух при одновременном ограничении выбросов $\text{CO}$ в воздух от установок ВЦГ
Таблица 6.85	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ $\text{NO}_x$ в воздух для установок ВЦГ
Таблица 6.86	Техники предотвращения или сокращения выбросов пыли, связанных частиц металла, аммиака и галогена в воздух от установок ВЦГ
Таблица 6.87	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли и связанных частиц металла для установок ВЦГ
Таблица 6.88	Основные техники
Таблица 6.89	Техники повышения энергоэффективности
Таблица 6.90	Техники снижения выбросов $\text{NO}_x$ и/или $\text{CO}$ в воздух
Таблица 6.91	Техники снижения выбросов $\text{SO}_x$ в воздух
Таблица 6.92	Техники снижения выбросов пыли в воздух
Таблица 6.93	Техники снижения сбросов в водные объекты
Таблица 6.94	Техники обращения с топливом
Таблица 6.95	Техники обращения с маслами
Таблица 7.1	Основные показатели проектируемого энергоблока 660 МВт
Таблица 7.2	Основные показатели аммиачно-сульфатной сероочистка
Таблица 7.3	Характеристики комбинированного золоуловителя

## Глоссарий

Настоящий глоссарий предназначен для облегчения понимания информации, содержащейся в настоящем справочнике по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (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;
- химические элементы.

### Термины и их определения

В настоящем справочнике по НДТ используются следующие термины:

ГТУ	-	газотурбинная установка предназначена для сжигания жидкого или газообразного топлива с целью получения электрической энергии, в целях данных заключений включает конфигурацию открытого цикла, с котлом-утилизатором и в составе ПГУ;
дизельное топливо	-	жидкое топливо, продукт нефтепереработки, используется в ГТУ, может являться резервным топливом для газовых ГТУ;
технологические показатели эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ	-	масса выбросов, выраженная в виде концентрации (мг/м <sup>3</sup> ) в отработанных газах при определенных условиях, которые не могут быть превышены в течение обозначенного периода;
новая установка	-	топливо сжигающая установка, на которую получено КЭР впервые получено не менее через год после утверждения данных заключений по НДТ или полная замена топливо сжигающей установки на существующем фундаменте не менее чем через год после утверждения данных заключений по НДТ;
КС	-	камера сгорания, отдельная топливо сжигающая установка;
КИТ	-	коэффициент использования тепла топлива, отношение суммарной электрической и тепловой энергии к теплу, полученного от сжигаемого топлива;
число часов работы	-	время, выраженное в часах, в течение которого топливо сжигающая установка полностью или частично находится в эксплуатации, за исключением пуска и останова;
период запуска и остановки	-	определяется в соответствии с ПТЭ, раздел 2, параграф 3;
КЭР	-	комплексное экологическое разрешение на эмиссии в окружающую среду;
КА	-	котельный агрегат-установка для сжигания топлива, кроме двигателей и газовых турбин, технологических печей или нагревателей;
остатки	-	вещества, произведенные в результате технологических процессов от сжигания топлива при производстве энергии, отходы или побочные продукты;
существующая установка	-	топливо сжигающая установка, не являющаяся новой, установленная до утверждения данных заключений по НДТ или проект которой согласован Уполномоченным органом до публикаций данных заключений по НДТ;
единичная тепловая мощность установки	-	тепловая мощность одной установки, МВт;

тепловая мощность установки	-	произведение теплоты сгорания топлива (низшая) на расход топлива и произведение на КПД установки ( $Q_{нр} \times B \times \text{КПД}\%$ )/100 % (МДж/кг $\times$ кг/с $\times$ %/%) = МВт);
мазут	-	жидкое топливо, остаточный продукт нефтеперегонки, если менее 65 % выпаривается при температуре 250 оС (включая потери), попадает под категорию тяжелый мазут;
технологические показатели эмиссий маркерных загрязняющих веществ	-	масса выбросов окислов азота, серы, углерода и пыли выраженная в виде концентрации (мг/нм3) в отработанных газах при определенных условиях, которые не могут быть превышены в течение обозначенного периода;
периодическое измерение	-	определение измеряемой величины в определенные временные интервалы «вручную» или автоматизированным методом;
КПД механический	-	отношение механической энергией в нагрузочной муфте к тепловой энергии сжигаемого топлива;
топливо сжигающая установка	-	технический аппарат, в котором топливо подвергается окислению для получения тепловой энергии. В рамках действия настоящего справочника: - топливосжигающая установка на ТЭС и отдельностоящих котельных единичной тепловой мощностью 50 МВт и более определяется по единичной мощности установки; - топливосжигающая установка на отдельностоящих паровых и отопительных котельных определяется суммой тепловой мощностью установок от 200 МВт и более.
технологические печи или нагреватели	-	топливо сжигающие установки, дымовые газы которых используются для термической обработки материалов при соприкосновении;
прямой сброс	-	сброс в принимающий водный объект в точке выхода сброса из установки без последующей очистки;
установка для дожигания	-	предназначена для очистки дымовых газов путем сжигания, которая не работает как самостоятельная топливо сжигающая установка, лишь используется для удаления летучих органических веществ (ЛОВ) и других загрязнителей из дымовых газов;
система десульфуризации дымовых газов	-	система очистки дымовых газов от окислов серы, которая включает как минимум одну внедренную технику очистки или полностью замененная в существующей установке (FGD);
КПД электрический	-	отношение электрической мощности нетто к поступающей тепловой энергией сжигаемого топлива.

## Аббревиатуры и их расшифровка

Аббревиатуры	Расшифровка
ВРУ	воздухоразделительная установка (ASU)
ДСВ	деаэратор струйный вакуумный
ЦКС	циркулирующий кипящий слой (CFB)
АСМ	автоматизированная система мониторинга выбросов
ГНОА	горелка с низким выходом окислов азота (LNB)
АСТ	аммиачно-сульфатная технология очистки окислов серы
АСК	автоматический стопорный клапан
ГСОА	горелки с сухим подавлением окислов азота (DLN)
ГТУ ОЦ	газотурбинная установка открытого цикла (OCGT)
ПВД	подогреватель высокого давления

БелКЗ	Белгородский котельный завод
ВТИ	Всероссийский теплотехнический институт
БКЗ	Барнаульский котельный завод
КТУ	крупная топливо сжигающая установка
ГЗУ	гидрозолошлакоудаление
ДКЗ	Дорогобужский котельный завод
ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ	уровни выбросов, связанные с применением НДТ
УС НДТ	технологические показатели сбросов, связанные с применением НДТ
УЭ НДТ	уровни энергоэффективности, связанные с применением НДТ
ДСП	деаэратор струйный повышенного давления
ВВП	валовый внутренний продукт
ПГУ ВЦГ	ПГУ с внутри цикловой газификацией
ООС	охрана окружающей среды
ВТП	валовая товарная продукция
ВИЭ	возобновляемые источники энергии
ТЭЦ	тепловая электроцентраль (комбинированное производство, CHP)
КГ	коксовый газ (COG)
КУ	котел-утилизатор (HRSG)
ЗШО	золошлаковые отходы
КТЗ	Калужский турбинный завод
ССКД	суперсверхкритические параметры пара
КазНИИЭ	Казахский научно-исследовательский институт им. Ш. Чокина
ККС	ТОО «Казахстанские коммунальные системы»
СКД	сверхкритическое давление (параметры пара)
ТДМ	тягодутьевые механизмы
НФО	тяжелый нефтяной мазут
ОВОС	оценка воздействия на окружающую среду
РВП	регенеративный воздухоподогреватель
КЦГ	комбинированный цикл комплексной газификации (IGCC)
КЭА	Казахстанская электроэнергетическая ассоциация
ПСУ	питатель сырого угля
КЭЦ	Караганда Энергоцентр
НЭС	национальные электрические сети
ЦКТИ	центральный котлотурбинный институт им. И. Ползунова
КИТ	коэффициент использования тепла топлива
УТЗ	Уральский турбинный завод
КПД	коэффициент полезного действия
ПВК	пыль высокой концентрации
ПЭН	питательный электронасос
СКВ	селективное каталитическое восстановление (SCR)

РППВ	регенеративный подогрев питательной воды
ВСК	ввод сорбента в тракт котла (DSI)
ВМЭ	водомазутная эмульсия
СКС	сжигание в кипящем слое (FBC)
СПГ	сжиженный природный газ (LNG)
ДСДГ	десульфуризация дымовых газов (FGD)
ПМЗ	Подольский машиностроительный завод
СЭМ	система экологического менеджмента
ТПН	турбопитательный насос
НУЭ	нештатные условия эксплуатация (OTNOC)
ХТГЗ	Харьковский турбогенераторный завод
ВЦГ	внутри цикловая газификация
ПГУ	парогазовая установка (CCGT)
СНКВ	селективное некаталитическое восстановление (SNCR)
БСУ	бункер сырого угля
ПНД	подогреватель низкого давления
МИС	мокрый известковый способ очистки окислов серы
ЛМЗ	Ленинградский металлический завод
АСКУЭ	автоматизированная система коммерческого учета энергии
ЭУ	энергетическая установка
ТВП	трубчатый воздухоподогреватель
ЭНИН	энергетический институт
ЭФ	электрофильтр (ESP)

## Химические элементы

Загрязнители / параметры	
As	сумма мышьяка и его соединений
C <sub>3</sub>	углеводороды, с углеводородным числом три
C <sub>4+</sub>	углеводороды, с углеводородным числом четыре
Cd	сумма кадмия и его соединений
Cd+Tl	сумма кадмия и таллия и их соединений
CH <sub>4</sub>	метан
CO	окись углерода
COD	количество кислорода, необходимого до полного окисления органического вещества до углекислого газа CO <sub>2</sub>
COS	серо окись углерода
Cr	сумма хрома и его соединений
Cu	сумма меди и его соединений
Пыль	совокупность твердых частиц (в воздухе)
Фторид	растворенный фторид, выраженный как F <sub>-</sub>

H <sub>2</sub> S	сернистый водород
HCl	все неорганические газообразные хлористые соединения, выраженные как HCl
HCN	цианистый водород
HF	все неорганические газообразные фтористые соединения, выраженные как HF
Hg	сумма ртути и его соединений
N <sub>2</sub> O	закись азота
NH <sub>3</sub>	аммиак
Ni	сумма никеля и его соединений
NO <sub>x</sub>	сумма окиси азота NO и двуокиси азота NO <sub>2</sub> в пересчете на NO <sub>2</sub>
Pb	сумма свинца и его соединений
PCDD/F	полихлорированные дибензо-п-диоксины/фураны
RCG	концентрация SO <sub>2</sub> в дымовом газе как среднегодовая величина на входе в систему очистки SO <sub>x</sub> , выраженная при стандартном содержании кислорода 6 % O <sub>2</sub>
Sb+As+Pb+Cr+ Co+Cu+Mn+Ni+V	сумма сурьмы, мышьяка, свинца, хрома, кобальта, меди, марганца, никеля, ванадия и их соединений
SO <sub>2</sub>	двуокись серы
SO <sub>3</sub>	триокись серы
Сульфат	растворенный сульфит, выраженный как
Сернистое соединение, легко выделяемое	сумма растворенного сернистого соединения и нерастворенных сернистых соединений, легко выделяемых при закислении, выраженная как S <sup>2-</sup>
Сульфит	растворенный сульфит, выраженный как
COY	общее содержание органического углерода в воде
BB	общее количество взвешенных твердых веществ, измеренное способом фильтрации через стекловолоконный фильтр
ЛОУ	общее количество летучего органического углерода в воздухе
Zn	сумма цинка и его соединений

## Предисловие

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

Справочник НДТ разработан в целях реализации Экологического кодекса Республики Казахстан.

При разработке справочника по НДТ учтен наилучший мировой опыт и аналогичный и сопоставимый справочный документ Европейского союза по

наилучшим доступным техникам «Справочный документ по НДТ для Крупных установок сжигания (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants), официально применяемый в государствах, являющихся членами Организации экономического сотрудничества и развития, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям и топливной базе Республики Казахстан, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

Справочник по НДТ состоит из вводной части, восьми глав, библиографии и приложений.

В главе «Общая информация» представлены данные о структуре и технологическом уровне электроэнергетики, полученные в ходе проведения комплексного технологического аудита (КТА) предприятий энергетики, анкетирования, а так же на основе отчетов предприятий, имеющих в открытом доступе, также в главе «Общая информация» представлены данные о топливной базе Казахстана, рассмотрены технико-экономические характеристики производства тепла и электроэнергии, энергоемкость электроэнергетической отрасли и представлены основные экологические проблемы.

В главе «Методология отнесения к НДТ» представлены принципы подбора техник в качестве наилучших доступных техник. Представлена методология определения техники в качестве наилучшей доступной, которая основывается на подборе и сравнении альтернативных техник, принятых в качестве техник-кандидатов в наилучшие доступные, обеспечивающих исполнения целей предприятия и государственных уполномоченных органов в области охраны окружающей среды.

В главе «Процессы генерации энергии» представлены техники генерации электроэнергии и тепла, основанные на сжигании органических топлив, рассмотрены технико-экономические и экологические характеристики установок, перспективы их применения в электроэнергетике, рассмотрены вопросы влияния факторов нагрузки на экологические показатели. Отдельно рассмотрен вопрос влияния разгрузки, хранения и обращения топлива, добавок, масел на экологические показатели.

Глава «Общие НДТ для предотвращения и/или сокращения эмиссий и потребления ресурсов» посвящена рассмотрению техник предотвращения или уменьшения выбросов пыли, диоксида серы, оксидов азота. Рассмотрены как технологические методы, направленные на снижение образования маркерных веществ, так и методы очистки. Представлена структура водопотребления и методы сокращения выбросов в воду, рассмотрены техники снижения загрязнения почвы и управления отходами, представлены методы снижения шумового воздействия, рассмотрена система экологического менеджмента. Отдельно в главе рассматриваются вопросы контроля

качества топлива, мониторинга выбросов в атмосферу, мониторинг водопользования и сбросов в водные объекты, методы контроля загрязнения земли/почвы и управления отходами, а также техники утилизации ВЭР.

Глава «Техники, которые рассматриваются при выборе НДТ» посвящена установкам сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива, также рассмотрены установки смешанного сжигания топлив, установки сжигания отходов и возможные техники, повышающие энергоэффективность. Особое внимание в главе уделено характеристикам выбросов и НДТ, направленным на сокращение выбросов оксидов серы и азота.

В главе «Заключения, содержащие выводы по НДТ» представлены заключения по общим НДТ, связанным с системой экологического менеджмента, мониторинга и контроля, энергоэффективностью, заключения по НДТ при сжигании твердого топлива, заключения по НДТ при сжигании жидкого топлива, заключения по НДТ при сжигании газообразного топлива, многотопливного сжигания, отходов и технологических газов, а также по НДТ при газификации.

В главе «Перспективные техники» представлены пути гармонизации базовой и альтернативной энергетики, представлено место децентрализованного энергоснабжения и способы/техники на стадии НИОКР, потенциально способные стать НДТ.

Завершает справочник глава «Заключительные положения и рекомендации».

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 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

#### **Информация о сборе данных.**

В справочнике по НДТ использованы фактические данные по технико-экономическим показателям, выбросам загрязняющих веществ в воздух и сбросам в водную среду предприятий Республики Казахстан, эксплуатирующих крупные установки, сжигающие твердое, жидкое, газообразное топливо и их смеси за 2015-2019 годы, полученные по результатам комплексного технического аудита и анкетирования, проведенного подведомственной организацией уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, осуществляющей функции Бюро по наилучшим доступным техникам.

В справочнике по НДТ использованы данные Бюро национальной статистики Агентства по статистическому планированию и реформам Республики Казахстан, Международного энергетического агентства (МЕА), компаний производителей электро и теплосилового оборудования: GE, Alstom, ABB, Siemens, Lodge Cottrell, Andritz, Mitsubishi Corporation (MC), Mitsubishi Hitachi Power System (MHPS), Япония, Emerson,

ОАО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ), АО «Уральский турбинный завод» (УТЗ), ПАО Калужский турбинный завод (КТЗ), ПАО Подольский машиностроительный завод (ПМЗ ЗиО), ПАО Таганрогский котельный завод «Красный котельщик» (ТКЗ), ООО Барнаульский котельный завод (БКЗ), ООО «Белгородский котельный завод» (БелКЗ), ООО «Бийский котельный завод» (БиКЗ), ООО Дорогобужский котельный завод (ДКЗ) (ныне: «Дорогобужкотломаш»), ОАО «Харьковский турбогенераторный завод» (ХТГЗ) (ныне: «Турбоатом»), ОАО «Электросила», ООО «Новосибирский электротехнический завод» (НЭТЗ), АО «Сызранский завод тяжелого машиностроения» (СЗТМ) (ныне: «ТЯЖМАШ»), АО «Сумский машиностроительный завод им. Фрунзе» (СМЗ) (ныне: «Сумское машиностроительное научно-производственное объединение - Инжиниринг») и др.; казахстанских энергетических компаний: АО «Самрук-Энерго», ТОО ERG, ТОО Kazakhmys Energy, ТОО «Казахстанские коммунальные системы», АО «Центрально-Азиатская энергетическая корпорация», АО KEGOC, АО КОРЭМ; общественных организаций: ОЮЛ Казахская энергетическая ассоциация (КЭА), ОЮЛ Kazenergy, НПП Атамекен.

### **Взаимосвязь с другими справочниками по НДТ.**

Справочник по НДТ является одним из серии разрабатываемых в соответствии с требованием Экологического кодекса Республики Казахстан справочников по НДТ.

Справочник по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» имеет связь с:

№ п/п	Наименование справочника по НДТ	Связанные процессы
1	2	3
1	Переработка нефти и газа	Сжигание нефтезаводского топлива в ГТУ на газо-нефтеперерабатывающих предприятиях
2	Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности	Энергетическая эффективность

И иные справочники по НДТ горно-металлургического комплекса.

### **Область применения**

В соответствии с приложением 3 Экологического кодекса Республики Казахстан настоящий справочник по НДТ распространяется на:

производство электрической и тепловой энергии через сжигание топлива.

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 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

Область применения соответствует:

1) сжиганию топлива в установках ТЭС и котельных с единичной номинальной тепловой мощностью 50 МВт и более, предназначенных для производства электрической энергии и тепла в виде пара и/или горячей воды, включая установки, расположенные на морских платформах;

2) сжигание топлива в установках паровых и отопительных котельных суммарной тепловой мощностью 50 МВт и более (единичной мощностью установки не менее 15 МВт)

3) газификации угля или других видов топлива в установках с общей номинальной тепловой мощностью 20 МВт и более, только когда этот процесс непосредственно связан с установкой для сжигания;

4) сжиганию топлива совместно с отходами, отнесенными к неопасным видам отходов с расходом более 3 т/ч или с опасными отходами с расходом более 10 т/ч, при условии, что сжигание связано с производством энергии.

Область применения соответствует сжиганию на установках следующих видов топлива:

твердые виды: каменный уголь, бурый уголь, лигниты, продукты обогащения углей;

жидкие углеводородные топлива (мазут, дизельное топливо, водо-мазутная эмульсия (ВМЭ));

газ природный, попутный, технологические газы металлургической и химической промышленности.

Область применения не распространяется на сжигание топлива резервного и аварийного назначения топлива и топливо, используемого для пуска-останова.

В область применения Справочника НДТ не входят:

газификация топлива, когда это непосредственно не связано с горением получаемого в результате синтез-газа;

газификация топлива и последующее сжигание синтез-газа, непосредственно связанные с переработкой нефтепродуктов и газа;

сжигание в технологических печах или нагревателях;

сжигание в установках дожигания;

сжигание газа в факеле;

сжигание в котлах-утилизаторах и печах для общей восстановленной серы, используемых для производства целлюлозы и бумаги;

сжигание нефтезаводского топлива на нефтеперерабатывающих заводах, т. к. эти вопросы описаны в НДТ по переработке нефти и газа;

утилизация и рекуперация отходов на мусоросжигательных установках;

энергоустановки, сжигающие топливо для привода механического оборудования, насосов, воздуходувок и прочие;

энергоустановки, сжигающие топливо для энерготехнологических нужд: сушки, испарения рабочих сред, производства холода или обработки объектов или материалов;

установки для регенерации катализаторов каталитического крекинга;

установки, предназначенные для очистки газообразных отходов путем сжигания;

установки для преобразования сероводородов в серу;

реакторы химической промышленности;

топки аккумуляторов коксовых печей;

установки, используемые в транспортных средствах, кораблей или летательных аппаратах.

В Справочнике не рассматриваются:

искусственные газы;

искусственные жидкие топлива.

В Справочнике рассмотрены вспомогательные технологии производства электрической и тепловой энергии в комплексе единого полного технологического процесса:

топливное хозяйство, включая транспорт, хранение и подготовку к сжиганию;

сжигание топлива и производство электроэнергии, тепла в виде пара и/или горячей воды с очисткой и отведением дымовых газов;

преобразование энергии пара в электроэнергию, включая охлаждение технологического оборудования;

водоподготовка для нужд энергообъектов, исключая водоподготовку для целей подпитки тепловых сетей;

техническое водоснабжение энергообъекта для целей охлаждения технологического оборудования, компенсации пароводяных потерь,

золошлакоудаления, прочих производственных нужд;

обращение с отходами;

обращение с маслами (разгрузка, хранение, очистка).

### **Принципы применения**

### **Статус документа**

Справочник по наилучшим доступным техникам 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.

Определение НДТ осуществляется для отраслей (областей применения НДТ) на основе ряда международных принятых критериев:

применение малоотходных технологических процессов;

высокая ресурсная и энергетическая эффективность производства;

рациональное использование воды, создание водооборотных циклов;

предотвращение загрязнения, отказ от использования (или минимизация применения) особо опасных веществ;

организация повторного использования веществ и энергии (там, где это возможно);

экономическая целесообразность (с учетом инвестиционных циклов, характерных для отраслей применения НДТ).

### **Положения, обязательные к применению**

Положения раздела «6. Заключение, содержащие 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 является 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 об установках сжигания топлива, о структуре отрасли, используемых промышленных процессах и технологиях, экологических проблемах, связанных с производством электрической и тепловой энергии.

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

Раздел 3: описаны основные этапы производственного процесса производства энергии, представлены данные и информация об экологических характеристиках установок и эксплуатации, текущих выбросов, потребления и характера сырья, потребления воды, использования энергии и образования отходов.

Раздел 4: описаны методы, применяемые при осуществлении технологических процессов для снижения их негативного воздействия на окружающую среду и не требующие реконструкции объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, каталог методов и связанный с ними мониторинг, используемый для:

предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу, воду (включая грунтовые воды) и почву;

предотвращение или сокращение образования отходов.

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

Раздел 7: представлена информация о новых техниках и перспективных техниках.

Разделе 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 электроэнергетической отрасли Республики Казахстан, а также основных экологических проблем, характерных для области применения настоящего справочника по НДТ, включая текущие уровни эмиссий, а также потребления энергетических, водных и сырьевых ресурсов.

### **1.1. Структура и технологический уровень электроэнергетики**

Электроэнергетика - базовая инфраструктурная отрасль, в которой реализуются процессы производства, передачи, распределения электроэнергии. Для экономики Республики Казахстан электроэнергетика имеет особое значение, поскольку ключевые отрасли страны, такие как металлургия и добыча нефти и газа, характеризуются высокой энергоемкостью.

Электроэнергетика Казахстана, занимающая центральное географическое положение между энергосистемами Центральной Азии, Восточной и Западной части России, сформирована на основных принципах ЕЭС. Центром формирования Единой энергосистемы Казахстана является ее Северный регион, в котором сосредоточена большая часть (72,7 %) источников электроэнергии, и имеются развитые электрические сети 220-500-1150 кВт, связывающие ЕЭС Казахстана с ЕЭС России.

Существующее состояние электроэнергетики Казахстана характеризуется:

высокой концентрацией энергопроизводящих мощностей - до 4000 МВт на одной электростанции;

расположением крупных электростанций преимущественно вблизи топливных месторождений;

высокой долей комбинированного способа производства электроэнергии и теплоты для производственных и коммунальных нужд;

недостаточной (около 12 %) долей гидростанций в балансе электрических мощностей республики;

развитой схемой линий электропередачи, где в качестве системообразующих связей выступают ВЛ напряжением 500 и 1150 кВ;

системой релейной защиты и противоаварийной автоматики, обеспечивающей устойчивость Единой энергетической системы в аварийных и после аварийных ситуациях;

единой, вертикально организованной, системой оперативного диспетчерского управления, осуществляемого Центральным диспетчерским управлением, региональными диспетчерскими центрами, диспетчерскими центрами потребителей электроэнергии.

Особенности электроэнергетики как отрасли обусловлены спецификой ее основного продукта - электроэнергии, а также характером процессов ее производства и потребления. Невозможность хранения электроэнергии в промышленных масштабах предопределяет технологическое единство всего процесса производства, передачи и потребления электроэнергии. В силу этой особенности в электроэнергетике существуют жесткие технические требования к каждому этапу технологического цикла производства, передачи и потребления продукта, в том числе по частоте электрического тока и напряжению.

Электроэнергетическая структура Казахстана состоит из следующих секторов отрасли:

1. Сектор производства электроэнергии.
2. Сектор передачи электроэнергии.
3. Сектор электроснабжения.
4. Сектор потребления электроэнергии.
5. Сектор иной деятельности в сфере электроэнергетики

### **Сектор производства электроэнергии**

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 179 электрических станций различной формы собственности.

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции промышленного назначения и электростанции регионального назначения.

К электрическим станциям национального значения относятся крупные тепловые электрические станции, обеспечивающие выработку и продажу электроэнергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан:

ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» им. Б. Г. Нуржанова;

АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»;

ЭС АО «ЕЭК» ERG, «Евразийская группа»;  
ТОО «Главная распределительная энергостанция Топар»;  
АО «Жамбылская ГРЭС» им. Т.И. Батурова;

а также гидравлические электростанции большой мощности, используемые дополнительно и для регулирования графика нагрузки ЕЭС РК:

Бухтарминский ГЭК ТОО «Казцинк»;  
ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»;  
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС».

К электростанциям промышленного значения относятся ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов:

ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»;  
ТЭЦ ПВС, ТЭЦ-2 АО «Арселор Миттал Темиртау»;  
ТЭЦ АО «ССГПО» ERG, «Евразийская группа»;  
Балхашская ТЭЦ, Жезказганская ТЭЦ ТОО «Kazakhmys energy»;  
ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстана» ERG, «Евразийская группа» и другие.

Электростанции регионального значения - это ТЭЦ, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а также теплоснабжение близлежащих городов.

### **Сектор передачи электроэнергии**

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи напряжением 0,4-1150 кВт, предназначенных для передачи и (или) распределения электрической энергии.

Роль системообразующей сети в ЕЭС Республики Казахстан выполняет национальная электрическая сеть, которая обеспечивает электрические связи между регионами республики и энергосистемами сопредельных государств (Российской Федерации, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан), а также выдачу электрической энергии электрическими станциями и ее передачу оптовым потребителям. Подстанции, распределительные устройства, межрегиональные и (или) межгосударственные линии электропередачи и линии электропередачи, осуществляющие выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 кВт и выше, входящие в состав НЭС, находятся на балансе АО «KEGOC».

Электрические сети регионального уровня обеспечивают электрические связи внутри регионов, а также передачу электрической энергии розничным потребителям. Электрические сети регионального уровня находятся на балансе и эксплуатации региональных электросетевых компаний.

Энергопередающие организации осуществляют на основе договоров передачу электрической энергии через собственные или используемые (аренда, лизинг, доверительное управление и иные виды пользования) электрические сети потребителям оптового и розничного рынка или энергоснабжающим организациям.

### **Сектор электроснабжения**

Сектор электроснабжения рынка электрической энергии Республики Казахстан состоит из энергоснабжающих организаций, которые осуществляют покупку электрической энергии у энергопроизводящих организаций или на централизованных торгах и последующую ее продажу конечным розничным потребителям. Часть ЭСО выполняет функции «гарантирующих поставщиков» электроэнергетики.

Структура установленной мощности различных типов электростанций Казахстана выражается следующими показателями:

**Установленная мощность всех электростанций РК - 22 936,6 МВт (100 %) в том числе:**

- ТЭС на угле - 13 382 МВт (58,34 %);
- ТЭС на газе - 3 991,5 МВт (17,4 %);
- ГТЭС на газе - 1 999,6 МВт (8,72 %);
- ГЭС - 2 665,6 МВт (11,63 %);
- ВЭС - 282,2 МВт (1,23 %);
- СЭС - 598 МВт (2,61 %);
- БГУ - 1 МВт.

На рисунке 1.1 приведена структура генерирующих мощностей электростанций Казахстана.

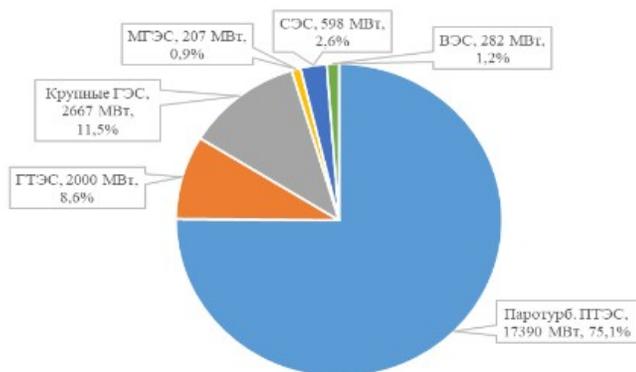


Рисунок 1.1. Структура генерирующих мощностей

Основу электроэнергетики составляют тепловые электрические станции, использующие органическое топливо: уголь, мазут, газ. Суммарная мощность всех ТЭС с учетом ГТЭС - 21389 МВт или 93,3 % всей установленной мощности электростанций страны. При этом, большая часть ТЭС, а именно 13382 МВт (почти 69 % от всей установленной мощности ТЭС) - это угольные станции с паротурбинной технологией производства энергии, использующие в основном высокореакционные Экибастузский и борлинский угли. Мощность ГЭС с учетом

мощности малых ГЭС составляет всего 12, 5 % от суммарной мощности электростанций Казахстана, что недостаточно для покрытия переменной части нагрузок и особенно пиковых нагрузок. Доля возобновляемых источников энергии мала и составляет менее 4 %, а доля производимой ими электроэнергии меньше этого показателя.

Наличие значительной доли угольных электростанций с паротурбинной технологией (69 %) в основном и будут определять стратегию модернизации отрасли. Необходимо отметить, что и в обозримой перспективе уголь по-прежнему будет играть значительную роль в энергетике страны. Но применение угля на ТЭС потребует проведения значительных работ на станциях, для обеспечения эффективного и экологически чистого сжигания угля, либо путем модернизации существующего оборудования, либо путем полной его замены на более современное. Проведение таких работ будет существенно затрудняться низким качеством углей, используемых на казахстанских ТЭС.

При этом необходимо отметить, что основная доля угольных ТЭС были введены в эксплуатации в 60-70 годах. Несмотря на постоянно проводимые работы по реконструкции действующего оборудования и замещению отработавшего свой ресурс, более 55 % мощностей ТЭС имеют наработку более 30 лет.

В целом же, несмотря на свой относительно «преклонный возраст», основное оборудование ТЭС продолжает работать, в силу проводимых работ на станциях по поддержанию оборудования в работоспособном состоянии, а также в силу значительного запаса прочности энергетического оборудования. Но, с другой стороны, оборудование изготовленные в 60 и 70 годы, помимо своего физического и морального износа, практически не имеет потенциала для проведения их модернизации, которые могли бы обеспечить выполнения перспективных показателей по энергоэффективности и экологичности. Это также усугубляется отсутствием необходимых, для проведения работ по модернизации оборудования, свободных площадей на рабочей площадке, в силу компоновочных решений, принятых при строительстве этих станций.

Для успешного выполнения стратегии и политики развития электроэнергетической отрасли Казахстана, в сегменте производства электроэнергии, необходимо решить следующие задачи:

1) соблюдение баланса спроса и предложения электроэнергии при растущем потреблении;

2) восстановление мощности и выработки электроэнергии на действующих электростанциях, путем их модернизации и реконструкции для повышения энергоэффективности, уменьшения воздействия на окружающую среду и увеличения резерва мощности;

3) замещение выработавшего свой нормативный срок оборудования, путем установки более совершенного оборудования нового поколения (эффективного и экологически «чистого»);

4) ввод новых мощностей на действующих электростанциях и строительство новых газовых электростанций, с использованием природного и попутного нефтяного газа (в западной энергетической зоне Казахстана, Актюбинской области и в зоне действия действующих и новых газопроводов) и гидроэлектростанций (в южной зоне и ВКО) для удовлетворения внутренних потребностей, для улучшения структуры генерирующих мощностей, создания специальных пиковых и резервных мощностей;

5) развитие конкурентоспособных электростанций на базе возобновляемых источников энергии;

6) разработать новую тарифную и инвестиционную политику в электроэнергетической отрасли Казахстана, обеспечивающие возможность проведения модернизации действующих и строительства новых электростанций.

#### 1.1.1. Структура энергоисточников по видам топлива

На 1 января текущего 2020 года установленная мощность всех казахстанских электростанций составила 22 936,6 МВт, располагаемая мощность по зимнему периоду - 19 329,7 МВт, разрыв мощности - 3 607 МВт.

В таблице 1.1 и на рисунок 1.2 приведены данные по структуре (типу) электростанции и по используемым первичным энергоресурсам.

Таблица 1.1. Структура электростанций Республики Казахстан по типу использованных энергоресурсов

№ п/п	Тип электростанции	Мощность, МВт	Доля в %
1	2	3	4
1	Установленная мощность всех электростанций Республики Казахстан	22 936,6	100
2	в том числе: тепловые электростанции - ТЭС	19389,1	84,53
3	в том числе паротурбинные ТЭС	17389,9	75,82
4	из них пылеугольные	13 382,0	58,34
5	на экибастузском угле	10 942,0	47,71
6	борлинский и промпродукт обогащения карагандинского угля	1 885,0	8,22
7	на каражаринском угле	542,5	2,37
8	на майкубенском угле	12,5	0,05
9	на газе и мазуте	3 991,5	17,4
10	Газотурбинные ТЭС	1999,6	8,72
11	ВЭС	282,2	1,23
12	СЭС	597,6	2,61
13	ГЭС	2666,6	11,63

14	В том числе малые ГЭС	207,1	0,9
15	Биогаз	1,067	0,005

Как видно, основу электроэнергетики Казахстана составляют тепловые электростанции - 19 389 МВт или 84,5 % всей установленной мощности электростанций страны, при этом большая часть ТЭС - это паротурбинные угольные станции, суммарная мощность которых 13 382 МВт, что составляет 69 % мощности всех ТЭС Республики Казахстан, или 58,3 % мощности всех электростанций Казахстана. При этом, ТЭС, работающие на низкосортном экибастузском угле составляют 47,7 %, т. е. 83 % мощностей, от установленной мощности угольных ТЭС. Борлинский уголь и промпродукт обогащения карагандинского угля используется на электростанциях суммарной установленной мощностью 1885 МВт, что составляет 14,1 % от суммарной мощности угольных ТЭС или 8,2 % от мощности всех электростанций Казахстана.

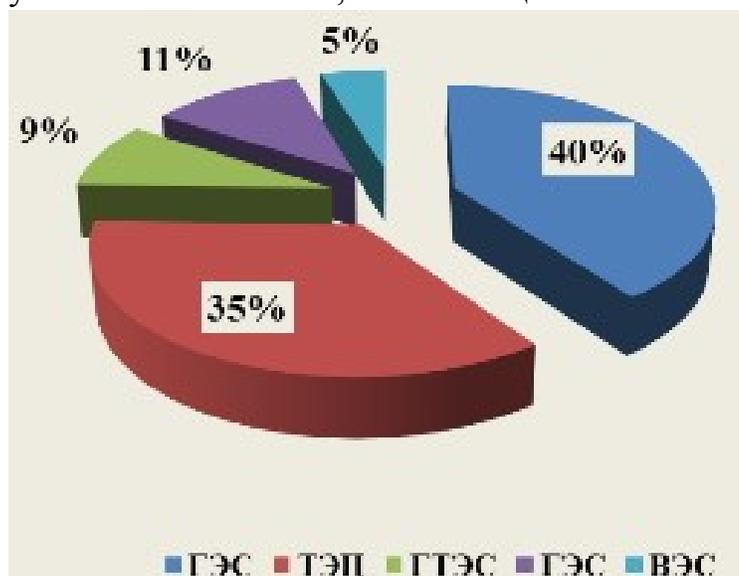


Рисунок 1.2. Структура установленной мощности ТЭС Республики Казахстан по типу электростанций

На рисунке 1.3 представлена диаграмма распределения генерирующих мощностей по виду используемого угля.

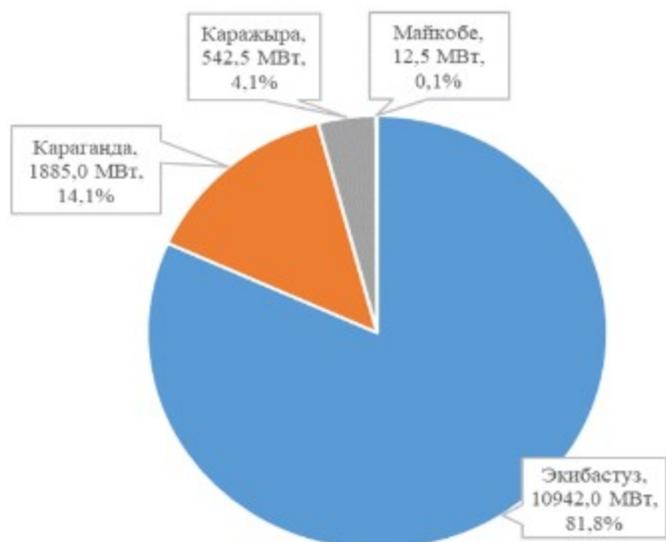


Рисунок 1.3. Распределение генерирующих мощностей по виду используемого угля

Угольные электростанции расположены в северной и южной энергетических зонах Казахстана, и они составляют основу энергетики страны. Электростанции использующих газообразное топливо расположены во всех трех энергетических зонах. В разрезе областей топливная структура ТЭС, в составе паротурбинных и газотурбинных станций в производстве электроэнергии представлена в таблице 1.2. Использование мазута в качестве растопочного топлива на угольных станциях не учитывается.

Таблица 1.2. Структура ТЭС по топливу в разрезе энергетических зон и областей

№ п/п	Энергетическая зона, области	Суммарная установленная мощность ТЭС	Установленная мощность угольных ТЭС	Установленная мощность газомазутных ТЭС
1	2	3	4	5
1	ВСЕГО	19489,1 (100 %)	13509 (69,3 %)	5980,1 (30,7 %)
1.1	Северная зона	13603,6	12644,5	959,1
1.1.1	Акмолинская область	682	682	-
1.1.2	Актюбинская область	654,1	-	654,1
1.1.3	Восточно-Казахстанская область	542,5	542,5	-
1.1.4	Карагандинская область	2752	2563	189
1.1.5	Кустанайская область	283	267	16
1.1.6	Павлодарская область	8049	8049	-
1.1.7	Северо-Казахстанская область	541	541	-
2	Южная зона	2460,8	864,5	1596,3
2.1	Алмаатинская область	852	852	-
2.2	Жамбылская область	1290	-	1290

2.3	Кызылординская область	116,3	-	116,3
2.4	Туркестанская область	202,5	12,5	190
3	Западная зона	3424,7	-	3424,7
3.1	Атырауская область	1565,5	-	1565,5
3.2	Западно-Казахстанская область	400,3	-	400,3
3.3	Мангистауская область	1458,9	-	1458,9

Доля газомазутной (в основном газовой) энергетики составляет более 26 %, от всей суммарной мощности электростанций Казахстана, и основное развитие, в последние годы, газовой электроэнергетики осуществляется в основном за счет развития парогазовой и газотурбинных электростанций. Газовая энергетика в основном развивается на западе Казахстана, что связано с наличием в данном регионе большинства нефтегазовых месторождений Казахстана.

Доля гидроэлектростанций составляет 11,6 %, доля ВИЭ - 0,9 %. Незначительная доля гидроэлектростанций, приводит к нехватке регулирующих мощностей для покрытия пиковых нагрузок в Казахстане, недостаток которых покрывается их импортом из энергосистем России и Средней Азии.

Имеющиеся прогнозы развития электроэнергетики Казахстана указывают на опережающее развитие угольной энергетики. Следует отметить, что предстоящая глобальная модернизация электростанций Казахстана, также связывается, в основном, с угольными электростанциями.

Приоритетному развитию угольной энергетики Казахстана, во второй половине прошлого века, способствовало наличие на ее территории значительных запасов углей, включая энергетические. При этом, наиболее значительную роль в развитии угольной энергетики Казахстана сыграл экибастузский бассейн, с его огромнейшими запасами каменного угля. Открытая разработка угля, применение высокопроизводительной техники, относительно низкий коэффициент вскрыши, компактность месторождения позволила обеспечить самую низкую стоимость угля в мире. На базе экибастузского угля работают практически все крупные угольные электростанции Казахстана, а также ряд электростанций России. Использование экибастузского угля в качестве топлива на ТЭС позволяет производить наиболее дешевую и конкурентоспособную электроэнергию, которая определяет стоимость электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности Казахстана. Запасов экибастузского угля, при существующем уровне его добычи, хватит на более чем 130 лет.

Следует отметить, что на территории Казахстана осуществляется разработка ряда других крупных угольных месторождений, таких как борлинский, шубаркульский, каражыринский, майкубинский, хотя степень их использования на ТЭС Казахстана по сравнению с экибастузским, относительно незначительна. Таким образом, наличие относительно дешевого энергетического угля, обладающего низким экспортным

потенциалом (за исключением шубаркульского угля), на фоне все возрастающей стоимости газомазутного топлива (обладающего наивысшим экспортным потенциалом), перспектива опережающего развития угольной энергетики в среднесрочной перспективе более чем очевидна.

Сравнение электроэнергетики Казахстана с наблюдаемыми тенденциями в мире показывают, что в настоящее время наиболее распространенным видом технологического топлива в мировой электроэнергетике выступает уголь, хотя это топливо считается наиболее «грязным». Это объясняется относительной дешевизной и широкой распространенностью запасов данного вида топлива. При производстве энергии с использованием угля высок уровень выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, что наносит существенный вред окружающей среде. Но в последние 30-40 лет в мире появились различные технологии, позволяющие использовать уголь для производства электроэнергии с большей эффективностью и меньшим влиянием на окружающую среду.

Значительный рост использования газа в мировой электроэнергетике за последние годы объясняется существенным ростом его добычи, появлением высокоэффективных технологий производства электроэнергии, основанных на применении данного вида топлива, а также ужесточением политики по охране окружающей среды. Использование газа при производстве электроэнергии позволяет сократить выброс в атмосферу вредных веществ, в первую очередь углекислого газа. Развитие данного сектора топливной энергетики Казахстана, в основном осуществляется в западных (где сосредоточены основные нефтегазовые месторождения страны) и, частично, в южных регионах Казахстана в зоне прохождения газопроводов.

Динамика изменения расхода различных видов топлива на тепловых электростанциях Казахстана за последние 5 лет приведены в таблице 1.3. В целом динамика расхода топлива отражает динамику потребления и производства электроэнергии в Казахстане, т. е. наблюдается рост расхода угля и газа. Расход дорогостоящего мазута имеет тенденцию снижения. Мазут используется на станциях в основном в качестве растопочного и для подсветки и редко, когда в качестве основного

Таблица 1.3. Расход топлива электростанциями Республики Казахстан в 2015-2019 гг. [27]

№ п/п	Топливо	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
1	Уголь, млн	50,3	59,6	53,4	58,1	57,4
2	Мазут, тыс. т	442,9	445,2	242,8	259,4	244,2
3	Газ, млн м <sup>3</sup>	4 572,0	5 791,7	5 872,8	4 719,5	4 858,1

В таблице 1.4 приведены данные по расходу топлива на ТЭС в 2018 и 2019 годах в разрезе электрических зон Казахстана.

Таблица 1.4. Расходы топлива электростанциями и котельными в 2018-2019 г. по энергетическим зонам Республики Казахстан, [27]

№ п/п	Энергетическая зона	2018 г.		
		Уголь	Мазут	Газ
		тыс. т.у.т	тыс. т.у.т	тыс. т.у.т
1	2	3	4	5
1	Северная зона Республики Казахстан	30551,6	263,0	856,8
2	Южная зона Республики Казахстан	2447,2	103,4	1477,6
3	Западная зона Республики Казахстан	-	-	3134,8

Как видно из таблицы, в северной зоне Казахстана потребляется более 90 % всего используемого угля на угольных ТЭС, 10-15 % от потребляемого газа на газомазутных ТЭС. Наличие относительно значительных расходов газа в северной зоне связано с использованием газа в качестве основного в Актюбинской области (наличие значительного количества нефтегазовых месторождений) и Кустанайской области (наличие газопровода). Более 55 % газа сжигается на ТЭС западной зоны. На ТЭС южного Казахстана используется более 25 % газа.

### 1.1.2. Структура источников по сроку эксплуатации.

По состоянию на 01.01.2020 года установленная мощность всех электростанций Казахстана составляла 22 936,6 МВт. При этом, располагаемая мощность в осенне-зимний период (период наибольшей готовности генерирующего оборудования) составляла 19 389 МВт. т.е. разрыв мощности, ввиду различных причин, составлял порядка 3 610 МВт или почти 16 % от суммарной мощности электростанций Республики Казахстан, при этом разрыв мощности ГЭС составил - 42 %. При суммарной мощности ТЭС Казахстана равной 19 389 МВ, их располагаемая мощность составляла 17 257 МВт, разрыв мощности, соответственно, 2 132 МВт или 11 %.

Одной из причин, помимо ряда других причин, появление разрыва мощности у действующего генерирующего оборудования, связано с возрастом оборудования (котел, турбина, вспомогательное оборудование).

По данным Системного оператора на 1 января 2020 года, из 19 389 МВт (общая установленная мощность ТЭС Республики Казахстан) - 10 052 МВт или 55,4 % имеют

возраст более 30 лет. У гидроэлектростанций, генерирующее оборудование суммарной мощностью 1 840 МВт или около 69 % от установленной мощности ГЭС (2 666,6 МВт) также имеют возраст более 30 лет.

На рисунке 1.4 приведена структура генерирующих мощностей ТЭС РК по возрасту и мощностям соответствующих этому возрасту. Как видно, более 50 % генерирующих мощностей ТЭС Республики Казахстан эксплуатируются уже более 30 лет.

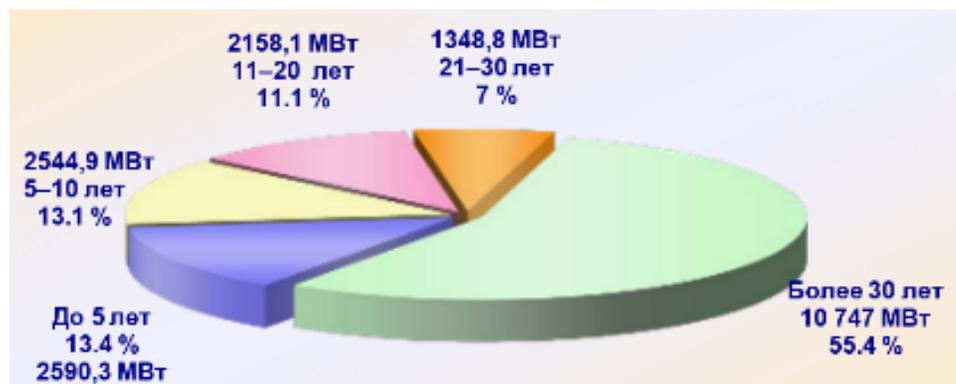


Рисунок 1.4. Структура генерирующих мощностей Республики Казахстан по возрасту [27]

Кроме того, исчерпали эксплуатационный ресурс уже 38 из 145 турбоагрегатов суммарной мощностью 2 860 МВт, то есть порядка 26 % от общего количества установленных единиц оборудования. Дополнительно к этому в течение 5 лет, 35 турбоагрегатов, общей мощностью 4 280 МВт или порядка 24 % от общего количества установленных единиц оборудования исчерпают свой парковый ресурс. Существующий износ электрооборудования и устойчивый рост электропотребления приведут к необходимости значительных инвестиций в реновацию существующего оборудования и в развитие новых генерирующих мощностей.

На рисунках 1.5 - 1.8 приведены данные Системного оператора по наработке генерирующего оборудования блочных станций (200, 300 и 500 МВт), а также турбоагрегатов с давлением пара 130 и 90 кг/см<sup>2</sup>.

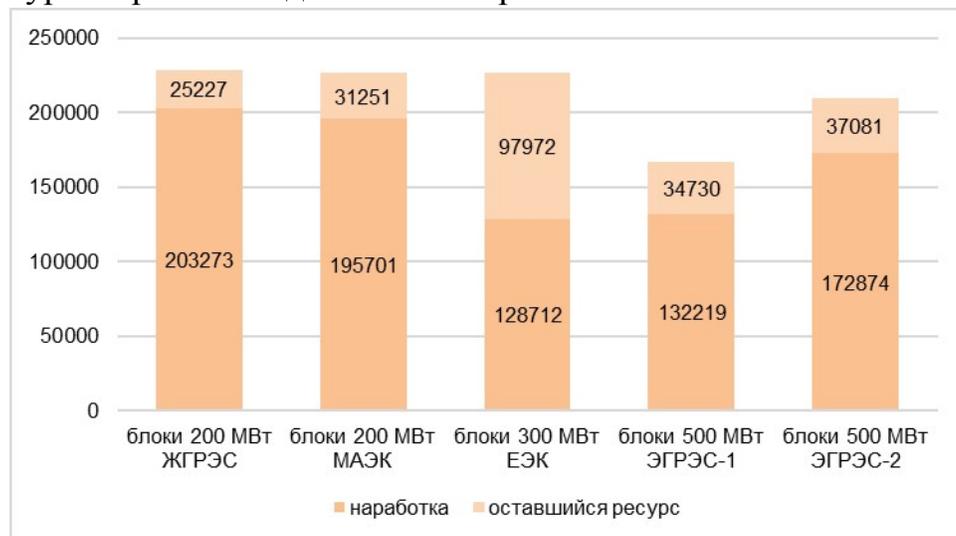


Рисунок 1.5. Средняя наработка генерирующего оборудования блочных ТЭС

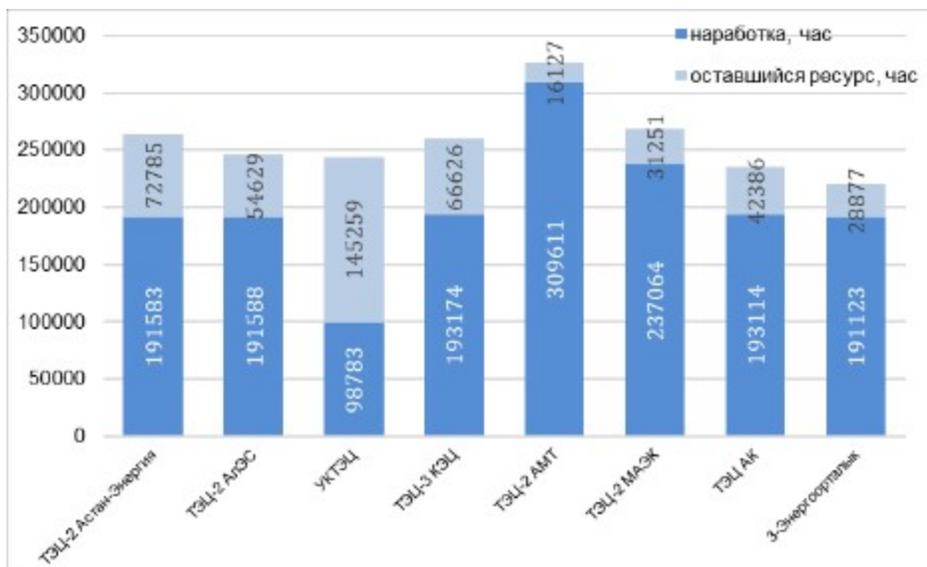


Рисунок 1.6. Средняя наработка турбоагрегатов давлением пара 130 кг/см<sup>2</sup>

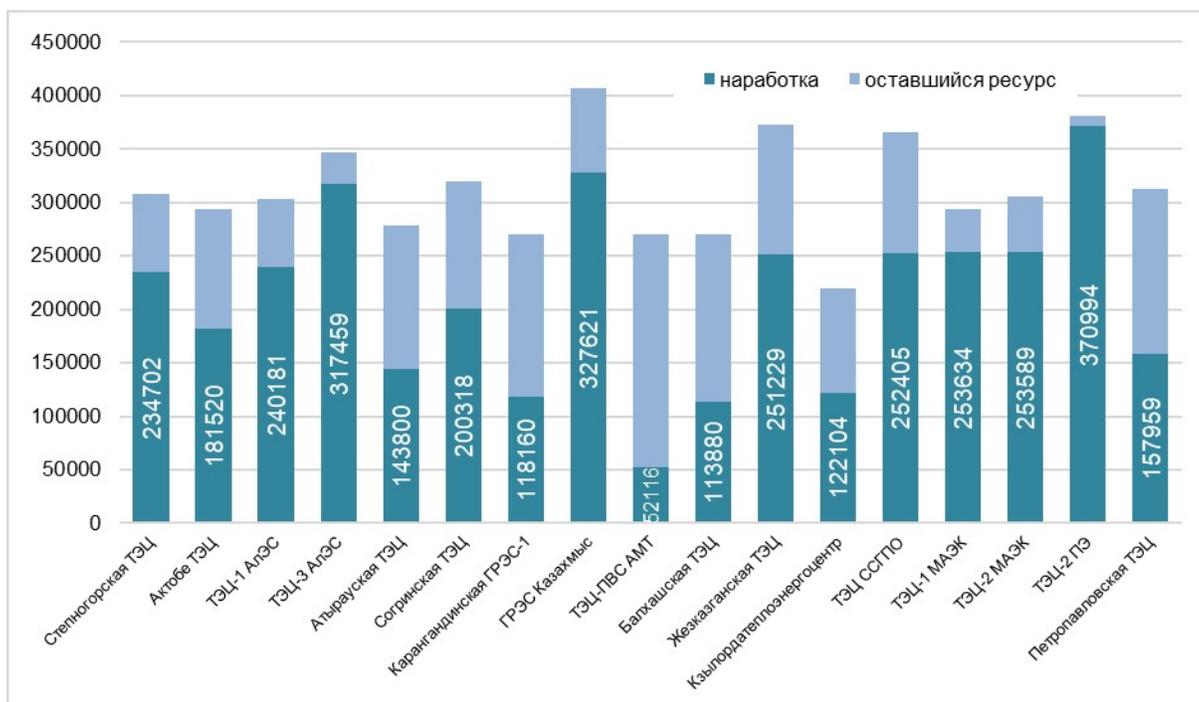


Рисунок 1.7. Средняя наработка турбоагрегатов на давление пара 90 кг/см<sup>2</sup>

В таблице 1.5 приведены данные по средней наработке генерирующего оборудования ТЭС в разрезе областей. Как видно, наибольшая наработка наблюдается на электростанциях Павлодарской области, основного поставщика электроэнергии в Казахстане.

Таблица 1.5. Средняя наработка и парковый ресурс ТЭС в разрезе областей

--	--	--	--

№ п/п	Область	Средняя наработка, часы	Парковый ресурс, часы	Средний оставшийся ресурс, часы
1	2	3	4	5
1	Акмолинская	253 137	287 841	34 704
1.1	%	87,9	100	12,1
2	Алматинская	284 340	328 418	44 078
2.1	%	86,6	100	13,4
3	Актюбинская	204 050	270 000	65 950
3.1	%	75,6	100	24,4
4	Атырауская о	143 799	278 500	134 701
4.1	%	51,6	100	48,4
5	Мангистауская	253 603	301 684	48 081
5.1	%	84,1	100	15,9
6	Восточно-Казахстанская	233 616	311 603	77 987
6.1	%	75	100	25
7	Карагандинская	155 872	309 082	153 210
7.1	%	50,4	100	49,6
8	Кызылординская	122 104	220 000	97 896
8.1	%	55,5	100	44,5
9	Костанайская	252 405	366 090	113 685
9.1	%	68,9	100	31,1
10	Павлодарская	370 994	380 704	9 710
10.1	%	97,4	100	2,6
11	Северо-Казахстанская	157 959	312 903	154 944
11.1	%	50,5	100	49,5
12	Туркестанская	191 124	220 000	28 876
12.1	%	86,9		13,1
13	Всего	221 080	306 075	84 995
13.1	%	72,2	100	27,8

### 1.1.3. Объекты по географической принадлежности

Основой электроэнергетики Казахстана являются тепловые электрические станции (76 % от всей установленной мощности электростанций Республики Казахстан), доля угольной электроэнергетики, базирующейся на дешевых экибастузских и борлинских углях, составляет более 76 % от мощности всех ТЭС. Угольные месторождения, главным образом, сосредоточены в Северном и Центральном Казахстане, здесь же размещены и основные источники электрической энергии. Эти регионы самообеспечены электроэнергией и потенциально имеют ее избыток, который может быть предложен на внутренние и внешние рынки электроэнергии. Нефтегазовые месторождения в основном расположены в Западном Казахстане, а также частично в Карагандинской области.

В энергетическом отношении территория Республики Казахстан делится на три зоны: Южная, Западная и Северная.

### Южная энергетическая зона Казахстана (ЮЭЗК)

Южная энергетическая зона, в состав которой входят Алматинская, Жамбылская, Кызылординская, Южно-Казахстанская области, крупнейший мегаполис страны - город Алматы, объединена общей сетью и имеет развитую электрическую связь с Объединенной энергосистемой - ОЭС Центральной Азии (Кыргызстаном и Узбекистаном). В 1998 году Южная зона включена на параллельную работу с Северной зоной. В настоящее время Южный Казахстан является остродефицитным по электроэнергии и мощности, причем все четыре области являются энергодефицитными. Электроэнергетика Южного Казахстана базируется на привозных углях (экибастузский уголь и промпродукт обогащения карагандинского угля) и импорте газа.

Установленная мощность электростанций ЮЭЗК - 3 808,7 МВт (доля от суммарной мощности всех ЭС Республики Казахстан - 16,6 %)

в том числе:	МВт
паротурбинные ТЭС	2 430
газотурбинные ГТЭС	30,8
Гидроэлектростанции	892
СЭС	375,6
ВЭС	80,3
Наиболее крупные станции:	
<b>Алматинская область</b>	<b>1 732,1</b>
Алматинская ТЭЦ-2 (уголь)	510
Капшагайская ГЭС	364
Мойнакская ГЭС	300
СЭС-Чу-100	100
<b>Жамбылская область</b>	<b>1 458,7</b>
Жамбылская ГРЭС (газ)	1230
СЭС ТОО «Burnoye Solar»-1, 2	100
<b>Туркестанская область</b>	<b>279,7</b>
АО «3-Энергоорталык» (ШТЭЦ-3 - газ)	160
АО «Шардаринская ГЭС»	59,2
<b>Кызылординская область</b>	<b>121,2</b>
ГКП «Кызылордатепо-электроцентр» (газ)	97,8

### Западная энергетическая зона Казахстана (ЗЭЗК)

Западная зона, в состав которой входят Атырауская, Западно-Казахстанская, Мангистауская области, в силу своего географического удаления и отсутствия электрических связей, работает изолированно от остальной части ЕЭС Казахстана и не связана с ней единым технологическим процессом.

Энергохозяйство Западной зоны состоит из трех энергоузлов и имеет электрическую связь с Россией, при этом Мангистауский, Атырауский и Западно-Казахстанский энергоузлы объединены общей электрической сетью. Незначительный дефицит энергоузла покрывается за счет импорта ее из России. Регион Западного Казахстана имеет значительные собственные запасы углеводородного топлива. С разработкой имеющихся топливных ресурсов возникает возможность в короткий срок обеспечить собственные потребности и, при необходимости, создать экспортные ресурсы.

Установленная мощность всех электростанций (ЗЭЗК) - **3 528,1 МВт (15,4 %)**:

в том числе:	МВт
паротурбинные ТЭС	1 874
газотурбинные ГТЭС	1 550,7
СЭС	2,0
ВЭС	101,4
Наиболее крупные станции:	
<b>Атырауская область</b>	<b>1 362</b>
Атырауская ТЭЦ (газомазутная)	414
ГТЭС-1 (ТШО, газ)	144
ГТЭС-2 (ТШО, газ)	480
ГТЭС-3 (ТШО, газ)	242
ПГЭС Кашаган (газ)	311,6
ПГТЭС-310 Карабатан (газ)	310
<b>Мангистауская область</b>	<b>1 499,7</b>
ТЭЦ-1 (МАЭК, газ)	75
ТЭЦ-2 (МАЭК, газ)	630
ТЭС (МАЭК, газ)	625
<b>Западно-Казахстанская область</b>	<b>400,3</b>
АО «Жайыктеплоэнерго» (газ)	58,5
ГТЭС - КПО В.В. (газ)	144,9
ГТЭС-200 (газ)	100

### Северная энергетическая зона Казахстана (СЭЗК).

Северная энергетическая зона Казахстана (далее Северный Казахстан) включает Восточный (Восточно-Казахстанская область - ВКО), Центральный (Карагандинская область) и Северный Казахстан (Павлодарская, Акмолинская, Костанайская, Северо-Казахстанская, Актюбинская области). Энергоузлы северной зоны объединены общей сетью и имеет развитую связь с Россией;

Электроэнергетика Северного Казахстана является центром формирования Единой энергосистемы Казахстана, в которой сосредоточена большая часть источников

электроэнергии и имеются развитые электрические сети 220-500-1150 кВт, связывающие ЕЭС Казахстана с ЕЭС России.

Установленная мощность всех электростанций СЭЗК - **15 599,8 МВт (68,0 %)**:

в том числе:	МВт
паротурбинные ТЭС	12 975,5
газотурбинные ГТЭС	528,1
гидроэлектростанции	1 774,6
СЭС	220,0
ВЭС	100,5
Биогазовая установка (БГУ)	1,1
Наиболее крупные станции:	
<b>Восточно-Казахстанская область</b>	<b>2 302,1</b>
Бухтарминская ГЭС	675
Усть-Каменогорская ГЭС	355,6
Шульбинская ГЭС	702
Усть-Каменогорская ТЭЦ (уголь)	372,5
<b>Акмолинская область</b>	<b>747,8</b>
ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» (уголь)	480
ТОО «Степногорская ТЭЦ» (уголь)	180
<b>Карагандинская область</b>	<b>2 855,1</b>
ГРЭС Топар (уголь)	743
ТЭЦ-2 АО «АрселорМиттал Темиртау» (уголь)	435
ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр» (уголь)	670
Жезказганская ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» (уголь)	252
<b>Костанайская область</b>	<b>283</b>
ТЭЦ АО «ССГПО» (Рудненская ТЭЦ, уголь)	267
<b>Павлодарская область</b>	<b>8 049</b>
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им.Б.Нуржанова» (уголь)	3 500
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» (уголь)	1 000
ЭС АО «ЕЭК» (уголь)	2 510
ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана» (ПТЭЦ-1, уголь)	350
ТЭЦ-3 АО «ПАВЛОДПРЭНЕРГО» (уголь)	555
<b>Северо-Казахстанская область</b>	<b>545</b>
Петропавловская ТЭЦ-2 СЕВКАЗЭНЕРГО	545
<b>Актюбинская область</b>	<b>654,1</b>
АО «Актобе ТЭЦ» (газ)	118
ЭС АЗФ ТНК «Казхром» (ПГЭС, газ)	134,8
АО «СНПС - Актобемунайгаз" (газ)	193,8
ЖГТЭС 56 АО «Актобемунайфинанс»	152

К электрическим станциям национального значения относятся крупные тепловые электрические станции, обеспечивающие выработку и продажу электроэнергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан:

ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» им. Б. Г. Нуржанова;

АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»;

ЭС АО «ЕЭК» ERG, «Евразийская группа»;

ТОО «Главная распределительная энергостанция Топар»;

АО «Жамбылская ГРЭС» им. Т.И. Батурова,

А также гидравлические электростанции большой мощности, используемые дополнительно и для регулирования графика нагрузки ЕЭС Республики Казахстан:

Бухтарминский ГЭК ТОО «Казцинк»;

ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»;

ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС».

К электростанциям промышленного значения относятся ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов:

ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»;

ТЭЦ ПВС, ТЭЦ-2 АО «Арселор Миттал Темиртау»;

ТЭЦ АО «ССГПО» ERG, «Евразийская группа»

При потреблении в 2019 году 105 193,1 млн кВт\*ч, выработка эл/энергии составила 106 029,8 млн кВтч, в том числе:

тепловыми электростанциями 85 955,0 млн кВт\*ч (81 %)

гидроэлектростанциями 9 984,9 млн кВт\*ч (9,4 %)

газотурбинными электростанциями 8 975,6 млн кВт\*ч (8,5 %)

ветряными электростанциями 701,9 млн кВт\*ч

солнечными электростанциями 409,4 млн кВт\*ч

биогазовыми установками 3,0 млн кВт\*ч

При выработке электроэнергии в 2019 году в РК в объеме 106 029,8 млн кВт\*ч, тепловыми электростанциями было произведено 85 955,0 млн кВт\*ч, что составляет более 81 % всей произведенной электроэнергии в стране. Газотурбинными станциями произведено 8 975,6 млн кВт\*ч (8,5 %). Гидроэлектростанциями выработано 9 984,9 млн кВт\*ч или 9,4 %. Возобновляемыми источниками энергии (СЭС, ВЭС и БГУ) было

произведено 1 114 млн кВт\*ч, что составило 1 % от общего производства энергии (при установленной мощности ВИЭ около 4 % от установленной мощности всех станций Казахстана).

Большая доля электроэнергии была произведена тепловыми электростанциями - 85 955,0 млн кВт\*ч или 81 % всей произведенной энергии.

В таблице 1.6 приведены данные по потреблению и производству электроэнергии в целом по Казахстану и по энергетическим зонам. Как видно в северной зоне наблюдается большой профицит произведенной энергии, который покрывал весьма значительный дефицит электроэнергии наблюдаемый в южной зоне. В Западной зоне потребление электроэнергии балансируется собственным производством.

Таблица 1.6. Производство и потребление электроэнергии по энергетическим зонам Казахстана

№ п/п	Регион	Потребление, млн кВт*ч	Производство, млн кВт*ч
1	2	3	4
1	Казахстан	105 193,1	106 029,8
2	Северная зона	69 053,6	81 653,4
3	Западная зона	13 458,8	13 374,5
4	Южная зона	22 689,7	11 001,9

На рисунок 1.8 приведены данные по вкладу (в процентах) областей в производство электроэнергии в Казахстане.



Рисунок 1.8. Доля производства электроэнергии тепловыми электростанциями по областям

Как видно из рисунка, основной объем электроэнергии производится в северной зоне - 81 653,4 млн кВт\*ч (2019 г), что составляет 77 % всего производства в Республики Казахстан.

Доля Павлодарской области в производстве электроэнергии, где расположены крупнейшие угольные электростанции ЭГРЭС-1, 2, ЭС АО «ЕЭК», Павлодарские ТЭЦ

использующие уголь экибастузского месторождения, расположенного там же, составляет 40,0 %

Вклад Карагандинской области в производство электроэнергии составляет 16 %. В области находятся крупнейшая в РК ТЭЦ-3, мощностью 670 МВт, ГРЭС Казахмыс - 743 МВт, ТЭЦ-2 АМТ - 435 МВт. ТЭС Карагандинской области в качестве топлива используют экибастузский и борлинские угля, а также промпродукт обогащения карагандинского угля. На ГТЭС используется газ.

Вклад ВКО в производство электроэнергии составляет 9 %. В области расположены крупнейшие ГЭС Казахстана: Шульбинская - 702 МВт, Бухтарминская - 675 МВт, Усть-Каменогорская - 355,6 МВт, кроме того УКТЭЦ - 372,5 МВт. ТЭЦ региона используют уголь Каражыра.

#### **1.1.4. Объекты по производственным мощностям**

По данным Министерства энергетики Республики Казахстан, наблюдаемый в настоящее время рост производства и потребления электроэнергии в стране (рисунок 1.9), в перспективном периоде также будет продолжаться. В период 2020-2025 годы средний темп прироста потребления электроэнергии составит 2 % и увеличится с 110,1 млрд кВт\*ч в 2020 году до 120,9 млрд кВт\*ч в 2025 году, среднегодовой темп роста производства электроэнергии в этот же период составит 3 %. В результате этого профицит электроэнергии может составить 14,1 млрд кВт\*ч, по сравнению с 6,3 млрд кВт\*ч в 2020 году. Потребность в максимальной электрической нагрузке с 2020 года возрастет с 18 205 МВт до 20 262 МВт в 2025 году. Общая установленная мощность электростанции Казахстана за данный период вырастет на 13,2 %, с 23 867 МВт в 2020 году до 27 017 МВт в 2025 году.

Из представленной диаграммы, на рисунке 1.9, изменения производства и потребления электроэнергии в Республики Казахстан за период 2015-2019 годы видно, что наблюдаемый ранее профицит производства электроэнергии в 2019 году сократился. Причин здесь достаточно, но это говорит о возможности дефицита электроэнергии в ближайшем будущем, в случае непринятия необходимых мер в сегменте производства электроэнергии.

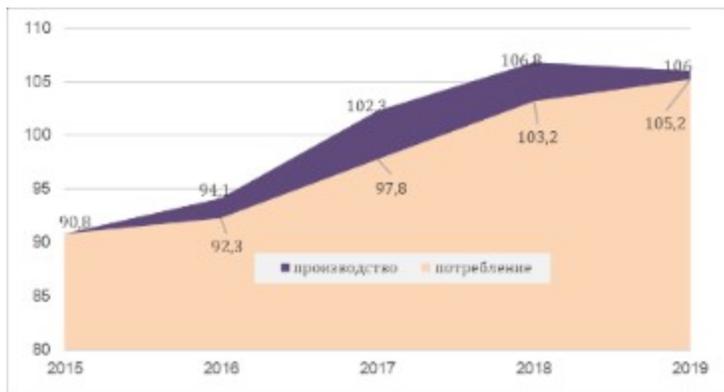


Рисунок 1.9. Производство и потребление электроэнергии в Республики Казахстан

К 2025 году 28 % всего производства электроэнергии будет приходиться на станции, а также новое генерирующее оборудование, введенное в эксплуатацию на действующих станциях, что указывает на необходимость дополнительных капитальных вложений в электроэнергетику. При этом необходимо указать, что износ основного оборудования электростанций превышает 60 % увеличиваясь из года в год, что приводит к росту аварийных случаев.

На рисунке 1.10 представлена диаграмма структуры тепловых электростанций Казахстана по технологии производства энергии.

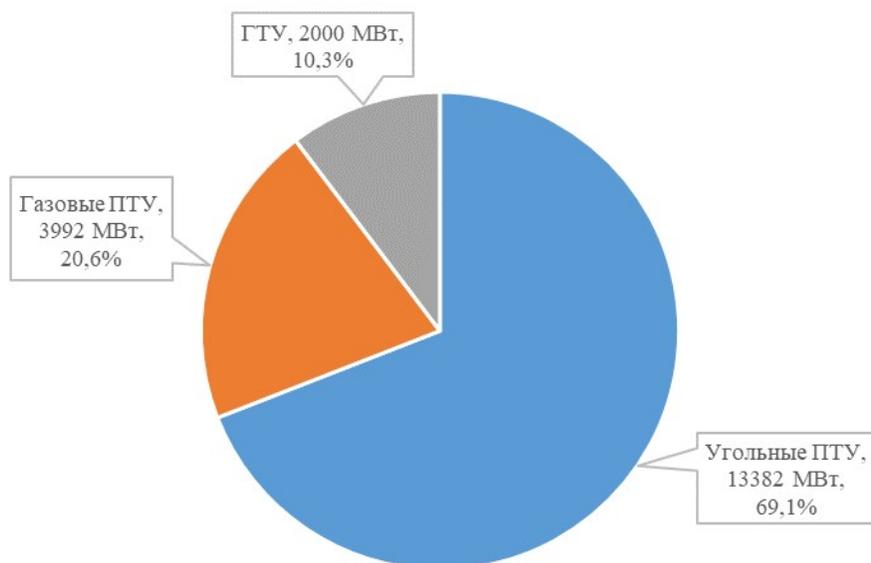


Рисунок 1.10. Структура ТЭС Казахстана по технологии производства энергии

По расчетам экспертов, потребление электроэнергии на фоне развития казахстанской экономики возрастет к 2030 году до 136 млрд кВт\*ч, к 2050 году - до 172 млрд кВт\*ч. Растущий спрос на электроэнергию в Казахстане и вывод из эксплуатации отработавшего свой ресурс оборудования, а в перспективе и полностью старых

электростанций, потребуют значительного строительства новых мощностей: 11-12 ГВт к 2030 году и 32-36 ГВт к 2050 году, не включая установленную мощность возобновляемых источников энергии.

Почти 90 % электроэнергии в Казахстане вырабатывается на тепловых электростанциях с использованием органического топлива, особенно угля и природного газа. По данным Системного оператора на 1 января 2020 года общая установленная мощность тепловых электростанций Казахстана составила 19 389 МВт, из них 10 052 МВт или 53 % имеют возраст более 30 лет, установленная мощность гидроэлектростанций - 2 636,7 МВт, из них 1 840 МВт или около 69 % имеют возраст более 30 лет.

### **Крупнейшие угольные электростанции Казахстана:**

1. Экибастузская ГРЭС-1 (актив АО «Самрук-Энерго»): станция с установленной мощностью в 3 500 МВт, объем производства в 2020 году - около 19,5 млрд кВт\*ч. В течение пяти лет на станции были восстановлены, путем проведения капремонтов, нескольких блоков, в результате чего средние темпы прироста генерации составили 23,7 %. Станция обеспечивает электроэнергией энергодефицитные зоны страны: южный Казахстан, Актюбинскую область на западе, а также осуществляет экспорт в Россию.

В планах компании восстановление энергоблока №1 в период 2024-2025 годы.

2. Электростанция ЕЭК (энергетический актив ERG). Установленная мощность - 2 450 МВт), выработка в 2020 г - 14,0 млрд кВт\*ч. Станция обеспечивает потребность крупнейших металлургических заводов Евразийской группы - Аксуского завода ферросплавов, Павлодарского алюминиевого завода и Казахстанского электролизного завода. В настоящее время осуществляется крупномасштабная модернизация энергоблока №7.

3. Экибастузская ГРЭС-2 (актив АО «Самрук-Энерго»). Установленная мощность - 1 000 МВт), выработка - 5,0 млрд кВт\*ч. В планах станции в 2024-2025 годах осуществить строительство энергоблока №3.

4. ГРЭС Топар (бывшая Карагандинская ГРЭС-2). Установленная мощность - 743 МВт), контролируемая корпорацией «Казахмыс» и призванная обеспечивать потребность горно-металлургических предприятий корпорации в Карагандинской области.

5. Карагандинская ТЭЦ-3 (входит в Казахстанские коммунальные системы; ККС). Установленная мощность - 670 МВт, выработка 4,2 млрд кВт\*ч.

### **1.1.5. Объекты по способам выпускаемой энергии**

В зависимости от источника энергии, в электроэнергетике Казахстана, различают следующие типы электростанций:

тепловые электростанции (ТЭС), использующие природное топливо. Они делятся на конденсационные (КЭС) и теплофикационные (ТЭЦ); гидравлические электростанции (ГЭС), использующие энергию падающей воды; ТЭС с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми установками (ПГУ); солнечные электростанции (СЭС); ветровые электростанции (ВЭС); биогазовые установки (БГУ).

Тепловые электростанции являются основными генерирующими активами страны. Они делятся на конденсационные (КЭС) и теплофикационные (теплоэлектростанции-ТЭЦ). На их размещение влияют топливный и потребительский факторы.

Конденсационные электростанции. Наиболее мощные электростанции располагаются в местах добычи топлива (в основном конденсационные электростанции - ГРЭС). К таким электростанциям относятся мощные конденсационные станции, расположенные вблизи экибастузского каменноугольного месторождения в Павлодарской области:

ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» им. Б.Г. Нуржанова - 3 500 МВт;

АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» - 1 000 МВт;

ЭС АО «ЕЭК» ERG, «Евразийская группа» - 2 510 МВт.

В районе добычи борлинского угля в Карагандинской области расположена крупнейшая в регионе электростанция:

ТОО «Главная распределительная энергостанция Топар» - 743 МВт.

В Жамбылской области расположена крупнейшая на юге страны - АО «Жамбылская ГРЭС» им. Т.И. Батурова, мощностью 1 230 МВт. Топливом для нее - является природный импортный газ.

Теплофикационные электростанции. Во всех областях в границах городов расположены электростанции (ТЭЦ), производящие электроэнергию и теплоэнергию (для теплоснабжения, горячего водоснабжения - ГВС и производственного пара). Установленная электрическая мощность ТЭЦ, построенных для работы в основном по тепловому графику и действующих в настоящее время, составляет более 6 700 МВт (38 % от мощности всех электростанций). При этом покрывается около 40 % теплопотребления и около 46 % электропотребления страны.

Наиболее крупные угольные ТЭЦ:

Усть-Каменогорская ТЭЦ 372,5 МВт

ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» 480 МВт

ТЭЦ-2 АО «Арселор Миттал Темиртау» 435 МВт

ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр» 670 МВт

Жезказганская ТЭЦ ТОО «Kazakhstan energy» 252 МВт

ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана» (ПТЭЦ-1) 350 МВт

ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго» 555 МВт

Петропавловская ТЭЦ-2) 541 МВт

Гидроэлектростанции расположены в основном в Восточно-Казахстанской области и Алматинской области. Гидроэнергетика Казахстана представлена как крупными ГЭС, так и малыми ГЭС (МГЭС) расположенными в основном на горных реках.

Восточно-Казахстанская область - крупные ГЭС установлена на реке Иртыш.

Бухтарминский ГЭС ТОО «Казцинк» 675 МВт;

ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС» 355,6 МВт;

ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС» 702 МВт.

Алматинская область:

Капшагайская ГЭС, на реке Или 364 МВт;

Мойнакская ГЭС, на реке Чарын 300 МВт.

## **1.2. Топливная база Казахстана**

Казахстан располагает значительными запасами топливно-энергетических ресурсов (далее ТЭР), которые по территории республики распределены крайне неравномерно.

Южный Казахстан В южном регионе Казахстана топливные ресурсы представлены месторождениями нефти в Кызылординской области и запасами угля (17 % всех геологических запасов углей республики). Основные и перспективные угольные источники - Илийский бассейн, Нижнеилийская, Алакульская и Чуйская группа месторождений.

В Западном Казахстане основные виды энергетических ресурсов представлены нефтью, конденсатом, природным газом и бурым углем.

В Восточном Казахстане имеются значительные запасы угля и в какой-то степени сланцев. Среди многочисленных источников твердого топлива заслуживает внимание Юбилейное, Кендырликское и Белокаменное месторождения.

Северный и Центральный Казахстан. Из органических ТЭР в регионе присутствует уголь. Промышленная добыча угля осуществляется на Карагандинском, Экибастузском, Борлинском, Куу-Чекинском, Майкубинском и Шубаркульском месторождениях. Крупными и перспективными угольными месторождениями являются Тургайский, Жиланшиковский, Тениз-Коржункульском бассейны, Койтасское, Верхсокурское, Самарское, Завьяловское месторождения.

### **1.2.1. Нефтегазовые ресурсы.**

Нефтедобывающая и газовая промышленность Казахстан располагает уникальными запасами углеводородного сырья. В целом, по данным Министерства нефти и газа Республики Казахстан, подтвержденные запасы углеводородов, как на суше, так и на шельфе, оцениваются в пределах 4,8 млрд тонн или более 35 млрд баррелей. Прогнозные запасы нефти (по оценкам некоторых экспертов), только по

месторождениям, расположенным в казахстанском секторе Каспийского моря, могут составлять более 17 млрд тонн или 124,3 млрд баррелей.

Около 200 месторождений нефти и газа расположено на территории Казахстана. Общий объем запасов оценивается в 11-12 млрд тонн. Основная добыча нефти и газа ведется в Западно-Казахстанской, Атырауской, Актюбинской, Мангистауской и Кызылординской областях.

Нефтегазовые месторождения расположены на территории восьми областей Казахстана. Ниже (таблица 1.7) приведены данные по доле запасов углеводородов в разрезе областей.

Таблица 1.7. Доля запасов углеводородов по областям, [2, 3, 25, 32]

№ п/п	Наименование	% от общих запасов
1	2	3
1	Актюбинская область	10,7
2	Атырауская область	38,0
3	Жамбылская область	4,0
4	Западно-Казахстанская область	7,5
5	Карагандинская область	2,0
6	Кзылординской область	7,5
7	Мангистауской	28,8
8	Южно-казахстанская область	1,5

Основные запасы нефти в Казахстане (более 90 %) сконцентрированы в 15 крупнейших месторождениях - Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Бузачи Северные, Алибекмолла, Прорва Центральная и Восточная, Кенбай, Королевское, из них половина запасов нефти сосредоточена в двух гигантских нефтяных месторождениях Кашаган и Тенгиз.

Наиболее разведанными запасами нефти обладает Атырауская область, на территории которой открыто более 75 месторождений с запасами промышленных категорий 930 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).

На территории Мангистауской области открыто свыше 70 месторождений с извлекаемыми запасами нефти промышленной категории 725 млн тонн, конденсата - 5,6 млн тонн. В эксплуатации находятся менее половины месторождений. Большинство из них - на поздних стадиях разработки. Подавляющая часть остаточных запасов относится к категории трудноизвлекаемых. Крупнейшие месторождения - Узень, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас. Прогнозируемый объем составляет около 1,1 млрд тонн. Центр добычи - город Жанаозен.

В сырьевую базу Мангистауской области входят также газоконденсатные месторождения Тасболат, Западный Тенге, Актас, Южный Жетыбай и одно газовое месторождение Восточный Узень. Общие извлекаемые запасы оцениваются в 191,6 млн тонн нефти.

На территории Западно-Казахстанской области наиболее значительным месторождением является газоконденсатное Карачаганакское с извлекаемыми запасами жидкого углеводородного сырья около 320 млн тонн и газа более 450 млрд куб м. В сентябре 2005 года было объявлено об обнаружении углеводородного сырья на соседствующем с Карачаганаком блоке 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 году 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 - пятая по значимости нефтегазовая провинция Казахстана. Летом 2005 года работающая в этом регионе компания «ПетроКазахстан» объявила об обнаружении коммерческих запасов нефти на лицензионной территории Кольжан, которая прилегает к северной границе месторождения Кызылкия.

В Жамбылской области наиболее крупная группа месторождений - Амангельдинская.

В последние несколько лет в Казахстане добывается около 90 млн тонн нефти в год, включая газовый конденсат, а экспорт нефти составляет 60 - 70 млн тонн/год.

Нефтетранспортная инфраструктура представлена 4 нефтепроводами общей протяженностью 8 301 км:

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК), 1 510 км, пропускная способность - 67 млн т/год, в 2023 г - 72,5 млн тонн/год;

«Атырау - Самара», 1232 км, пропускная способность - 30 млн т/год;

«Атасу - Алашанькоу» (Казахстан Китай), 963 км, пропускная способность - 20 млн т/год;

«Кенкияк-Кумколь», 794 км, проектная пропускная способность 20 млн т/год.

Запасы газа промышленных категорий в республике расположены неравномерно: 98 % в четырех западных областях - Мангистауской, Атырауской, Актюбинской и Западно-Казахстанской, остальные 2 % приходятся на Кызылординскую, Жамбылскую, Карагандинскую области.

Извлекаемые запасы природного газа Казахстана (с учетом открытых новых месторождений на Каспийском шельфе) составляют 4,0 трлн куб.м, а геологические ресурсы превышают 6-7 трлн куб.м.

По разведанным запасам природного газа (газ нефтегазовых месторождений и чисто газовых) Казахстан находится на 15 месте в мире и на 4-м в СНГ. При этом большее количество разведанных запасов газа Казахстана является попутным газом.

Потенциальные запасы газа в республике оцениваются в 10,2 трлн куб.м, из которых 9,2 трлн куб.м приходятся на Прикаспийскую впадину.

Без учета Каспийского шельфа разведанные запасы природного и попутного газа составляют 3 трлн куб.м, из которых 1,8 трлн куб.м. отнесены к промышленной категории или доказанным.

Большую часть всех запасов свободного газа (около 60 %) и конденсата (около 80 %) вмещает в себя месторождение Карачаганак.

Наиболее крупные запасы свободного (природного) газа находятся в газовых шапках на месторождениях Тенгиз, Королевское, Имашевское, Жанажол, Урихтау, Тенге, Жетыбай.

Экспорт газа (около 20-21 млрд куб.м) осуществляется на основе встречных поставок с приграничными странами.

Общая протяженность магистральных газопроводов на нашей территории составляет порядка 12 тыс. км. При этом, основными магистральными газопроводами являются:

«Средняя Азия - Центр», 872 км (пропускная способность 60 млрд куб.м);

«Бухара - Урал», 1 176 км (7,2 млрд куб.м);

«Союз», «Оренбург - Новопсков», 382 км (7,5 млрд куб.м);

«БГР - Ташкент - Бишкек - Алматы», 1 585 км (4 млрд куб.м);

«Казахстан - Китай», 1 300 км (30 млрд куб.м).

### **1.2.2. Угольные ресурсы**

В настоящее время уголь является основным топливом Казахстана, используемым в промышленности и населением. В топливно-энергетическом балансе республики на его долю приходится более 60 % условного топлива.

В Казахстане сосредоточено 3,3 % от мировых промышленных запасов угля. По объемам добычи Казахстан занимает 8 место в мире и 3 место после России и Украины среди стран СНГ. Всего в Казахстане выявлено более 100 угольных месторождений с геологическими запасами 176,7 млрд т. Балансовые запасы угля Казахстана оцениваются более 38 млрд т, из которых более 94 % сосредоточено на территории Северного, Центрального и Восточного Казахстана.

Балансовые запасы коксующихся углей составляют 5,9 млрд т. и сосредоточены в Карагандинской области. Пригодные для разработки открытым способом запасы энергетических углей составляют 19,1 млрд т.

В Северном и Центральном Казахстане сосредоточен ряд крупных угольных бассейнов и месторождений со следующими значениями балансовых запасов угля:

Карагандинское бассейн - 12,2 млрд т;

Торгайский бассейн - 6,56 млрд т;

Майкюбенский бассейн - 2,2 млрд т;

Экибастузский бассейн - 12,0 млрд т;

Шубаркульское месторождение - 2,1 млрд т;

Борлинское месторождение - 0,44 т;

Куу-Чекинское месторождения - 0,14 млрд т.

В этом же регионе находятся также и другие средние и мелкие месторождения угля.

В Южном Казахстане крупными месторождениями угля являются:

Илийский бассейн с общими перспективными запасами - 44 млрд т;

Нижнеилийское месторождение с геологическими запасами - 12,6 млрд т;

ряд других более мелких месторождений.

В Западном Казахстане (общие геологические запасы угля - более 2,0 млрд т. балансовые запасы - 1,79 млрд т) крупными месторождениями угля являются:

Момытское бурогольное месторождение с балансовыми запасами -1,32 млрд т;

Урало-Каспийский бурогольный бассейн с балансовыми запасами 108 млн т.

Наиболее крупными из разрабатываемых месторождений Казахстана являются:

Карагандинский бассейн, Борлинское, Куу-Чекинское и Шубаркульское месторождения в Карагандинской области;

Экибастузское месторождение и Майкюбенский бассейн в Павлодарской области;

Юбилейное месторождение (разрез Каражира) в Восточно-Казахстанской области.

Помимо этих крупных месторождений осваиваются также и ряд мелких месторождений.

Добыча угля по Казахстану составила,

1990 г. - 131,4 млн т;

2000 г. - 74,9 млн т;

2005 г. - 97,9 млн т;

2019 г. - 115,4 млн т.

В 2019 году добыча каменного угля и бурого угля в Республике Казахстан составила 115,4 млн тонн - на 3 % меньше, чем годом ранее. Угледобыча сконцентрирована в двух ключевых регионах: Павлодарской (68,4 млн тонн, 59 % от Республики Казахстан) и Карагандинской (38,6 млн тонн, 34 % от Республики Казахстан) областях.

В таблице 1.8 представлены данные по запасам и добыче угля основных месторождений Казахстана.

Таблица 1.8. Запасы угля основных месторождений Казахстана, млн т/год, [33, 34]

№ п/п	Экономический район, бассейн, месторождение	Категория угля	Геологические Запасы	Балансовые запасы	Пром. Запасы	Добыча в 2019 г.	Проектная добыча
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Восточный Казахстан		4500	3040			
1.1.1	Кендырлыкское м/р	каменный	586	191	77		Всего 1,0-2,
1.1.2		бурый	1033	400	169		
1.1.3		сланцы	4075	698	53		
1.2	Белокаменское м/р	каменный	957	914			До 1,0
1.3	Юбилейное м/р Каражира	каменный	1536			7,9	30,0
2	Западный Казахстан		2900	1790			
2.1	Урало-Каспийский бас.	бурый	378	108	96		5,0
2.2	Мамытское м/р	бурый	1426	1320	598		3,0
3	Северный Казахстан		81800	18520			
3.1	Экибастузский бассейн	каменный	12500	9700	7700	62,2	До 105
3.2	Майкубинское м/р	бурый	5700	1805	1767	0,3	15,0-25,0
3.3	Торгайский бассейн	бурый	61910	6564	5933		2,0
4	Центральный Казахстан		54500	14800			
4.1	Карагандинский бассейн	каменный	51300	15800	7500	14,4	До 25,0
4.2	Куучекинское м/р	каменный	600	150	150		1,8-3,0
4.3	Борлинское м/р	каменный	490	314		3,1	10,0
4.4	Шубаркольское м/р	каменный	2100	1700		1,8	22,0-28,0
5	Южный Казахстан		33000	480			
5.1	Ойкарагайское м/р	бурый	74	53,4	40,2		0,3-0,5
5.2	Нижнеилийский бассейн	бурый	9878				80,0
5.3	Алакольское м/р	каменный	130	50			0,3
5.4	Ленгерское м/р	бурый	2109	751	355		
6	Всего по Казахстану		176 700	38 630	34 100	83,2	

В таблице 1.9 представлены характеристики основных энергетических углей, используемых в электроэнергетике Казахстана. В настоящее время шубаркульский уголь используется в коммунальной энергетике на небольших котлах со слоевой

решеткой, в большой энергетике он пока не используется. Но уголь очень перспективный, для новых котлов, рассчитанных на сжигание данного угля.

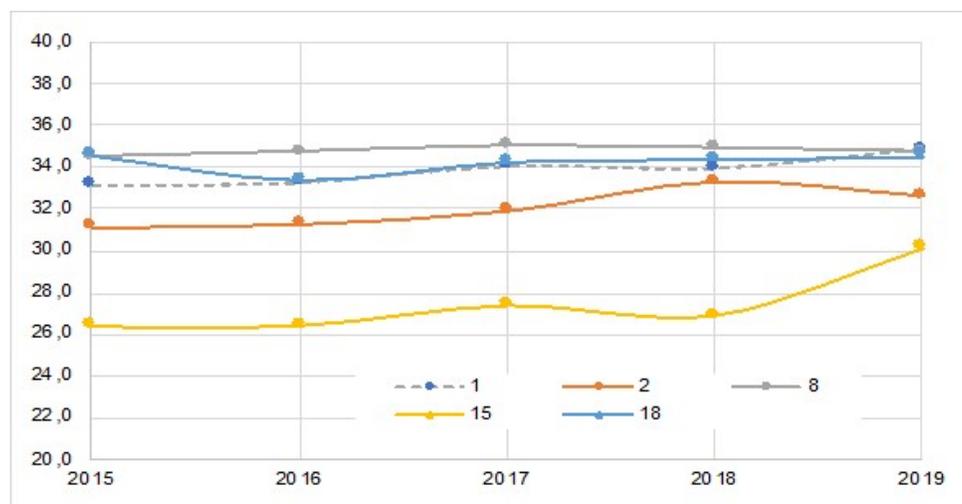
Таблица 1.9. Теплотехнические характеристики энергетических углей, используемых в электроэнергетике Казахстана

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Экибастуз-ский, СС	Борлы, СС	Кара-жыра, Д	Май-кубень, Б-3	Шубар-куль, Д
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Тип угля		каменный	каменный	каменный	бурый	каменный
2	Способ добычи		открытый	открытый	открытый	открытый	открытый
3	Низшая теплота сгорания на рабочую массу - $Q^H_p$	ккал/кг	Средн 4000	3866	4800	3700- 4395	5520
4	Общая влага на рабочую массу $W^T$	%	4,5 - 9	4,6	13,1	13 - 22	14,5
5	Зольность на сухую массу $A^d$ (максимальная)	%	43	43,0	19,5	16 - 24	6,0-10,0
6	Сера на сухую массу $S^d$	%	0,4 - 0,9	0,49	0,7	0,5 - 0,8	0,5
7	Летучие на сухую беззольную массу $V_{daf}$	%	30	26-38	46	40 - 44	43,5
8	Углерод на сухую беззольную массу $C_{daf}$	%	82	78,6	77,7	74 - 76	76,9
9	Водород на сухую беззольную массу $H_{daf}$	%	5	4,8	5,0	4,7 - 5,3	5,35
10	Азот на сухую беззольную массу $N_{daf}$	%	1,5	1,3	0,9	1,86	1,48
11	Кислород на сухую беззольную массу $O_{daf}$	%	11	10,4	15,7	21,7	15,3
12	Тем-ра плавления золы Тем-ра начала деформации Тем-ра размягчения - $T_d$ Тем-ра жидкого сост- $T_c$	°C	1490-1500 1110-1310 1300 -	1500		1140-1210 1230-1260 1210-1230 -	1100 1420 1440 -

13	Состав зольного остатка	%					
14	SiO <sub>2</sub>	%	62	59,6	53,6-58,8	48,0- 60,0	56-66
15	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%	25,5	33,7	24,6-34,2	23,0- 28,0	22-28
16	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%	5,6	2,22	2,8- 10,9	4,7 - 10,0	7-10
17	CaO	%	1,95	0,70	1,8- 3,15	6,0 - 10,0	2-3
18	MgO	%	0,7	0,50	0,2 - 1,1	1,3 - 3,0	1-2
19	TiO <sub>2</sub>	%	1,3	0,0	1,1 - 1,5	-	1,1-1,24
20	Na <sub>2</sub> O + K <sub>2</sub> O	%	0,75	3,0	1,1 - 1,9	1,9 - 3,2	1,9-3,1
21	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	%	0,8	0,02			0,13-0,46
22	Коэффициент размолоспособности		1,35		1,27	1,02-1,22	
23	Коэффициент абразивности, K <sub>абр</sub>	м <sup>2</sup> /кг	0,259x 10 <sup>-10</sup>	0,210x 10 <sup>-10</sup>	0,12x 10 <sup>-10</sup>		
24	Группа химической активности		I	I	IV	III	IV

### 1.3. Техничко-экономические характеристики

Абсолютным показателем установок для производства электрической энергии является электрический КПД. Установки, использующие твердое топливо для получения электрической энергии в РК только три КЭС: Экибастузские ГРЭС-1, 2 с блоками 500 МВт и электростанция ЕЭК (Ахсуйская ГРЭС) с блоками 300 МВт. Газомазутные КЭС: Жамбылская ГРЭС им.Т.И.Батурова и ТЭС МАЭК с блоками 200 МВт.



1, 2 - угольные блоки 500 МВт; 8 - угольные блоки 300 МВт;

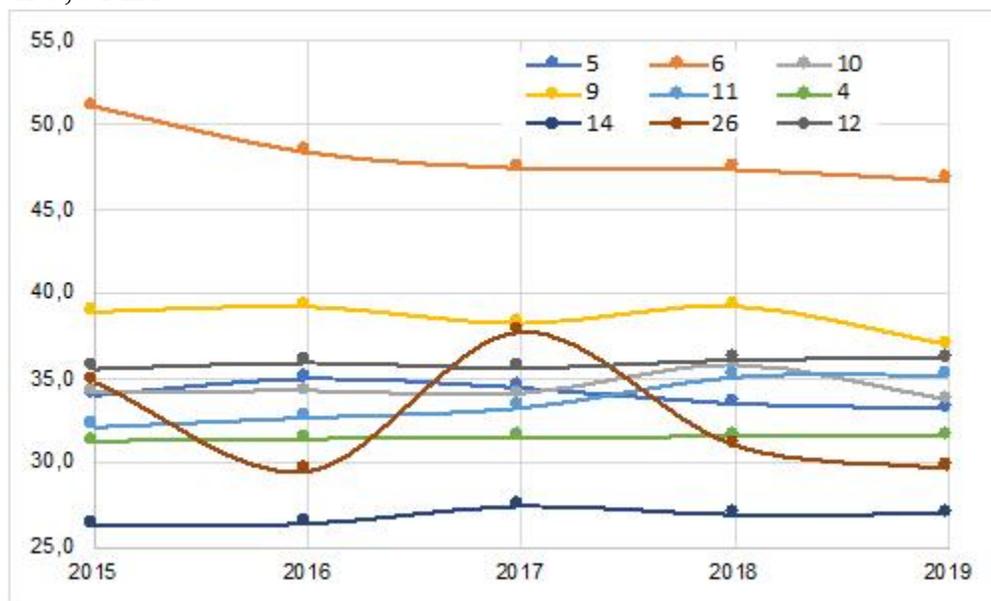
15, 18 - газомазутные блоки 200 МВт

Рисунок 1.11. Электрический КПД КЭС, %

Блоки 500 и 300 МВт спроектированы на параметры СКД (23,5 МПа и 545/545 °С). Блоки 200 МВт работают на параметрах пара 12,8 МПа и 545/545 °С. Но поскольку газовые котлы имеют потерь меньше, чем угольные, то счет высокого КПД брутто КА, электрический КПД сопоставим с КПД КЭС на параметрах СКД.

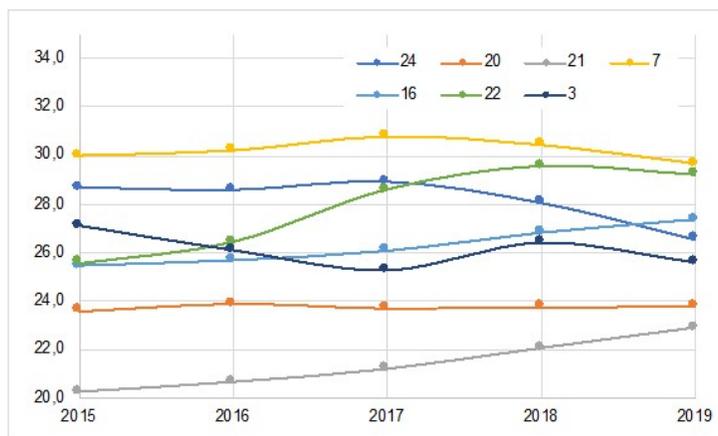
Наиболее крупные ТЭЦ РК на параметрах пара 12,8 МПа и 545-555 °С с КА производительностью 320, 420, 480 и 500 т/ч, кроме газомазутных 480 т/ч, все остальные пылеугольные в основном на экибастузском угле. Четыре КА БКЗ-320-140-2 и один КА ТПЕ-430А (500 т/ч) работают на каражаринском угле.

На рисунках 1.12 и 1.13 приведены КПД ТЭЦ соответственно на давление пара 12,8 и 8,8 МПа.



5, 6, 10, 9, 11, 4 - БКЗ-420-140; 12 - БКЗ-320-140; 14 - ТГМ-96Б; 26 -ТГМЕ-464  
Рисунок 1.12. КИТ ТЭЦ с КА на 13,8 МПа, %

Если на электрический КПД КЭС влияют начальные и конечные параметры пара: давление и температура пара перед турбиной и давление в конденсаторе, что связано с температурой охлаждающей среды и системы охлаждения, то для ТЭЦ в большей степени на КПД влияет структура тепловой нагрузки. Так для ТЭЦ на параметрах пара 8,8 МПа, но работающей полностью по теплофикационному циклу (ТЭЦ-1 АлЭС) электрический КПД составляет 75,3 %, так как нет потерь в конденсаторах, в них подогревается подпиточная вода тепловой сети.



3 - ПК-10п-2; 7- ТП-46А, БКЗ-220-100; 16 - ТП-10, ТП-13Б, БКЗ-220-100; 20 - БКЗ-160-100; 21 - БКЗ-160-100, БКЗ-190-100, БКЗ-220-100; 22 - ТКЗ-150, ПК-10п-2; 24 - БКЗ-160-100

Рисунок 1.13. КИТ ТЭЦ с КА на 8,8 МПа, %

Поскольку, для отопительных ТЭЦ в летний период тепловая нагрузка резко сокращается, увеличивается конденсационная доля выработки электроэнергии, что снижает тепловую экономичность.

Северная зона имеет почти 70 % генерирующих мощностей, соответственно производит 77 % от всего объема производства электроэнергии РК. Южная зона производит 10 %, а Западная - 13 % электроэнергии от общего объема. Из всего объема производства электрической энергии 81 % приходится на установки, сжигающие топливо, из них 39 % вырабатывают чисто конденсационные (ГРЭС, КЭС) станции и 42 % вырабатывают при комбинированном производстве ТЭЦ, т. е. в Казахстане больше половины электроэнергии ТЭС вырабатывают ТЭЦ, что определяют особенности электроэнергетики. Кроме ТЭЦ тепловую энергию производят котельные. Среди угольных котельных наиболее крупные оборудованы водогрейными котлами КВТК-100, среди газомазутных - КВГМ-100 и ПТВМ-100 тепловой мощностью 100 Гкал/ч. На ряде котельных установлены паровые котлы типа ДКВР-10-14, КЕ-20-14 на давление пара 1,0-1,3 МПа. На рисунке 1.14 приведены расходы топлива электростанциями за 2010-2019 гг.

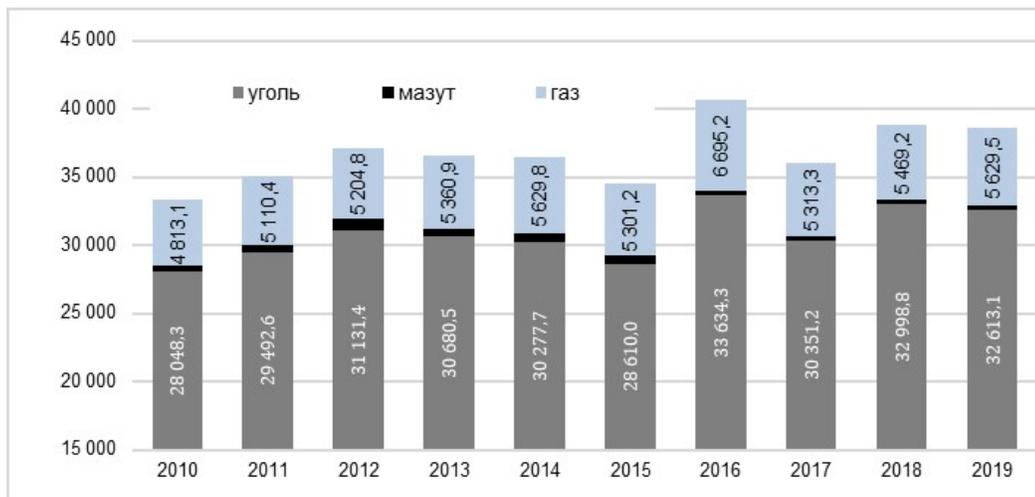


Рисунок 1.14. Расход топлива электростанциями РК в 2010-2019 гг., тыс. т, [7]

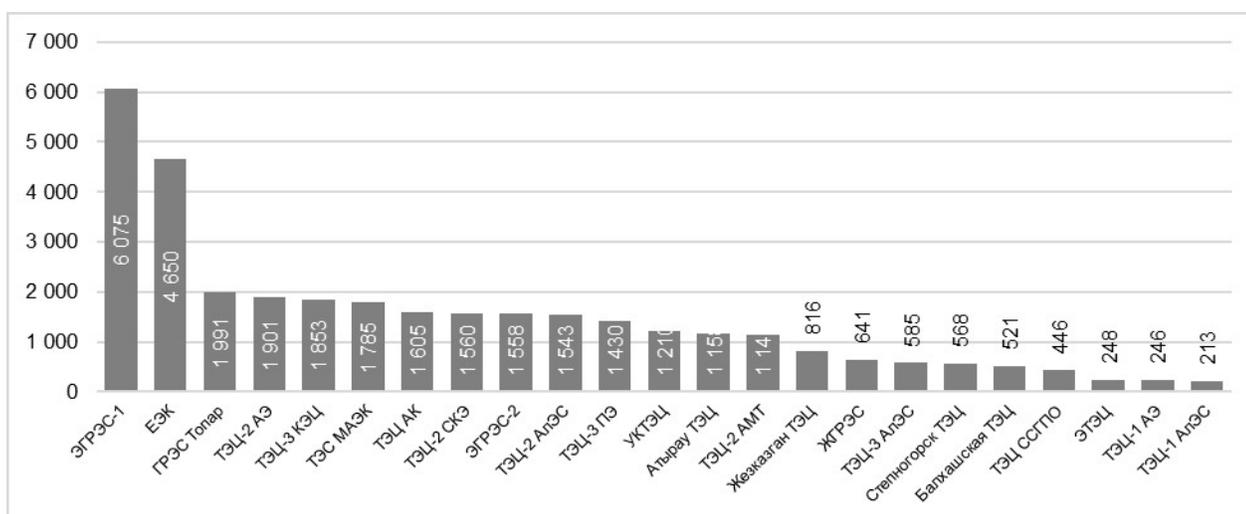
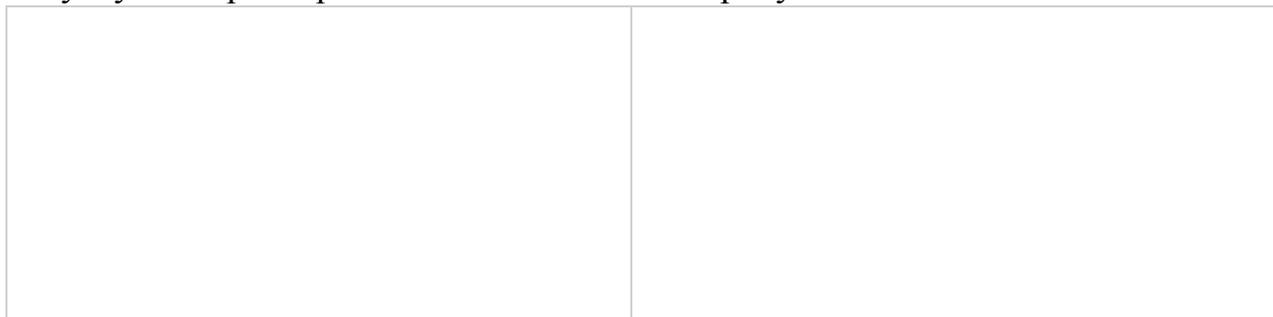


Рисунок 1.15. Расход условного топлива на ТЭС в 2019 году, тыс. т (по данным КТА МЦЗТ и ИП)

Установки, сжигающие твердое топливо составляют по установленной мощности более 58 %, из них сжигающие экибастузский уголь почти 48 %. Несмотря на высокую зольность, абразивные свойства и невысокую теплотворную способность, для энергетики является дешевым топливом. В Казахстане и России разработаны и внедрены технологии сжигания на установках 300-1000 МВт (420 -1650 т/ч). Расход условного топлива на ТЭС в 2019 году представлен на рисунке 1.15, а УРУТ по отпуску электроэнергии на блочных КЭС на рисунках 1.16 и 1.17.



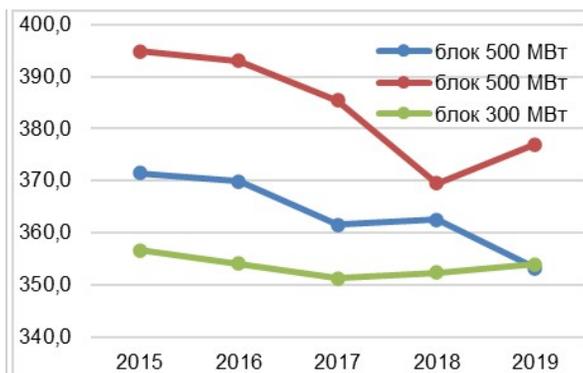


Рисунок 1.16. УРУТ по отпуску электрической энергии КЭС с пылеугольными блоками 500 и 300 МВт, г/кВтч (по данным КТА МЦЗТ и ИП)

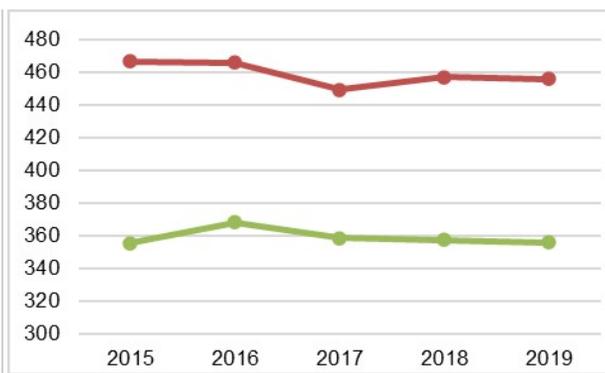


Рисунок 1.17. УРУТ по отпуску электрической энергии КЭС с газомазутными блоками 200 МВт, г/кВтч (по данным КТА МЦЗТ и ИП)

УРУТ по отпуску электроэнергии КЭС с блоками 300 МВт меньше, чем на КЭС с блоками 500 МВт, потому что на КЭС с блоками 300 проведена реконструкция на 5 блоках из 8, а на КЭС с блоками 500 МВт реконструкция проведена на 2-х блоках из 10. Данные за 2019 год показывают о сокращении разрыва.

Большой диапазон между значениями УРУТ блоков 200 МВт объясняется разным вакуумом конденсатора, из-за отложений в конденсаторах КЭС, где в качестве охлаждающей среды используется морская вода.

Наиболее крупные ТЭЦ оснащены КА типа Е-420-140 на экибастузском угле и турбинами типа Т-120/130-130, ПТ-65/75-130/13, ПТ-80/100-130/13, Р-50-130-13 в зависимости от структуры тепловых нагрузок УРУТ по отпуску электроэнергии изменяется в широком диапазоне (рисунки 1.18 и 1.19).

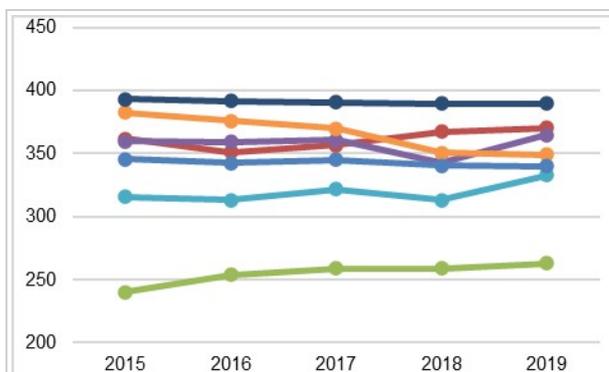


Рисунок 1.18. УРУТ по отпуску электроэнергии угольных ТЭЦ с КА типа Е-420-140 (по данным КТА МЦЗТ и ИП)

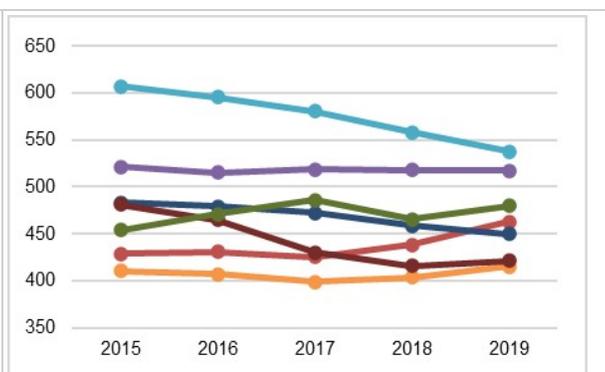


Рисунок 1.19. УРУТ по отпуску электроэнергии угольных ТЭЦ с КА типа Е-220-140 и Е-160-100 (по данным КТА МЦЗТ и ИП)

Учитывая, что УРУТ по отпуску тепловой энергии по существующему физическому методу практически находятся в небольшом диапазоне. Меньшие значения соответствуют крупным ТЭЦ с обновленным оборудованием и ТЭЦ, сжигающие газ, большие значения соответствуют ТЭЦ с устаревшим оборудованием и значительным износом (рисунок 1.20).

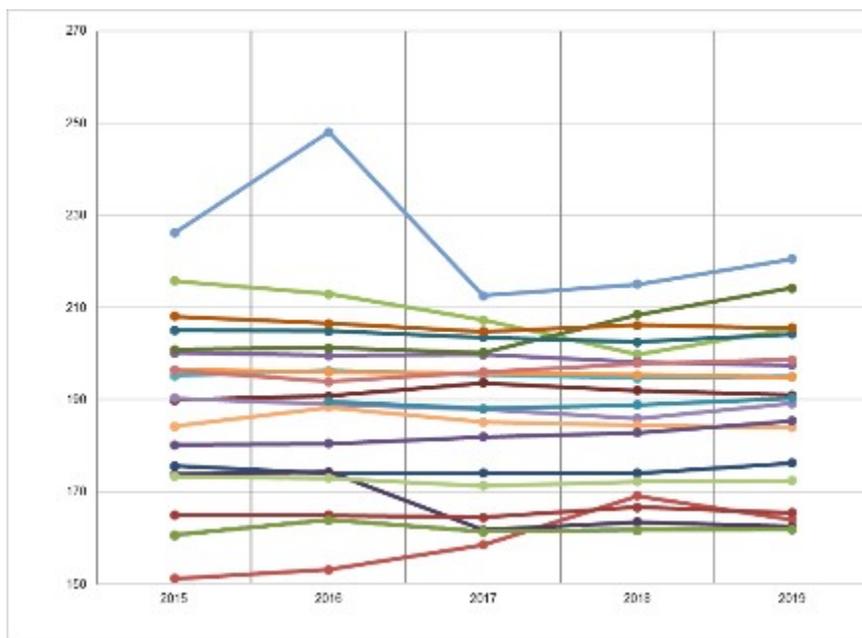
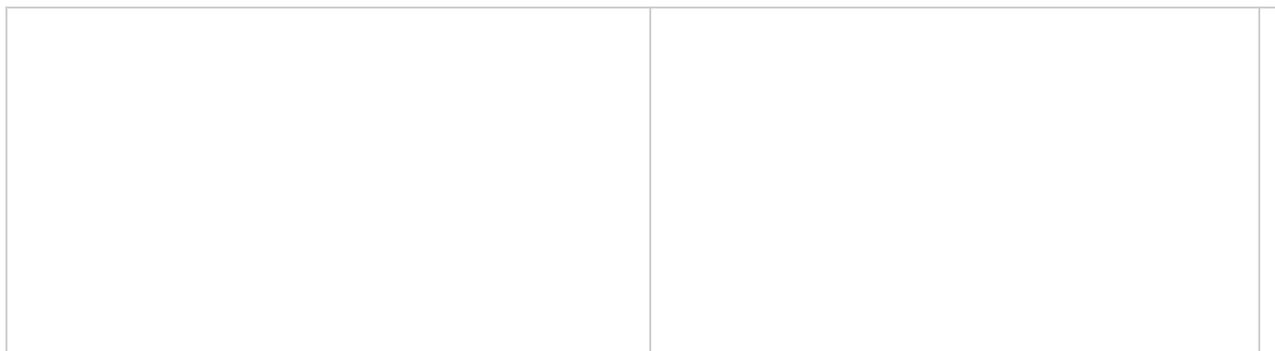


Рисунок 1.20. УРУТ по отпуску тепловой энергии ТЭЦ (по данным КТА МЦЗТ и ИП)

На КЭС с пылеугольными блоками 500 МВт расходы на СН выше, чем на КЭС с блоками 300 МВт, из-за незавершенности строительства. По другой станции практически расходы одинаковые. Структура собственных нужд отличается системой ГЗУ, на блоках 500 МВт - эйрлифты, на блоках 300 МВт - багерные насосы (Рисунок 1.21). На всех блоках установлены питательные насосы с турбоприводом, на блоках 500 МВт установлены разные углеразмольные мельницы, на одних молотковые с тангенциальным подводом воздуха, на других валковые среднеходовые. Главная разница в установленной мощности, расходы электроэнергии на СН относятся к общей выработке, а выработка отличается почти в 4 раза.

На ТЭЦ расходы электроэнергии на собственные нужды разделяются по видам энергии: на отпуск электрической и тепловой энергии. Принято расход электроэнергии на СН по отпуску электроэнергии рассчитывать в процентах, а на отпуск тепловой энергии количество электроэнергии на 1 Гкал. На рисунках 1.22-1.24 приведены расходы электроэнергии на СН ТЭЦ по отпуску электрической и тепловой энергии.



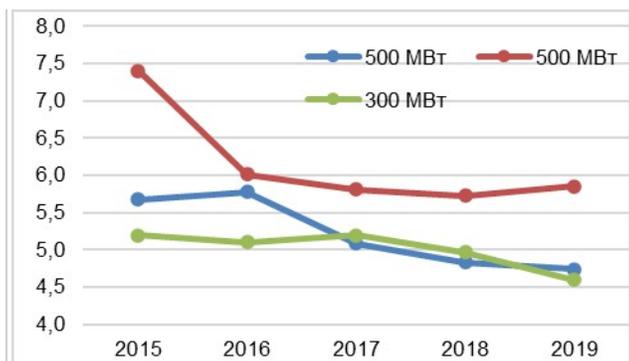


Рисунок 1.21. Расход ЭЭ на СН блоков 300 и 500 МВт (по данным КТА МЦЗТиИП)

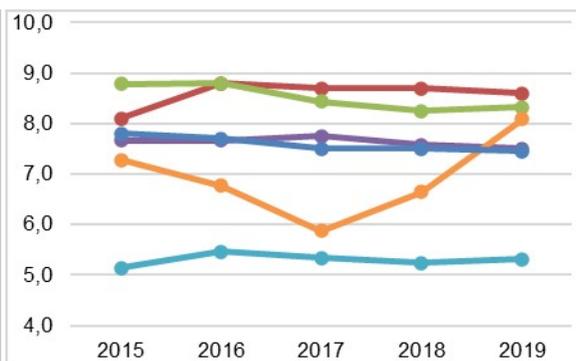


Рисунок 1.22. Расход ЭЭ на СН по отпуску ЭЭ ТЭЦ 13 МПа (по данным КТА МЦЗТиИП)

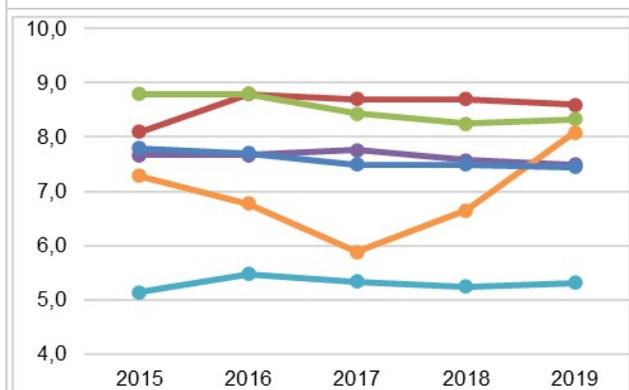


Рисунок 1.23. Расход ЭЭ на СН по отпуску электроэнергии ТЭЦ 13 МПа, % (по данным КТА МЦЗТиИП)

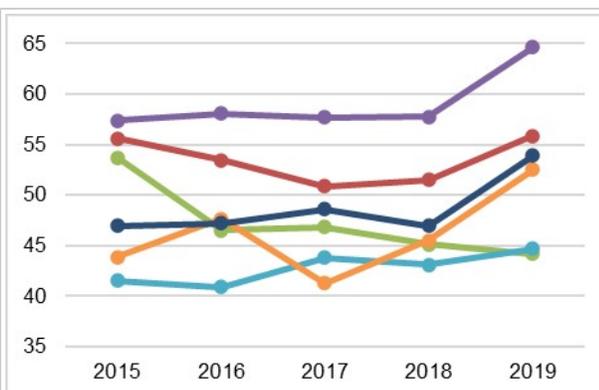


Рисунок 1.24. Расход ЭЭ на СН по отпуску тепловой энергии ТЭЦ 13 МПа, кВтч/Гкал (по данным КТА МЦЗТиИП)

#### 1.4. Энергоемкость электроэнергетической отрасли

По ВВП Казахстан занимает 54 место в мире, а по энергоемкости ВВП 117 место. Поскольку международная статистика ведется в тнэ на тыс. долларов, а в Республике Казахстан принято ТЭР считать в условном топливе, то далее данные ВВП представлены в млрд тенге и энергоемкость в тут на млн тенге. В таблице 1.10 и на рисунке 1.25 приведены расходы топлива ТЭС и крупными котельными в 2015-2019 гг.

Таблица 1.10. Расход топлива ТЭС и котельными Республики Казахстан в 2015-2019 гг.

№ п/п	Топливо	Ед.изм	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Уголь	тыс.т	50 284	59 612	53 388	58 069	57 386
2		тыс.тут	28 610	33 634	30 351	32 999	32 613
3	Мазут	тыс.т	442,9	445,2	242,8	259,4	244,2
4		тыс.тут	633,7	315,6	342,6	366,4	344,2
5	Газ	млн м <sup>3</sup>	4 572	5 791,7	5 872,8	4 719,5	4 858,1
6		тыс.тут	6 524,6	6 695,2	6 805,7	5 469,2	5 629,5
7	Итого топливо	тыс.тут	41 711	40 645	37 499	38 834	38 587

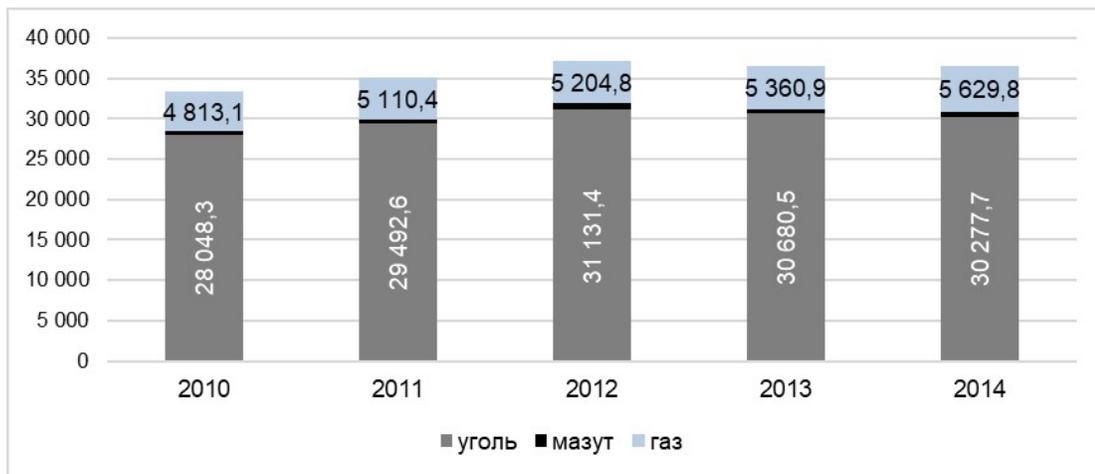


Рисунок 1.25. Потребление топлива ТЭС и котельными электроэнергетической отрасли Республики Казахстан, тыс. тонн [17]

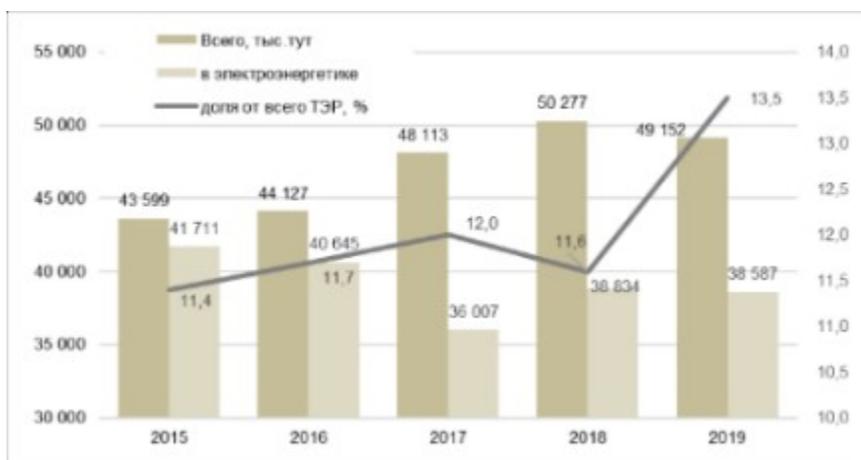


Рисунок 1.26. Использование ТЭС для производства электрической и тепловой энергии и доля от общего потребления в Республике Казахстан [17]

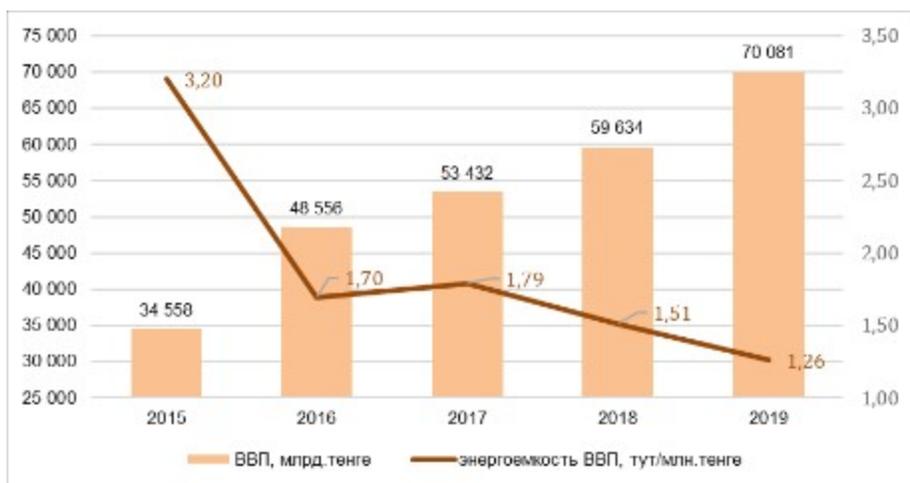


Рисунок 1.27. Динамика ВВП и энергоёмкости ВВП Республики Казахстан за 2015 - 2019 годы, [17]

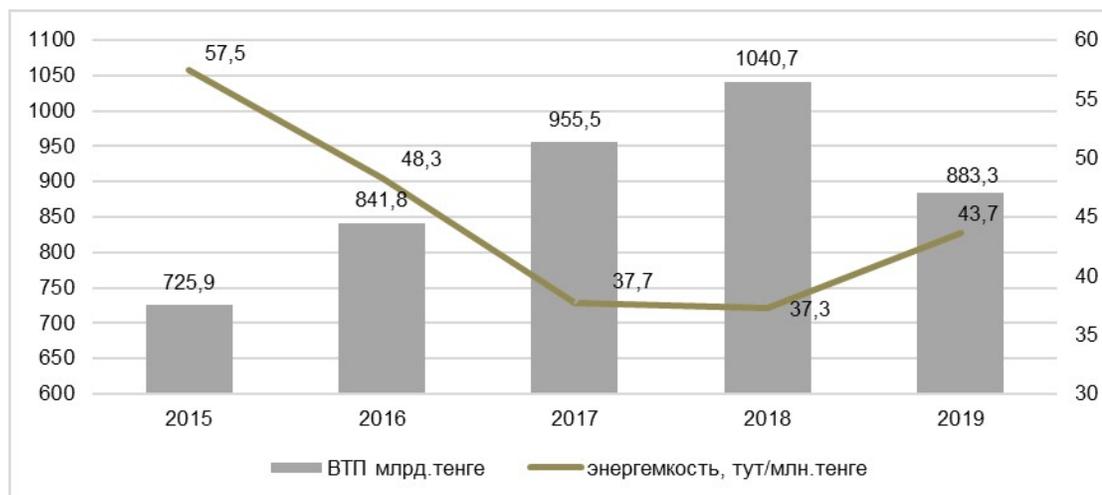


Рисунок 1.28. Динамика ВВП и энергоёмкости ВВП электроэнергетической отрасли Республики Казахстан за 2015 - 2019 годы  
(по данным КТА МЦЗТиИП)

ВТП - валовая товарная продукция, выручка от реализации электрической и тепловой энергии. Под энергоёмкостью ВТП понимается количество условного топлива, затраченного на производство электрической и тепловой энергии стоимостью один миллион тенге. Под ТЭР понимается все расходы топлива: угля, кокса, мазута, газа, дизельного топлива, моторного бензина (по маркам), сжиженного газа, керосина, электроэнергии, отмеченные в форме 2 ГЭР (государственного энергетического реестра).

Одним из основных показателей энергоёмкости ТЭС являются удельный расход условного топлива (УРУТ) по отпуску электрической и тепловой энергии. Для конденсационных ТЭС, производящие только электрическую энергию, один УРУТ, а для ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии - два УРУТ. Поскольку УРУТ на прямую связан с электрическим КПД ТЭС, то и зависит от начальных и конечных параметров пара, наличия промежуточного пара, схемы регенеративного подогрева питательной воды и режимных факторов. В Казахстане имеются КЭС с блоками 500, 300 и 200 МВт, есть еще блоки 100 МВт, которые переведены в теплофикационный режим. Параметры пара на блоках 500 и 300 МВт сверхкритические (СКД): давление 23,5 МПа (240 кг/см<sup>2</sup>), температура 545 °С с промежуточным перегревом пара до 545 °С. Блоки 200 МВт на параметры пара: давление 12,8 МПа (130 кг/см<sup>2</sup>) и температура 545/545 °С. Всего построено в СНГ 16 блоков 500 МВт, из них 10 в Казахстане. Блоков 300 МВт построено 354 из них 8 в Казахстане. КА блоков 500 и 300 МВт все прямоточные. Блоков 200 МВт в Казахстане 9, все газомазутные. КА блоков 200 МВт и прямоточные и с естественной циркуляцией

На крупных ТЭЦ РК установлено оборудование на давление 13,8 МПа (140 кг/см<sup>2</sup>) с КА производительностью 320 и 420 т/ч, один КА производительностью 670 т/ч без промперегрева. КА на давление 9,8 МПа (100 кг/см<sup>2</sup>) производительностью 160 и 220 т/ч, также работают КА на давление 3,8 МПа (39 кг/см<sup>2</sup>) производительностью 75, 50 и 20 т/ч.

Остались четыре американских КА Реллей Стоккер с 1945 года на давление 32-39 кг/см<sup>2</sup> производительностью 32 и 110 т/ч. Из турбинного парка ТЭЦ: самая мощная ПТ -135/165-130/15 в одном экземпляре, теплофикационные Т-120-130-130, ПТ-80/100-130/13, ПТ-65/75-130/13 и остальные меньшей мощности, самые маленькие ПР-5,5-35/2,5 и Р-6-35/5. Самые крупные водогрейные котлы тепловой мощностью 100 Гкал/ч на твердом топливе КВТК -100 и газомазутные ПТВМ-100. Средние и малые ТЭЦ и котельные состоят в основном из котлов 50 и 30 Гкал/ч. По балансу топлива они сжигают около 50 % всего расхода топлива РК, но относятся к другим отраслям промышленности и сельского хозяйства.



Рисунок 1.29. Энергоемкость КЭС с угольными блоками 300 и 500 МВт, тут/млн тенге, [17]

Энергоемкость ТЭЦ менее чувствительна изменениям тарифов, так как стоимость ВТП складывается из двух основных составляющих: выручки от реализации электрической и тепловой энергии, которая частично сглаживает резкие колебания тарифов по одному из видов энергий. На рисунке 1.30 представлены энергоемкости крупнейших угольных ТЭЦ с КА на давление 140 кг/см<sup>2</sup>. Практически динамика плавная, без изломов, как на энергоемкости КЭС, приведенные на рисунке 1.29.

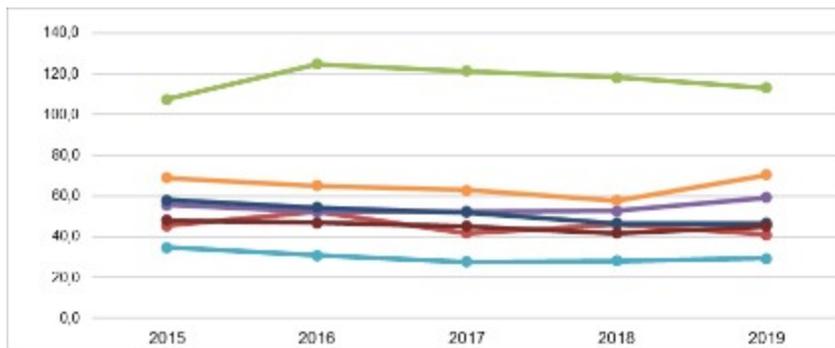


Рисунок 1.30. Энергоемкость угольных ТЭЦ 140 кг/см<sup>2</sup>, туг/млн тенге (по данным КТА МЦЗТиИП)

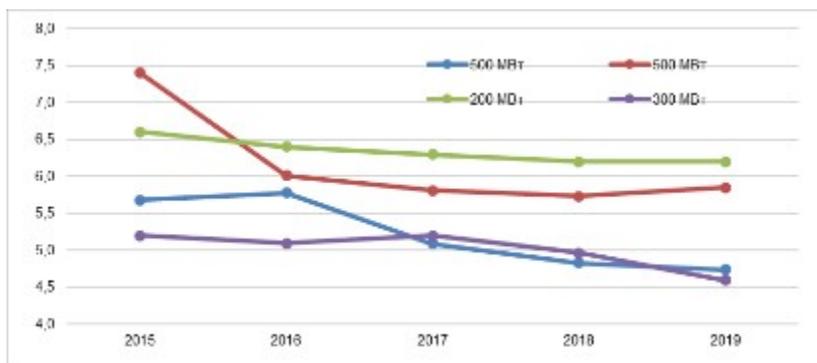


Рисунок 1.31. Расход электроэнергии на СН по отпуску электроэнергии угольных КЭС СКД, блок 200 МВт на давление 140 кг/см<sup>2</sup> на газе, % (по данным КТА МЦЗТиИП)

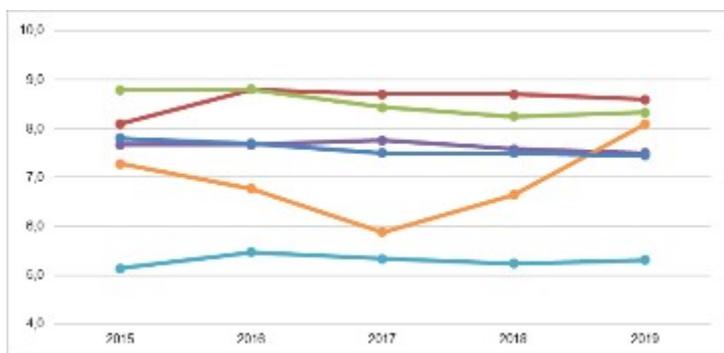


Рисунок 1.32. Расход электроэнергии на СН по отпуску электроэнергии угольных ТЭЦ 140 кг/см<sup>2</sup>, % (по данным КТА МЦЗТиИП)

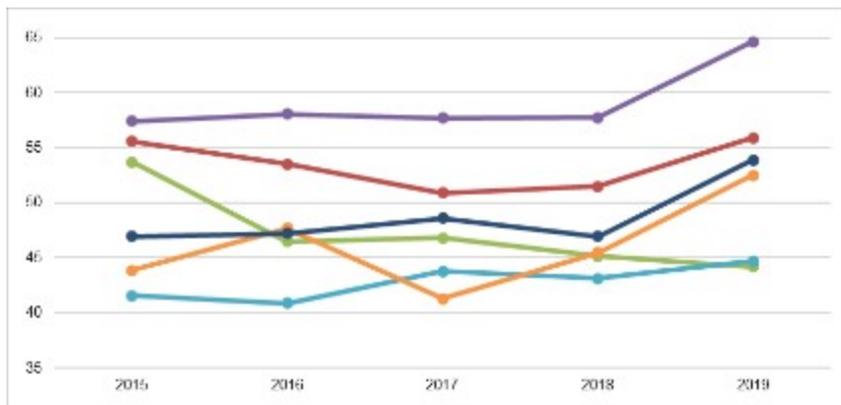


Рисунок 1.33. Расход электроэнергии на СН по отпуску тепловой энергии угольных ТЭЦ 140 кг/см<sup>2</sup>, кВтч/Гкал (по данным КТА МЦЗТиИП)

Энергоемкость наряду с УРУТ характеризуется расходами электроэнергии на собственные нужды. На рисунке 1.16 приведены расходы на СН КЭС с пылеугольными блоками 300 и 500 МВт, значения которых ниже, чем газовой КЭС с блоками 200 МВт. Расходы СН КЭС с блоками 200 МВт свидетельствуют о низкой загрузке станции из-за высокого тарифа на электроэнергию, основная составляющая которой является затраты на газ, и наоборот: конкурентный тариф увеличивает спрос и соответственно увеличение выработки, что снижает относительный расход электроэнергии на СН.

Для комбинированного производства расход электроэнергии на СН подразделяется на два вида энергии. На рисунке 1.32 приведены расходы на СН по отпуску электроэнергии крупнейших ТЭЦ с КА на давление 140 кг/см<sup>2</sup>. И на рисунке 1.33 представлены расходы электроэнергии на СН по отпуску тепловой энергии тех же ТЭЦ. В зависимости от структуры тепловых нагрузок и характеристик тепловой сети расходы на СН по отпуску электроэнергии находятся в диапазоне от 5 % до 9 %, а по отпуску тепловой энергии от 40 кВтч/Гкал до 65 кВтч/Гкал.

### Оценка энергоемкости предприятия

Под энергоемкостью понимается количество ТЭР, затраченные на единицу энергии. Поскольку ТЭЦ производят два вида энергии, то электрическая и тепловая энергии приводятся к тыс.ГДж, тогда энергоемкость можно выразить в тут/тыс.ГДж. Еще есть выражение энергоемкости на млн тенге произведенной энергии, т. е. в тут/млн тенге. В мировой практике принято энергоемкость выражать в тоннах нефтяного эквивалента (ТНЭ) к тысяче долларов продукции (энергии). Нефтяной эквивалент равен 10000 ккал/кг. В Казахстане принято считать в условном топливе (7000 ккал/кг). Для оценки энергоемкости выбирается расходы всех ТЭР: уголь, мазут, газ, дизельное топливо, моторное топливо по маркам А-80, А-92, А-95, А-98; сжиженный газ (пропан-бутан), керосин, кокс (полукокс) и пр. Все суммируется: суммарный расход ТЭР за месяц, квартал, год. Соответственно выбирается производство и отпуск электрической и тепловой энергии за такой же период, переводится в тыс.ГДж: электроэнергия в млн

кВтч умножается на 3,6, тепловая энергия в тыс. Гкал умножается на 4,187 и складывается:

$$\begin{aligned} \text{Э} &= W_{3,6} + Q_{4,187}, \text{ тыс.ГДж} \\ \text{энергоёмкость} &= \frac{\text{расход ТЭР}}{\text{Э}}, \text{ тунт/тыс.ГДж} \\ \text{энергоёмкость} &= \frac{\text{расход ТЭР}}{\text{ВТП}}, \text{ тунт/млн тенге} \end{aligned}$$

где: ВТП - валовая товарная продукция.

$$\text{ВТП} = W_{T_{\text{ЭЭ}}} + Q_{T_{\text{ТЭ}}}$$

Здесь:  $T_{\text{ЭЭ}}$ ,  $T_{\text{ТЭ}}$  - соответственно отпускные тарифы на электрическую и тепловую энергии: тенге/кВтч, тенге/Гкал.

По расходам ТЭР предприятия отчитываются в Государственном энергетическом реестре (форма 2) в соответствии с Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 387 «Об утверждении Правил формирования и ведения Государственного энергетического реестра».

### 1.5. Основные экологические проблемы

Для Республики Казахстан производство электроэнергии и/или тепла является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны. Конкурентоспособность ключевых отраслей экономики и качество жизни населения во многом зависят от надежного и качественного энергоснабжения потребителей по доступным ценам.

В настоящее время в Казахстане до 90 % от общей выработки электроэнергии производится путем сжигания органического топлива, в основном, местных углей, в меньшей степени - углеводородного сырья.

Размещение электростанций по территории Республики крайне неравномерно: основная часть электростанций, сжигающих уголь, размещается в Северной зоне. В Западной и Южной зонах количество электростанций и их мощность намного меньше, используемое топливо - газ, в Южной зоне - используются все виды топлива: уголь, газ, мазут.

Производство электроэнергии и/или тепла, потребляя значительные объемы природных сырьевых ресурсов, сопровождается образованием значительных объемов выбросов и отходов.

На рисунке 1.34 представлена общая схема топливо сжигающей установки и процессов, происходящих на ней, что позволит получить общее представление об использовании сырья и образованию отходов в процессе производства электроэнергии и/или тепла.

Сжигание органического топлива для производства электроэнергии и/или тепла ведет к поступлению в атмосферу выбросов газообразных (кислотных) веществ, пыли, а также парниковых газов,

На производственные нужды используются значительные объемы водных ресурсов, зачастую из природных источников, иногда питьевого качества, и сопровождается эмиссиями в водные объекты. Золошлаковые отходы требуют значительных территорий для складирования, оказывая влияние на подземные воды и почву. Одной из ключевых экологических проблем являются выбросы в атмосферу.

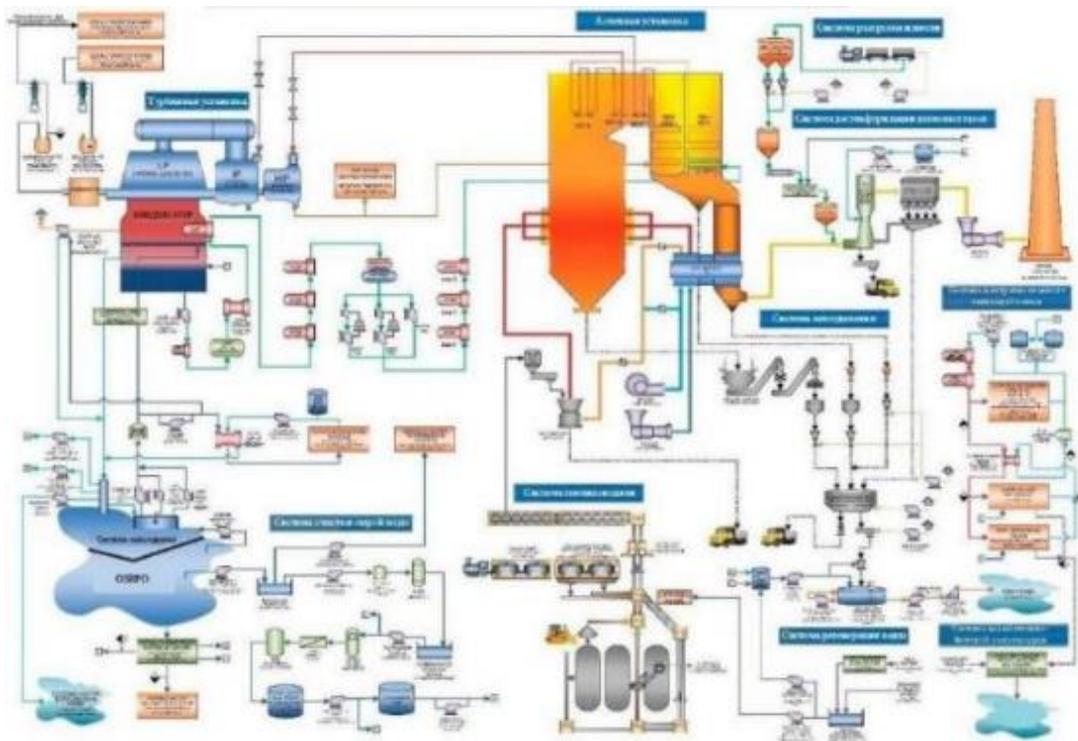


Рисунок 1.34. Общая схема топливо сжигающей установки

В таблице 1.11 приведен перечень отдельных элементов топливо сжигающих установок и их влияние на различные компоненты окружающей среды.

Таблица 1.11. Влияние топливо сжигающих установок на различные компоненты окружающей среды

		Вещество	
ИСТОЧНИК Компонент окружающей среды.	Атмосфера (А)	Пыль	Оксид
			Вода (В)

№ п/п	Почва (П)		
1	2	3	4
1	Хранение и использование топлива	А	
2	Очистка воды	В	
3	Дымовой газ	А	А
4	Очистка дымовых газов	В	
5	Дренаж участка, вкл. дождевую воду	В	
6	Очистка сточных вод	ВП	
7	Продувочные воды систем охлаждения	В	
8	Испарение градирни		

Современные экологические проблемы топливо сжигающих установок Республики Казахстан обусловлены следующим:

использованием в качестве топлива в основном углей, причем углей низкого качества с высоким содержанием золы- 68,9 % электроэнергии вырабатывается путем сжигания угля;

концентрацией пылеугольных станций преимущественно в Северной зоне, в местах их добычи;

размещением мощных угольных ТЭЦ в густонаселенных городах и областных центрах,

устаревшими технологиями сжигания угля, преимущественно в факеле;

значительным физическим износом основного и вспомогательного оборудования;

низкой эффективностью золоулавливания и отсутствием газоочистки;

низким уровнем использования энергосберегающих технологий;

снижением тепловой нагрузки и, как следствие, снижение эффективности производства;

повышенным расходом воды на технологические нужды, ограниченным использованием оборотных и повторных систем водоснабжения;

отсутствием технологий по переработке ЗШО,

отсутствием непрерывного контроля за уровнем выбросов.

### 1.5.1. Энергоэффективность

Энергоэффективность важна не только как индикатор экономного обращения с природными топливными ресурсами, но также является показателем выбросов, выделяемых при производстве единицы энергии. Задачей развития энергетического сектора в сфере экологии и противодействия изменениям климата является всемерное сдерживание роста и уменьшение негативного влияния добычи, производства,

транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье людей.

Оптимизация энергоэффективности зависит от множества факторов, включая тип и качество топлива, тип электростанции (КЭС или ТЭЦ), тип системы сжигания и преобразования энергии (газовая турбина, поршневой двигатель и/или паровая турбина), рабочие параметры среды, местные климатические условия, тип используемой системы охлаждения, режим эксплуатации, использование энергии на собственные нужды, потери энергии в электрических и тепловых сетях и т. д.

Каждый этап в процессе преобразования топлива в полезную энергию имеет свой собственный коэффициент эффективности. Общая энергетическая эффективность процесса определяется путем перемножения индивидуальных коэффициентов энергоэффективности отдельных составляющих производства (кпд брутто).

Между тем, часть выработанной энергии расходуется на осуществление технологического процесса преобразования энергии внутри электростанции (подготовка топлива, подача воздуха, очистка и отвод дымовых газов, подача воды и системы охлаждения и пр., за минусом которой образуется чистая энергоэффективность использования энергии (кпд нетто).

Оптимизация энергоэффективности может быть достигнута для всех составляющих процесса производства.

Климатические условия окружающей среды влияют на эффективность производства: для газовых турбин и дизельных двигателей температура окружающего воздуха имеет большее значение, тогда как для паровых турбин более важна температура охлаждающей среды. Для конденсации охлажденного пара применяются различные типы охлаждающих систем: прямое охлаждение речной водой, или воздухом (воздушным конденсатором), прямое и косвенное охлаждение мокрыми или сухими градирнями, а также водой центрального отопления или технологической водой. Каждая система по-разному влияет на энергоэффективность.

### **Энергоэффективность и выбросы**

Эффективность конденсационной электростанции определяется эффективностью турбинной установки и системы охлаждения, в которой теряется примерно, половина тепла, получаемого при сжигании топлива. Коэффициент полезного действия конденсационных электростанций РК в настоящее время составляет 34-37 %.

Наиболее эффективным способом повышения энергоэффективности является повышение использования тепла после турбин для подогрева воды в системах централизованного теплоснабжения (или другие цели). Метод известен как когенерация или комбинированное производство тепла и электроэнергии.

Процесс производства на ТЭЦ характеризуется повышенной тепловой экономичностью и более высокими энергетическими показателями, по сравнению с КЭС. Расход топлива при совместном производстве обычно ниже по сравнению с

отдельным производством тепла и электроэнергии. Коэффициент использования топлива на ТЭЦ РК при стабильной тепловой нагрузке в настоящее время колеблется в очень широких пределах: от минимального 32-35 % до максимального - 46-86 %.

Более полное использование энергии приводит к снижению уровня выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ в зависимости от годового использования процесса ТЭЦ, вида топлива и возможности замены мелких котельных теплом от ТЭЦ, так называемое централизованное теплоснабжение, которое нашло очень широкое применение в Казахстане. Система централизованного теплоснабжения на базе крупных ТЭЦ является доминирующей в республике и имеет богатую историю.

Для сравнения: выбросы загрязняющих веществ на единицу продукции для электростанций РК, сжигающих аналогичный высокозольный экибастузский уголь (Апр р 2,5 %\*кг/МДж) и имеющих одинаковую эффективность очистки составляют: на КЭС -  $2,8 \div 4,1$  кг/ГДж, на ТЭЦ - 1,2 Ц 1,7 кг/ГДж.

Интервал изменения связан с наличием стабильной тепловой нагрузкой и, как следствие, с производством электроэнергии в наиболее эффективном теплофикационном режиме. Есть отдельные топливо сжигающие установки, производящие электроэнергию исключительно на тепловом потреблении, и для них эффективность достигает 86 %.

Таким образом, степень благоприятного эффекта от снижения общего потребления топлива с помощью ТЭЦ часто зависит от годового коэффициента использования, особенно в летнее время, когда тепловая нагрузка минимальна.

Повышение энергоэффективности - важный показатель влияния на выбросы парниковых газов. Ниже представлен график снижения удельных выбросов парникового газа  $CO_2$  с увеличением КПД.

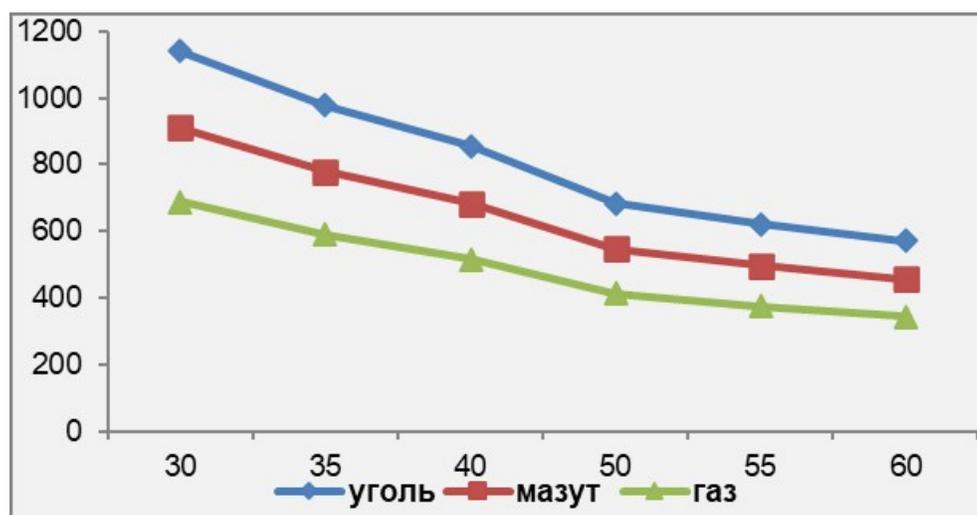


Рисунок 1.35. Выбросы  $CO_2$ , г/кВт\*ч в зависимости от КПД (нетто), %

### Влияние нагрузки на энергоэффективность установки

Во время строительства некоторые ТЭС проектируются для работы при полной нагрузке или базовой нагрузке, а некоторые ТЭС предназначены для работы при колебаниях нагрузки. После некоторого периода эксплуатации могут быть построены другие, более эффективные или менее дорогостоящие установки, которые повлияют на то, что более старые установки станут работать с более низкими нагрузками, пока окончательно не закроются. Ожидается, что в будущем существующие установки, работающие на ископаемом топливе, будут вынуждены работать с более низкими нагрузками и колеблющимися нагрузками, поскольку будут построены установки, работающие на непостоянных возобновляемых источниках энергии. Стоимость внедрения модернизированного оборудования для борьбы с загрязнением окружающей среды может также способствовать принятию решения о работе при более низких нагрузках, вплоть до окончательного закрытия.

### 1.5.2. Выбросы в атмосферу

На электростанциях и котельных Республики Казахстан, сжигающих топливо, имеется множество стационарных источников выбросов в атмосферу как организованных, так и неорганизованных, от которых в атмосферу поступает порядка до 30 видов загрязняющих веществ в зависимости от вида топлива, и парниковые газы, такие как  $\text{CO}_2$ .

Основная доля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приходится на организованные источники выбросов с уходящими газами топлива сжигающих установок через дымовые трубы - порядка 99 % -99,5 % от общего количества выбросов. В их составе основные загрязняющие вещества, образуемые при сжигании угля в котлах: диоксиды серы  $\text{SO}_2$ , диоксиды азота  $\text{NO}_x$ , оксид углерода  $\text{CO}$ , пыль неорганическая: 70-20 %  $\text{SiO}_2$  (зола угольная). При сжигании газа наиболее характерными загрязняющими веществами в составе выбросов являются: диоксиды азота и окись углерода; при сжигании мазута - диоксиды азота и серы, окись углерода, зола мазутная (в пересчете на ванадий). Выбросы золы угольной могут также включать выбросы твердых частиц с аэродинамическим диаметром менее 10 мкм, называемые  $\text{PM}_{10}$  и диаметром менее 2,5 мкм, называемые  $\text{PM}_{2.5}$ .

Другие вещества, такие как тяжелые металлы, фтористый водород, хлористый водород, несгоревшие углеводороды, не метановые летучие органические соединения (НМЛОС) и диоксины, выделяются в меньших количествах (доля их не превышает 0,5 %-1,0 % в общем объеме выбросов), но могут оказывать значительное влияние на окружающую среду из-за их токсичности или стойкости.

Выбросы основных загрязняющих веществ по технологии производства являются постоянными, осуществляемыми непрерывно в течение года, выбросы прочих загрязняющих веществ носят периодический характер.

В настоящее время в республике насчитывается порядка 400 топливо сжигающих установок (к 50 МВт). Структура их по мощности и виду топлива представлена на рисунке 1.36.

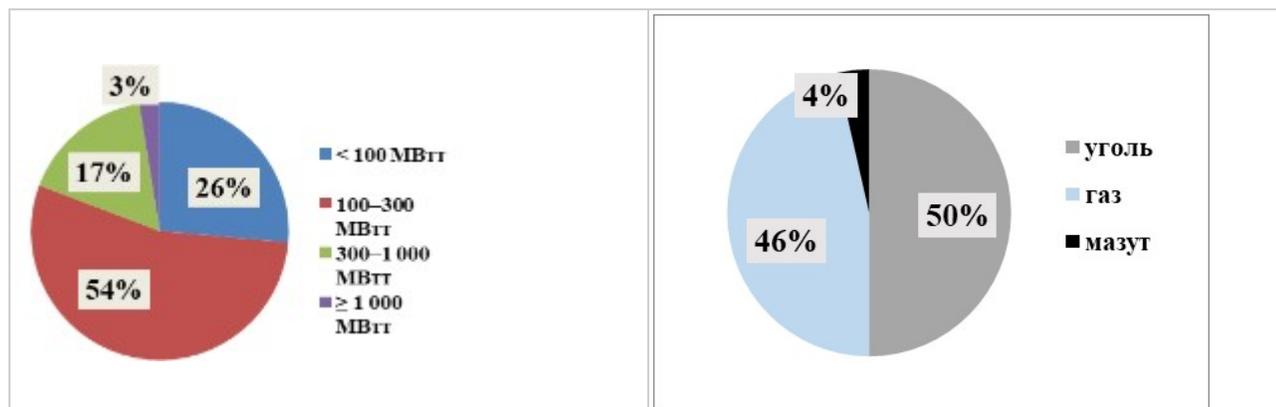


Рисунок 1.36. Структура топливо сжигающих установок по мощности и виду топлива

По итогам 2018 года общие выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников республики составили 2,225 млн тонн, в их числе доминируют выбросы диоксида серы.

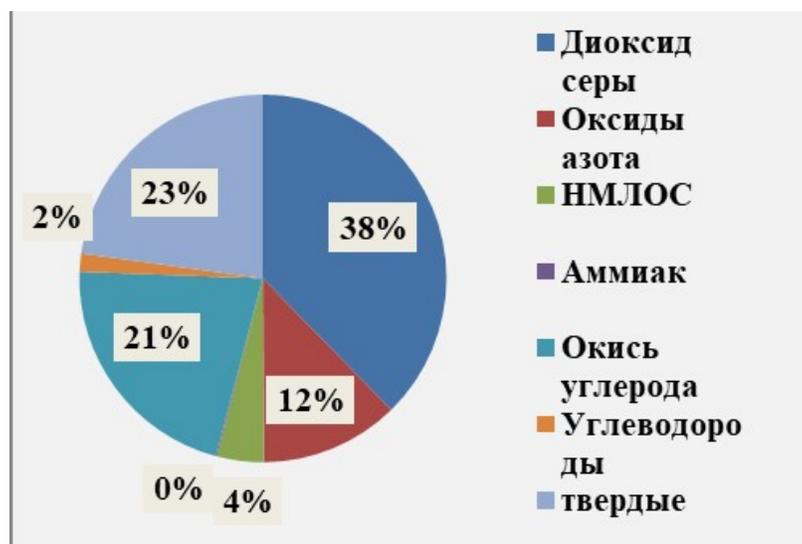


Рисунок 1.37. Структура выбросов в целом по Республике Казахстан

На энергетику приходится 941 тыс. тонн (2018г) или 42 % от общих выбросов по республике. На рисунке 1.38 представлена динамика изменения отраслевых выбросов за последние годы.



Рисунок 1.38. Динамика изменения отраслевых выбросов

В региональной структуре выбросов преобладают выбросы от энергоисточников Северной зоны (92 %), а среди них выбросы Карагандинской (3942 %) и Павлодарской (3839 %) областей. В таблице 1.12 приведены выбросы в атмосферу от топливо сжигающих установок по зонам энергоснабжения (отчет 2018 г.), вместе с общим годовым объемом потребления топлива.

Структура выбросов по зонам энергоснабжения определяется типом используемого топлива (рисунок 1.39). Типы используемого топлива приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.12. Выбросы в атмосферу крупных топливо сжигающих установок (2018)

№ п/п	Зона энергоснабжения Республики Казахстан	Потребление топлива тыс.т/год	SO <sub>2</sub> т/год	NO <sub>x</sub> т/год	Пыль т/год	CO т/год
1	2	3	4	5	6	7
1	Северная зона	30635	435540	150243	162560	19411
2	Южная зона	3849	37389	15315	13395	20176
3	Западная зона	4963	3552	8315	0	17753

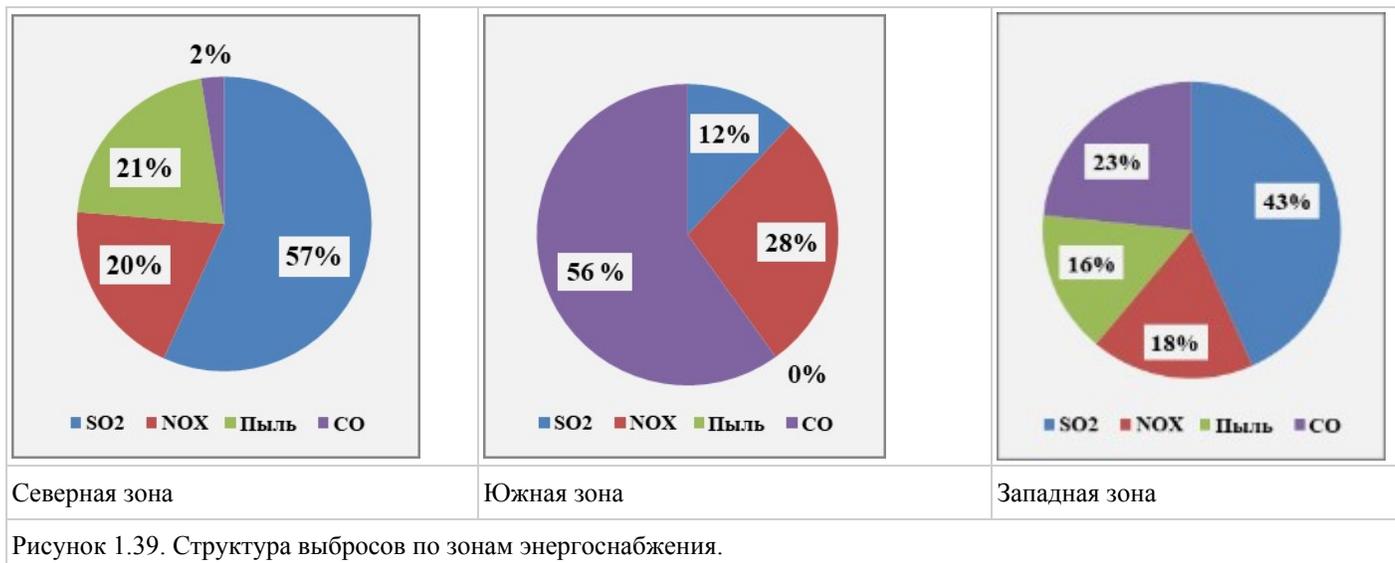


Рисунок 1.39. Структура выбросов по зонам энергоснабжения.

### 1.5.2.1 Оксиды серы ( $\text{SO}_x$ )

Одним из наиболее крупных и трудно поддающихся очистке загрязнителей, выбрасываемых топливо сжигающими установками, являются оксиды серы ( $\text{SO}_2$ , в меньших количествах  $\text{SO}_3$ ).

При сжигании топлив в камерных топках практически вся сера переходит в сернистый ангидрид (при сжигании угля в слоевых топках-80-90 %), поэтому содержание диоксидов серы в дымовых газах не зависит от организации топочных процессов и практически полностью определяется содержанием серы в топливе. Ископаемое топливо содержит серу в виде неорганических сульфидов или органических соединений. Например, сера в угле может быть в виде пиритной серы, органической серы, солей серы и элементарной серы.

Следует отметить, что преобладающий в топливном балансе установок экибастузский уголь по содержанию серы относится к мало загрязняющим углям: среднее содержание в рабочей массе топлива составляет 0,5-0,7 %, максимальное содержание серы на рабочую массу по данным поставщика а 1,2 %.

При сжигании твердого и жидкого топлива наличие переходных металлов в топливе вызывает каталитическое окисление от 0,5 до 4 % серы до триоксида серы ( $\text{SO}_3$ ). Дополнительное окисление может происходить на установках, оборудованных системой селективного каталитического восстановления, где выбросы  $\text{SO}_3$  могут составлять около 5 % от общего количества выделяемой серы. Триоксид серы адсорбируется на частицах пыли, а в случае использования твердого топлива может инициировать работу электростатических фильтров. При использовании жидких типов топлива высокий уровень  $\text{SO}_3$  вызывает образования выделять «синий дым». Предполагается, что это оптическое явление обусловлено происходящей гидратацией  $\text{SO}_3$  до сернокислотного аэрозоля с повышенным образованием  $\text{SO}_3$ , вызванным наличием в нефти ванадия.

На рисунке 1.40 показаны выбросы  $\text{SO}_2$  в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан. В 2018 году топливо сжигающими установками было выброшено в атмосферу порядка 476 тыс. т  $\text{SO}_2$ , что составило 57 % от общего количества выбросов серы от всех стационарных источников.



Рисунок 1.40. Выбросы  $\text{SO}_2$  в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан.

#### 1.5.2.2. Оксиды азота ( $\text{NO}_x$ )

Основные оксиды азота, которые выделяются в процессе сжигания ископаемых видов топлива: оксид азота ( $\text{NO}$ ), диоксид азота ( $\text{NO}_2$ ) и закись азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ). Первые два из них образуют смесь, известную как  $\text{NO}_x$ , на которую приходится большая часть оксидов азота, выделяемых основными типами крупных топливо сжигающих установок

Источником формирования  $\text{NO}_x$  является молекулярный азот воздуха, используемый в качестве окислителя при горении, или азотосодержащие компоненты топлива.

В связи с этим принято делить оксиды азота на воздушные и топливные.

Воздушные в свою очередь делятся на термические, образующиеся при высоких температурах за счет окисления молекулярного азота атомарным кислородом (механизм Зельдовича), и так называемые «быстрые» оксиды азота, образующиеся в зоне сравнительно низких температур в результате преобразования молекулярного азота на фронте пламени в присутствии промежуточных углеводородных соединений.

Относительная роль трех источников образования зависит от температурного уровня в зоне горения, от содержания связанного азота в топливе, а также от некоторых топочных процессов.

Количество  $\text{NO}_x$ , произведенное механизмом образования «быстрых»  $\text{NO}_x$ , обычно намного меньше, чем количество, образуемое другими источниками.

Образование термических  $\text{NO}_x$  сильно зависит от температуры. Когда сжигание может происходить при температурах ниже 1000 °C, выбросы  $\text{NO}_x$  значительно ниже и образование  $\text{NO}_x$  в основном зависит от топливного азота.

Образование топливных  $\text{NO}_x$  зависит от содержания азота в топливе и концентрации кислорода в реакционной среде. Количество произведенного топливного  $\text{NO}_x$  больше в тех установках, которые используют уголь, поскольку он содержит большее количество азота, чем другие виды топлива. В таблице 1.13 приведено среднее содержание азота в разных типах топлива.

Таблица 1.13. Связанный топливный азот

№ п/п	Топливо	Связанный топливный азот (% масс., в сухом, беззольном состоянии)
1	2	3
1	Уголь по месторождениям:	
2	- экибастузский	1,35-1,80
3	- карагандинский	0,70- 0,90
4	- майкубинский	0,70-0,85
5	- борлинский	1,40-1,45
6	- шубаркольский	1,60-1,90
7	Биомасса (древесина)	< 0,5
8	Торф	1,5-2,5
9	Мазут	< 1,0
10	Природный газ	0,0
11	Производные газы	0,1-1 (>> 1 хим.источников)

Тип применяемого процесса сжигания влияет на количество образующихся оксидов азота. Например, при сжигании угля:

уровень выбросов  $\text{NO}_x$  ниже при использовании котла с подвижной колосниковой решеткой из-за относительно низкой температуры горения и прогрессивной природы сжигания по мере продвижения по решетке;

количество выбросов выше в котле пылевидного сжигания, оно варьирует в зависимости от типа горелки и конструкции камеры сгорания;

количество выбросов  $\text{NO}_x$  при использовании котла с псевдоожиженным слоем ниже, чем при использовании обычных котлов, из-за более низкой температуры горения.

Механизм образования термических  $\text{NO}_x$  является доминирующим источником при использовании газообразных видов топлива. Количество произведенного топливного

$\text{NO}_x$  больше в тех установках, которые используют уголь и мазут, т. к. они содержат большее количество связанного топливного азота.

Следует иметь в виду, что в топках котлов и других топливо сжигающих установках достаточно активно происходит процесс образования окиси азота ( $\text{NO}$ ) из азота и кислорода. После выхода из дымовой трубы основная часть окиси азота в сравнительно короткий промежуток времени (1-3 ч) переходит в двуокись с выделением тепла 45 ккал/ моль. (Сигал И.Я.). Решающую роль при этом играет содержание озона в воздухе, реакция окисления особенно интенсивно протекает под воздействием солнечного света.

По данным исследований, проведенных в США, соотношение  $\text{NO}_2/(\text{NO}_2+\text{NO})$  для котельных агрегатов находится в пределах 5-11 %, по данным российских исследований - не более 2-3 %.

При сжигании в кипящем, циркулирующем или сжатом псевдоожиженном слое количество выделяемой закиси азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ) относительно высоко, по сравнению с выбросами от обычных стационарных установок сжигания. Закись азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ) также непосредственно способствует развитию парникового эффекта за счет термического инфракрасного поглощения в тропосфере. Продолжительность существования  $\text{N}_2\text{O}$  в тропосфере довольно велика, так как она почти не взаимодействует с другими газами, облаками и аэрозолями.  $\text{N}_2\text{O}$  разлагается в присутствии  $\text{O}_3$  и образует  $\text{NO}_2$  и  $\text{NO}$ , составляющие  $\text{NO}_x$ .

На рисунке 1.41 показаны выбросы  $\text{NO}_x$  в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан.

В 2018 году топливо сжигающими установками было выброшено в атмосферу порядка 174 тыс. т  $\text{NO}_x$ , что составило 64 % от общего количества выбросов  $\text{NO}_x$  от всех стационарных источников.



Рисунок 1.41. Выбросы  $\text{NO}_x$  в атмосферу от стационарных источников Республике Казахстан, 2018 год

### 1.5.2.3. Пыль

Пыль, выделяемая при сжигании угля, торфа и биомассы, появляется в основном из минеральной фракции топлива. Небольшая часть пыли может состоять из несгоревшего топливного углерода и очень мелких частиц, образованных конденсацией соединений, испаряемых во время горения.

Тип процесса сжигания оказывает значительное влияние на долю золы, содержащейся в выбросах дымовых газов от котлов. Например, котлы с подвижной колосниковой решеткой производят относительно небольшое количество зольной пыли (20-40 % общей золы), в то время как котлы из пылевидного сжигания производят значительное количество золы (80-90 %).

При сжигании жидкого топлива также происходит выброс твердых частиц, хотя и в меньшем количестве, чем при сжигании угля. В частности, плохие условия горения приводят к образованию сажи, которая в присутствии триоксида серы способна продуцировать кислотные агломераты с коррозионными свойствами.

Сжигание природного газа не является источником значительных выбросов пыли. С другой стороны, некоторые промышленные газы могут содержать частицы, которые отфильтровываются в процессе производства или, если этого не произошло, перед процессом сжигания.

Кроме этого, для многих установок характерно наличие неорганизованных выбросов (обработка и хранение угля под открытым небом, измельчение угля для котлов пылевидного сжигания, обработка золы и т. д.).

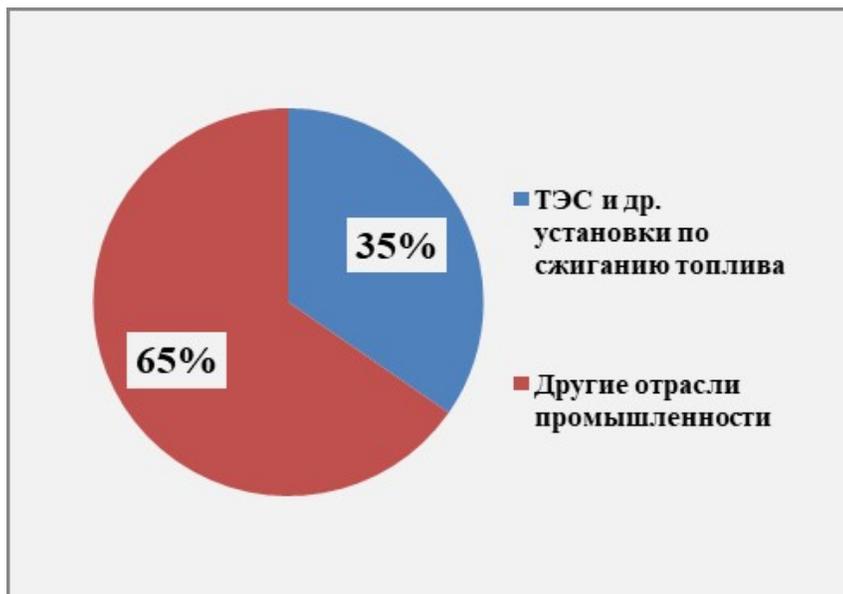


Рисунок 1.42. Выбросы пыли в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан, 2018 год

Экологические проблемы, в частности воздействие на здоровье, в основном связаны с частицами диаметром менее 2,5 мкм, которые могут оставаться во взвешенном состоянии в атмосфере в течение нескольких дней или даже недель. Экологические проблемы также могут возникать при длительном накоплении стойких соединений после осаждения на почве или при их растворении и переносе в водоемы. Расстояние, на которое частицы перемещаются, прежде чем будут удалены из воздуха путем выпадения или осаждения, зависит от их физических характеристик и от погодных условий. Размер, плотность и форма влияют на скорость осаждения частиц. Частицы диаметром более 10 мкм довольно быстро оседают. Их воздействие в основном ощутимо только вблизи источника загрязнения. Мелкодисперсные частицы, диаметром менее 10 мкм и особенно менее 2,5 мкм, до момента осаждения могут перемещаться на расстояние более сотни километров. Аэрозоли часто выступают в качестве ядер конденсации для образования облака и вымываются дождем.

Промышленные методы борьбы с выбросами достаточно эффективны в отношении твердых частиц, удаляя из исходного необработанного газа 95-98 % по весу. Достижимые показатели удаления частиц зависят от используемой технологии очистки, а для некоторых других видов топлива, таких как нефть, могут быть ниже из-за различного состава и размеров частиц. Для мелкодисперсных частиц чей размер составляет  $PM_{10}$  и меньше, эффективность удаления снижается, в связи с этим, большинство частиц диаметром от 0,1 до 10 мкм, выделяемых топливо сжигающими установками, все еще попадают в атмосферу.

Согласно статданным в 2018 году из общего количества выбросов твердых частиц от ТЭС мелкодисперсные составили:  $PM_{10}$  - 4 %,  $PM_{2,5}$  - 3 % (Рисунок 1.43).

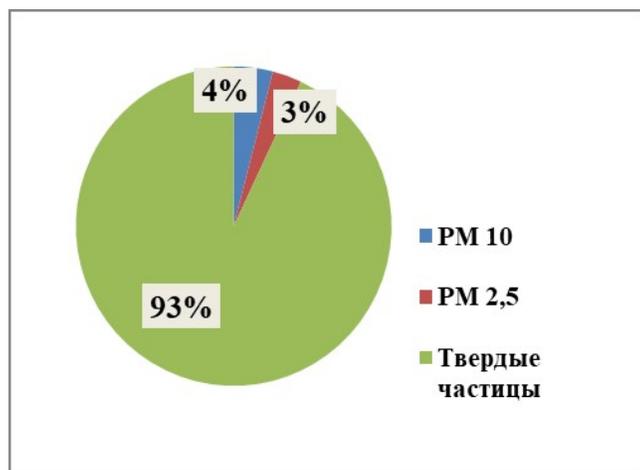


Рисунок 1.43. Выбросы мелкодисперсных частиц в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан, 2018 год

Действующим законодательством Республики Казахстан обязательный учет выбросов мелкодисперсных частиц от процессов сжигания до настоящего времени в Республике Казахстан не регулируется, ввиду отсутствия методических подходов к оценке и данных по эффективности улавливания их существующими золоулавливающими установками. Оценка выбросов пыли осуществляется в целом, без разделения по фракциям.

Известно, что наиболее эффективно мелкодисперсные частицы улавливаются в рукавных фильтрах. До настоящего времени в топливо сжигающих установках Республики Казахстан рукавные фильтры не использовались, выполнены проекты реконструкции действующих электрофильтров на ряде установок, которые предусматривают монтаж так называемых гибридных золоуловителей, предусматривающих совмещение рукавных фильтров и электрофильтров, исходя из стесненной компоновки действующих промплощадок.

#### 1.5.2.4. Металлы

Выбросы металлов связаны с их наличием в топливе в виде природных веществ. Большинство рассматриваемых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) обычно выделяются в виде соединений (например, оксидов, хлоридов) в сочетании с частицами. Только Hg и Se частично присутствуют в паровой фазе. В частности, Hg известен как трансграничный загрязнитель воздуха на больших расстояниях, который может создавать проблемы загрязнения в районах, удаленных от источника выбросов. Менее летучие элементы имеют тенденцию конденсироваться на поверхности мелких частиц в потоке дымовых газов. Таким образом, наблюдается обогащение мельчайших частиц.

Содержание металлов в угле обычно на несколько порядков выше, чем в нефти (за исключением содержания Ni и V в мазуте) или природном газе. Многие из металлов химически связаны в соединениях, таких как оксиды, сульфаты, алюмосиликаты, и минералах, таких как ангидриты и гипс. Выделение элементов зависит от природы и размера частиц соединения. Например, во время сжигания угля частицы подвергаются комплексным изменениям, которые приводят к испарению летучих элементов. Степень испарения соединений металлов зависит от характеристик топлива (например, концентрации в угле, фракции неорганических соединений, таких как кальций) и характеристик применяемой технологии (например, тип котла, режим работы).

Угли Казахстана в целом слабо изучены на содержание попутных ценных и токсичных элементов-примесей. Для оценки углей на содержание попутных элементов была подготовлена коллекция из 100 проб углей и углевмещающих пород различных угольных бассейнов и месторождений Казахстана и выполнено исследование.

Определены содержания 29 элементов-примесей (таблица 1.14) в 74 пробах угля.

Таблица 1.14. Средние содержания элементов-примесей в угольных бассейнах и месторождениях Казахстана, г/т

№ п/п	Элементы	Бассейны, месторождения	
		Экибастузский	Карагандинский
1	2	3	4
1	Sc (0,02)	8,7	6,0
2	Cr (0,2)	7,3	10,0
3	Co (0,1)	6,0	3,6
4	Zn (2)	н.д.	н.д.
5	As (1)	2,4	н.д.
6	Rb (0,6)	3,3	<0,6
7	Sr (7)	150	100
8	Cs (0,3)	0,62	0,63
9	Ba (8)	272	149
10	La (0,03)	11,6	4,5
11	Ce (0,05)	26,7	10,2
12	Nd (2)	н.д.	н.д.
13	Sm (0,01)	2,9	1,4
14	Eu (0,01)	0,8	0,44
15	Tb (0,05)	0,6	0,25
16	Yb (0,1)	2,0	0,62

17	Hf (0,01)	2,5	1,8
18	Au, мг/т (0,01)	0,88	<0,01
19	Hg (0,002)	0,07	0,87-1,25
20	Th (0,2)	2,7	1,1
21	U (0,1)	0,98	0,42
22	A <sup>d</sup> ,%	36,4	9,8

Примечание: н.д. - нет данных;

Как следствие, в зольной пыли и зольном остатке встречаются различные металлы в разных пропорциях. Например, содержание марганца и железа в зольной пыли и зольном остатке одинаково, и в твердых частицах выбросов дымовых газов они присутствуют в небольшом количестве. Напротив, что касается кадмия, олова, цинка, свинца, сурьмы и меди, то уровень их содержания в зольной пыли сохраняется до 80 %, а в зольном остатке - около 5-10 %. Однако только 15 % селена и 2 % мышьяка удерживаются внутри твердых частиц, и лишь около 5 % этих элементов сохраняется в летучем остатке.

Аналогичная ситуация происходит со ртутью, до 85 % ртути либо выбрасывается в атмосферу, либо захватывается и остается связанной в частицах зольной пыли, а незначительное количество сохраняется в зольном остатке.

Окисленная ртуть в большом количестве присутствует в дымовом газе от сжигания угля и, будучи водорастворимой, относительно легко улавливается с помощью мер по борьбе с выбросами SO<sub>2</sub>, таких как мокрые известняковые скрубберы. Также значение имеет концентрация галогенидов (т. е. хлорида) в дымовом газе, поскольку они способствуют окислению ртути. Связанные частицы ртути также относительно легко захватываются существующими средствами контроля за частицами. Элементарную ртуть, присутствующую в дымовых газах сгорания лигнита в более высоких концентрациях, сложно захватывать существующими средствами борьбы с загрязнениями, которые преобладают на заводах, сжигающих лигнит (т. е. без системы СКВ). Это, в сочетании с низким уровнем содержания углерода в зольной пыли, приводит к высокому уровню выбросов ртути при использовании этих видов топлива. В этом случае уровень адсорбции/ абсорбции ртути на частицах ниже.

Время жизненного цикла элементарной ртути - до одного года, в то время как у окисленных форм ртути этот срок составляет несколько дней и меньше из-за их более высокой растворимости в атмосферной влаге. Таким образом, элементарная ртуть может перемещаться на большие расстояния, тогда как окисленные и мелкозернистые отложения ртути распространяются только вблизи источника выбросов.

По данным доклада «Перспективы ратификации Минаматской конвенции в Казахстане» (автор Нина Гор, 27 марта 2017г., г. Москва, проект UNDP) проведенная инвентаризация выбросов ртути показала, что общее поступление ртути в воздух в

2014 году составило 54,5 т, из них 10,3 т (или 18,8 %) приходится на долю сжигания угля и прочего природного топлива и биомассы.

Конвенция Минамата ратифицирована 170-ю странами. В Казахстане проводятся внутригосударственные процедуры по присоединению к Конвенции.

#### 1.5.2.5. Окись углерода (CO)

Окись углерода (CO) всегда появляется в качестве промежуточного продукта процесса сжигания, особенно в условиях нестехиометрического сгорания.

На рисунке 1.44 показаны выбросы CO в атмосферу. В 2018 г. от топливо сжигающих установок в атмосферу поступило в целом 0,3 тыс. т CO, что составляет всего 12,0 % от общего объема выбросов в Республике Казахстан.

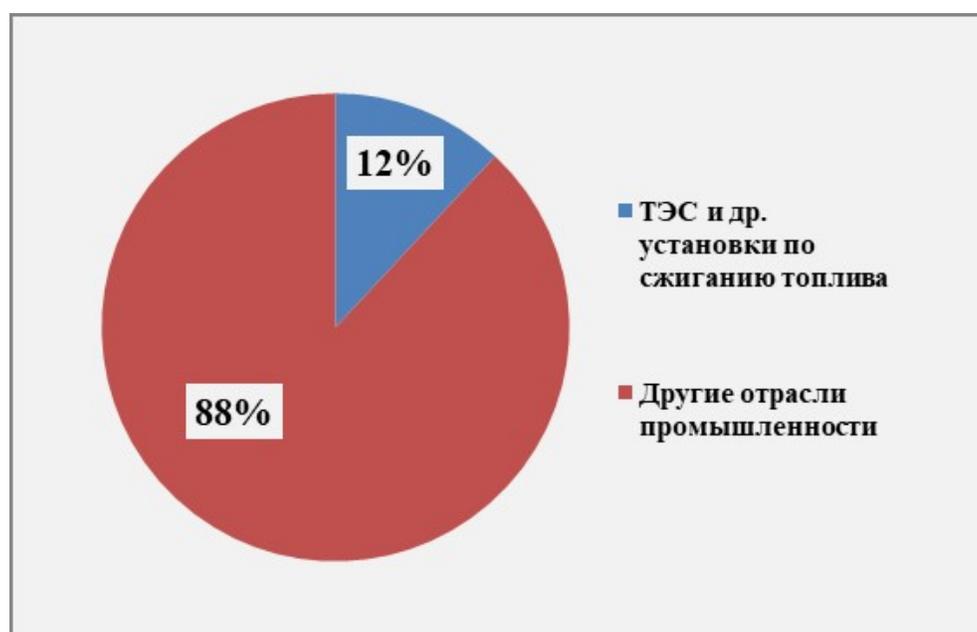


Рисунок 1.44. Выбросы CO в атмосферу в Республике Казахстан в 2018г.

#### 1.5.2.6. Парниковые газы

Парниковые газы способствуют глобальному потеплению, так как они способны улавливать тепло в атмосфере. Двуокись углерода (CO<sub>2</sub>), закись азота (N<sub>2</sub>O), гексафторид серы (SF<sub>6</sub>) и метан (CH<sub>4</sub>) являются наиболее важными парниковыми газами, возникающими в результате работы топливо сжигающих установок. Уровень выбросов парниковых газов, приведенных к CO<sub>2</sub> в целом по республике, с выделением выбросов энергетики показан на рисунке 1.45 (данные Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан, [17]). Данные, представленные на рисунке, свидетельствует о том, что энергетика является основным источником поступления парниковых газов, на долю которой в разные годы приходится от 71 % до 84 %.

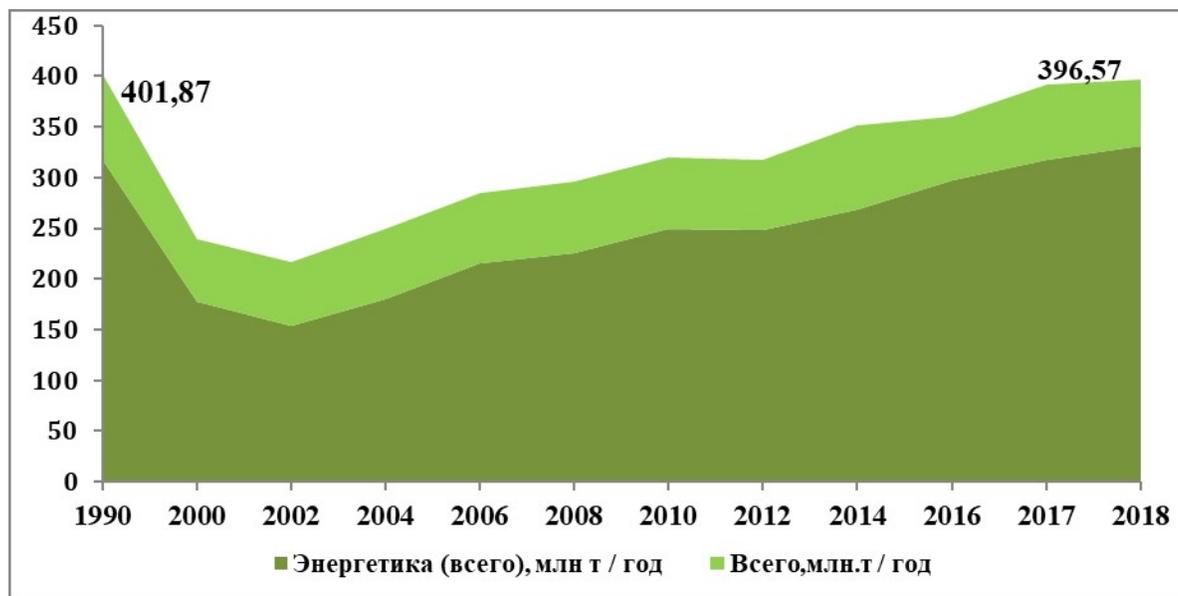


Рисунок 1.45. Динамика изменения выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу

#### 1.5.2.7. Хлорид водорода (HCl)

Топливо сжигающие установки без десульфуризации дымовых газов признаны основным источником промышленных выбросов хлористого водорода в атмосферу. Выброс хлористого водорода обусловлен незначительным количеством хлорида, присутствующего в ископаемых видах топлива, таких как уголь, нефть и биомасса. При сжигании ископаемого топлива выделяется небольшое количество хлорида. Некоторые из этих хлоридов затем объединяются с водородом и образуют хлористый водород. Во влажном воздухе хлористый водород превращается в аэрозоль соляной хлористоводородной кислоты, что усугубляет проблему подкисления. Данное химическое соединение становится слабо концентрированным при продвижении через атмосферу.

#### 1.5.2.8 Фторид водорода (HF)

Подобно хлориду, фторид является природным элементом, присутствующим в ископаемых видах топлива и биомассе. При использовании таких видов топлива, как уголь, для выработки энергии, без десульфуризации дымовых газов, фторид высвобождается и выделяется в дымовой газ. Затем он соединяется с водородом, образуется фтористый водород и, при достаточной влажности окружающего воздуха, преобразуется в фтористоводородную кислоту.

#### 1.5.2.9. Аммиак (NH<sub>3</sub>)

Выброс аммиака (NH<sub>3</sub>) не является результатом сжигания ископаемого вида топлива, а скорее появляется из-за неполной реакции аммиака в процессе

денитрификации дымовых газов ( $\text{DeNO}_x$ ). Аммиак используется в качестве реагента, как чистый аммиак, или в водном растворе в установках для селективного каталитического восстановления (СКВ) и селективного некаталитического восстановления (НСКВ). Аммиак химически реагирует и удаляется вместе с зольной пылью из системы, а также, будучи растворимым газом, через мокрый скруббер системы десульфуризации дымовых газов. При отсутствии системы пылеудаления или десульфуризации дымовых газов на последующих стадиях (конфигурация, при которой  $\text{DeNO}_x$  происходит на конечной стадии процесса), «проскок аммиака» затем выбрасывается вместе с дымовым газом в атмосферу. Проскок аммиака в установках СКВ и НСКВ увеличивается с увеличением отношения  $\text{NH}_3$  к  $\text{NO}_x$ , но также при уменьшении активности катализатора в СКВ. Низкое содержание  $\text{NH}_3$  в побочных продуктах может быть гарантировано путем надлежащего обслуживания каталитической системы.

#### **1.5.2.10. Летучие органические соединения (ЛОС)**

Существует несколько причин выброса летучих органических соединений в атмосферу, связанных с производственной деятельностью, но процесс сжигания топлива является одним из самых существенных.

Уровень выбросов в атмосферу неметановых летучих органических соединений (НМЛОС) в целом по республике составил в 2018 году 91,7 тыс. т или 18 % от общих выбросов. Доля участия выбросов топливо сжигающих установок крайне мала - менее 0,1 % (756 т), связана в основном со сжиганием газа.

#### **1.5.2.11 Стойкие органические загрязнители (POP): полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), диоксины и фураны**

Среди стойких органических соединений, которые могут выделяться при сжигании топлива, следует упомянуть полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), полихлорированные дибензодиоксины (ПХДД) и полихлорированные дибензофураны (ПХДФ).

ПХДД не являются достаточно летучими молекулами, и при адсорбции на частицах, образующихся при сжигании, они имеют высокую термическую и химическую стабильность в окружающей среде. Их можно разрушить только при температуре выше 1000 °C. В этом контексте следует отметить, что PCDD/F обнаруживаются не только в сточных газах, но также в твердых остатках от любого процесса сгорания, например, в золе, шлаке и зольной пыли.

#### **1.5.3. Сбросы в водные объекты**

Помимо загрязнения воздуха, топливосжигающие установки также являются серьезными источниками воздействия на водные ресурсы, которое при эксплуатации ТЭС связано с:

забором больших объемов воды и, как следствие, изменением естественного материального баланса водной среды;

объемами сбросов загрязняющих веществ и изменением содержания загрязняющих веществ в воде поверхностных водных объектов.

Качество сточных вод может широко варьировать в зависимости от типа используемого топлива, применяемых методов борьбы с загрязнением, техники охлаждения и, следовательно, количества используемой воды, а также реагентов химической и биологической очистки, добавленных для целей очистки и технического обслуживания.

### Водопотребление

Объем забора (изъятия) воды тепловыми электростанциями в 2018 - 2020 гг. представлен на рисунке 1.46. Более всего забранной воды приходится на долю поверхностных водных объектов (97 %), на долю подземных источников приходится 2 %, вся остальная вода забирается из системы водопровода.



Рисунок 1.46. Объем забора (изъятия) воды ТЭС, млн м<sup>3</sup>/год

### Использование воды

По данным ведомственного статистического наблюдения (форма 2 ТП водхоз) предприятия используют воду на производственные, хозяйственно-питьевые нужды и другие цели, а также передают забранную воду другим предприятиям, как без использования, так и после использования (в том числе для очистки).

В целях экономии воды на ТЭС действуют системы оборотного и повторного водоснабжения. Система оборотного водоснабжения - система водоснабжения, при которой вода используется многократно для тех же целей без очистки.

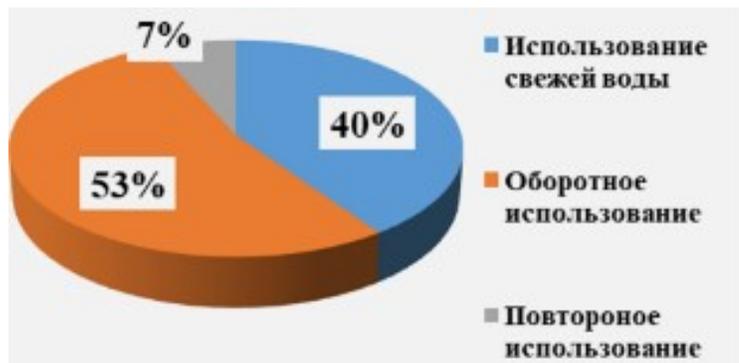


Рисунок 1.47. Структура использования воды

Система повторного водоснабжения - система водоснабжения, при которой отводимая сточная вода используется после очистки для других целей.

Объемы оборотного и повторного использования воды преобладают в объеме полного водопотребления ТЭС.

### Водоотведение

Водоотведение осуществляется в водные объекты, системы городской канализации, в накопители.

В целом по энергоисточникам до 94 % общего объема водоотведения осуществляется в водные объекты, менее 5 % - в накопители, остальное - в городскую канализацию.

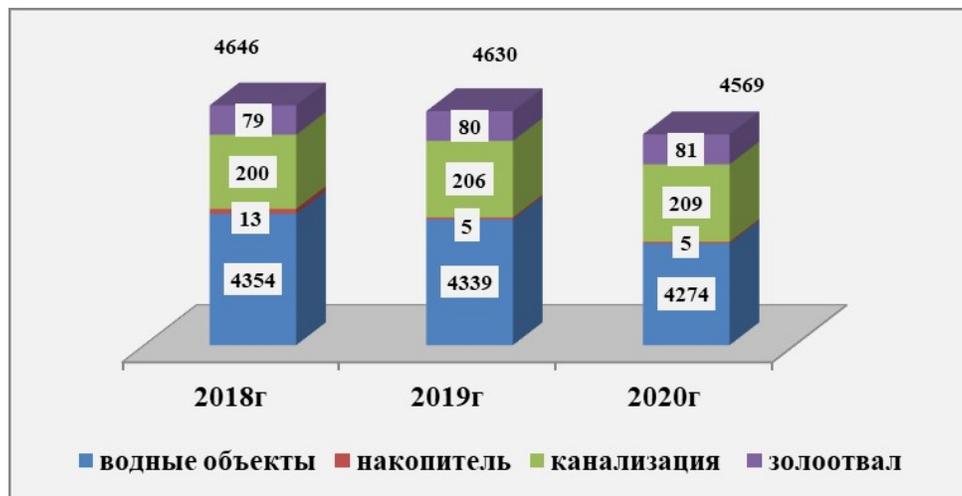


Рисунок 1.48. Водоотведение, млн м<sup>3</sup> /год

В водные объекты сбрасываются, в основном, «условно-чистые» воды после охлаждения оборудования, прошедшие через очистные сооружения. Основной вид очистных сооружений, используемых на энергоисточниках - это системы очистки от нефтепродуктов. Эффективность их составляет порядка 92-95 %.

Сброс "условно-чистых" подогретых вод обуславливает тепловое загрязнение водных объектов и сопутствующие ему цепные природные реакции: размножение

водорослей, потерю кислорода, превращение типично водных экосистем в болотные и т. п.

Объемы водоотведения в поверхностные водные объекты представлены в таблице 1.15.

Таблица 1.15. Водоотведение в поверхностные водные объекты

№ п/п	Наименование	2018г	2019г	2020г
1	2	3	4	5
1	Отведено\сброшено, тыс.м <sup>3</sup>	4353929	4338699	4273609
2	Нормативно чистых без очистки, тыс.м <sup>3</sup>	4352477	4337054	4273184
3	То же, %	99,97 %	99,96 %	99,99 %
4	Нормативно очищенных, тыс.м <sup>3</sup>	362	366	424
5	То же, %	0,01 %	0,01 %	0,01 %
6	Загрязненных (без очистки), тыс.м <sup>3</sup>	-	1279	-
7	То же, %		0,03 %	
8	Загрязненных (недостаточно очищенных), тыс.м <sup>3</sup>	1090	--	-
9	То же, %	0,03 %		

В водные объекты в разные годы 2018- 2020г. со сточными водами сброшено от 1700 до 4000 тыс.т/год загрязняющих веществ, в составе которых преобладают взвешенные вещества (51 %).

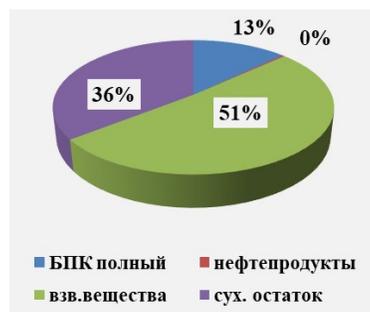


Рисунок 1.49. Структура загрязняющих веществ в составе сбросов в водные объекты

Термический КПД цикла горения ограничен термодинамическими пределами цикла «Карно», который является теоретическим циклом горения. Это означает, что не вся химически связанная энергия ископаемого топлива может быть преобразована в механическую энергию и, следовательно, в электрическую энергию. В результате значительная часть энергии, обеспечиваемой сжиганием, должна рассеиваться на уровне конденсатора и переноситься в окружающую среду в виде тепла. Многие установки для сжигания используют большое количество охлаждающей воды в

качестве охлаждающей среды, которую они берут либо из рек, озер, резервуаров подземных вод.

В таблице 1.16 представлен актуальный перечень загрязняющих веществ, образующихся в результате эксплуатации топливо сжигающих установок. Однако значимость каждого из них зависит от качества исходной воды, определенной конфигурации установки и применяемых процессов, которые также определяют тип и количество загрязняющих веществ в сточных водах до обработки. Содержание таблицы 1.16 не может в полной мере применяться к установкам, работающим на жидком топливе и газе.

Таблица 1.16. Список веществ, загрязняющих воду, в результате работы топливо сжигающих установок

№ п/п	Параметр/загрязнитель
1	2
1	рН
2	Температура
3	Цвет
4	Взвешенные вещества
5	Биологическая потребность в кислороде, БПК
6	Химическая потребность в кислороде, ХПК
7	Нитраты
8	Нитриты
9	Хлориды
10	Фториды
11	Сульфаты
12	Фосфаты
13	Аммоний солевой
14	Калий+Натрий
15	Кальций
16	Магний
17	Железо общее
18	Медь
19	Цинк
20	Никель
21	Мышьяк
22	Нефтепродукты
23	СПАВ

Из-за их химического, биологического и/или физического поведения такие соединения могут оказывать сильное воздействие на водную среду. Эти вещества

могут вызывать изменения в воде водного объекта, такие как увеличение ее кислотности или щелочности, изменяя при этом ее значение рН, минерализацию или снижение содержания кислорода и увеличение роста растений из-за выброса питательных веществ для растений. Например, вода из шлаковой промывки и транспортировки золы имеет щелочной характер из-за состава золы, тогда как вода от промывки котла является кислой. Сточные воды из установки мокрой десульфуризации содержат соли, такие как хлориды и сульфаты.

#### **1.5.4. Остаточные продукты сгорания**

Сжигание топлива связано с образованием различных остаточных продуктов (отходы и/или побочные продукты). Вещества, возникающие в результате производственного процесса, основной целью которого является не производство этого изделия, могут рассматриваться не как отходы, а как побочные продукты, если удовлетворяют требованиям, предъявляемым к ним для продажи на рынке (например, зола, гипс из десульфурации дымовых газов). Согласно их происхождению, остаточные продукты от установок сжигания можно разделить на те, которые непосредственно связаны с процессом горения, или с продуктами, производимыми в результате эксплуатации установки и ее оборудования, таких как углеразмольные мельницы или очистные сооружения. Остатки, непосредственно связанные со сжиганием топлива, - это зола (золяная пыль и зольный остаток) и остатки, которые образуются при десульфуризации дымовых газов (при ее наличии). В настоящее время установки по десульфуризации дымовых газов на топливо сжигающих установках Республики Казахстан отсутствуют.

Образование золошлаковых отходов на энергоисточниках Республики Казахстан составляет в последние 5 лет 15-20 млн т/год. Основное количество золошлаковых отходов образуется в Северной зоне - 9095 %; остальное количество - в Южной зоне.

Несмотря на значительные возможности использования ЗШО для производства строительных материалов и изделий самой широкой номенклатуры: составляющие цементов, заполнители, стеновые материалы, дорожное строительство и т.п. и имеющегося в Казахстане и в мире значительного объема научно-исследовательских работ по их переработке, в промышленном масштабе переработкой ЗШО в Казахстане практически никто не занимается. Слабо развито институциональное регулирование.

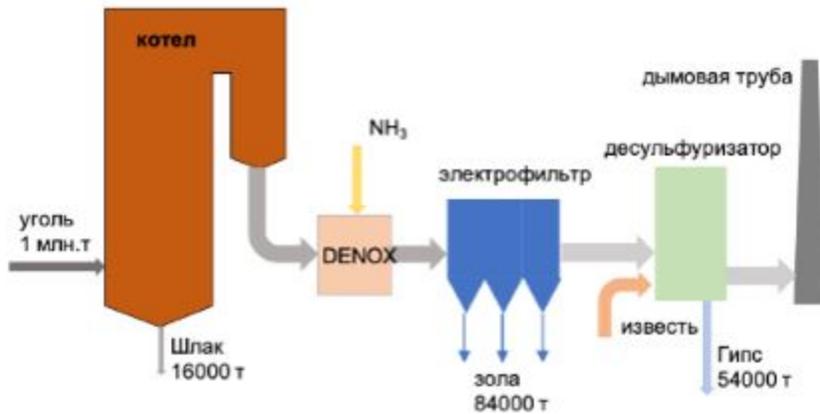


Рисунок 1.50. Ежегодное образование ЗШО на электростанции мощностью 450 МВт при 6 000 часов полной нагрузки (общее образование ЗШО 187000 тонн)

На Рисунок 1.50 приведен пример объемов образования ЗШО и продуктов газоочистки для станции 450 МВт.

В Северном Казахстане отмечается незначительное количество утилизации легких фракций золы (микросферы),

### **Основные остаточные продукты, получаемые в результате работы топливо сжигающих установок**

**Зольный остаток и/или котельный шлак:** Зольный остаток является негорючим материалом, который оседает на дно котла и остается в виде неконсолидированной золы. Если температура горения превышает температуру плавления золы, зола остается в виде шлака в расплавленном состоянии до тех пор, пока она не будет слита со дна котла в виде котельного шлака.

**Псевдооживленный зольный слой:** Работа установки сжигания с псевдооживленным слоем с твердым топливом, таким как уголь, лигнит, биомасса или торф, приводит к образованию золы, которая представляет собой смесь отработанного слоя и топливной золы. Зольный остаток удаляется со дна камеры сгорания с псевдооживленным слоем.

**Зольная пыль:** Зольная пыль представляет собой часть негорючего материала, который поступает из котла вместе с дымовым газом. Зольная пыль собирается из золоулавливающего оборудования, например, из электрофильтра или рукавного фильтра, а также из разных частей котла, например экономайзера и воздухоподогревателя. Наибольшее количество золы образуется при сжигании угля, в меньшем количестве - при сжигании торфа и биомассы, тогда как при сжигании газа зола практически не образуется. Количество золы, образующейся на объекте с жидким топливом, намного ниже, по сравнению с количеством золы от сжигания угля.

**Остаточные продукты десульфурации дымового газа:** Уголь и нефтепродукты содержат различные количества серы. Чтобы избежать высоких выбросов двуокиси серы в атмосферу, крупные ТЭС (в частности, в Европе установки мощностью более 100 МВт) обычно оснащаются системами десульфурации дымовых газов (ДДГ).

Различные методы десульфуризации, используемые в настоящее время, приводят к образованию ряда остатков. Например, скрубберы мокрой десульфуризации образуют гипс в качестве побочного продукта, тогда как системы сухой десульфуризации образуют смесь непрореагировавшего сорбента (например, извести, известняка, карбонатов натрия, карбонатов кальция), солей серы и зольной пыли в виде остатков.

Зола и остатки десульфуризации дымовых газов могут быть переданы в качестве отходов на полигон или могут использоваться в качестве побочных продуктов для различных целей, таких как производство цемента и бетона; как наполнитель в бетоне и асфальте, для мелиорации или стабилизации отходов; и как ингредиент во многих других продуктах.

Гипс, побочный продукт из установки мокрой десульфуризации, широко используется в цементной и гипсовой промышленности, например, для производства гипсокартона, и вносит значительный вклад в рынок спроса на гипс.

Помимо остатков, которые непосредственно связаны с процессом горения и которые производятся в больших объемах, в результате эксплуатации установки и оборудования образуются в меньшем объеме другие остаточные продукты. Типичными примерами таких остатков являются следующие:

**Остаточные продукты очистки котла:** Остатки, образующиеся при обслуживании газовых и водяных сторон котла, включая воздухоподогреватель, экономайзер, пароперегреватель, дымовую трубу, конденсатор и вспомогательное оборудование. На газовой стороне остатки сжигания, такие как сажа и зольная пыль, накапливаются на поверхности оборудования и должны периодически удаляться. На водяной стороне в котле накапливаются продукты из накипи и коррозии, которые необходимо время от времени удалять, используя кислотные или щелочные растворы.

**Отходы от размалывания твердого топлива:** Твердые виды топлива, такие как уголь и лигнит, обычно измельчаются перед вдуванием их в котел. Во время измельчения угля от топливного потока необходимо отделить любые крупные обломки и пириты (минерал на основе железа). Этот твердый остаток может выходить вместе с зольным остатком.

**Осадок после обработки подпиточной воды:** Остатки, возникающие в результате обработки подпиточной воды для парового цикла. Обработка подпиточной воды котла может включать в себя различные процессы, такие как отстой, флокуляция, размягчение, фильтрация и осмос. Эти методы обработки приводят к образованию осадка после обработки.

**Отработанные ионообменные смолы:** Ионообменные смолы используются для обработки подпиточной воды котла.

**Отработанные катализаторы процессов СКВ:** Катализаторы SCR используются для снижения выбросов оксидов азота в атмосферу. Из-за дезактивации эти катализаторы необходимо периодически заменять (после нескольких лет эксплуатации). Сегодня

существуют различные процессы регенерации таких каталитических материалов. И использованные каталитические элементы обычно отправляются обратно к производителю катализатора для подготовки к их повторному использованию.

**Осадок после очистки сточных вод:** Осадок, возникающий после очистки различных сточных вод из топливо сжигающих установок.

**Отходы лабораторий:** Небольшие объемы отходов, производимых в лаборатории, например, при проведении анализа топливных образцов, свежей воды, побочных и остаточных продуктов и т. д.

**Прочие остатки:** Прочие остатки включают те, которые образуются после очистки оборудования установки во время технического обслуживания, использованного масла и оборудования, содержащего масло, оборудование, содержащее нефтепродукты, и отходы от обработки топлива (например, промывка угля).

Большинство вышеупомянутых остатков, образующихся как в процессе сжигания (например, золы), так и в процессе десульфуризации (например, гипса) и любых других остатков от работы топливо сжигательной установки, могут представлять потенциальный экологический риск. Например, зола из угольного котла содержит такие элементы, как кремний, алюминий, железо, кальций, магний, калий, натрий и титан, а также такие металлы, как сурьма, мышьяк, барий, кадмий, хром, свинец, ртуть, селен, стронций, цинк и другие.

В действующем законодательстве Республики Казахстан многие из вышеупомянутых остатков от топливо сжигающих установок считаются отходами. Однако в течение многих десятилетий промышленность прилагает большие усилия для разработки способов минимизации образования остатков и/или их повторного использования в различных отраслях промышленности, таких как цементная и строительная промышленность с тем, чтобы количество отходов, отправленных на полигон, фактически были сокращены. Это выгодно для окружающей среды, поскольку использование остатков в качестве сырья помогает сберечь природные ресурсы и свести к минимуму общее количество отходов, подлежащих захоронению. Например, использование угольной золы снижает общее количество  $\text{CO}_2$ , выделяемого при производстве цемента, из-за уменьшения количества известняка, подлежащего прокаливанию.

Что касается зольного остатка и зольной пыли, образующихся при сжигании угля, то они состоят из различных элементов почвы, связанных с углем. Одна из их наиболее отличительных характеристик заключается в том, что основная масса этого материала находится в порошкообразном или спеченном состоянии, причем большинство элементов содержится в стеклообразном состоянии, и это в основном определяет их правовую классификацию.

Также хорошо известно, что некоторые побочные продукты, такие как гипс от установки десульфуризации, имеют значительную коммерческую долю на рынке гипса и используются в качестве наиболее важного сырья для производства гипсокартона. Эти усилия, предпринимаемые отраслью, помогают снизить взаимовлияние загрязнений и риск нанесения ущерба окружающей среде, а также уменьшить потребность в добыче природного гипса.

### **1.5.5. Шум и вибрация**

Шум и вибрация являются общими проблемами, возникающими в результате работы топливо сжигающих установок.

Производственный шум, излучаемый установкой в окружающую среду, является фактором негативного воздействия, имеющим медицинские, социальные и экономические аспекты.

Медицинские аспекты обусловлены тем, что повышенный уровень шума оборудования влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность.

Социальные аспекты связаны с тем, что под шумовым воздействием объектов, особенно в крупных городах, находятся большие группы населения по некоторым данным более 60 % населения).

Экономические аспекты обусловлены тем, что шум влияет на производительность труда, а течение болезней, вызванных шумовым воздействием, требует значительных социальных выплат.

Источниками шума при работе ТЭС являются:

системы транспортировки угля и углеразмольное оборудование;

шум, излучаемый из устьев дымовых труб, воздухозаборов дутьевых вентиляторов, от корпусов тягодутьевого оборудования, от газовоздушных трактов, компрессорной, трансформаторов, от зданий ТЭС, градирен, ГРП, газопроводов;

шум от турбин, особенно газовых, котлов, редуционно-охладительных установок, насосов, деаэраторов, паропроводов, синхронных компенсаторов, приточно-вытяжной вентиляции.

Наиболее сильным источником шума является сброс пара в атмосферу.

Шум, излучаемый от высотного источника, мало снижается естественными и искусственными препятствиями. Шум от энергетических газовоздухопроводов имеет тональные составляющие в спектре шума и излучается от срезов дымовых труб с большой высоты.

Энергетическое оборудование при работе в расчетных режимах возбуждает постоянный широкополосный и непостоянный, колеблющийся во времени шум с непрерывным спектром в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц.

В аварийных ситуациях, связанных с выбросами пара в атмосферу, или при срабатывании переключателей ОРУ, возбуждается непостоянный прерывистый шум. В аварийных ситуациях, связанных с образованием свищей, возбуждается тональный шум. Оборудование механических мастерских возбуждает импульсный и прерывистый шум.

Шум и вибрация могут быть измерены несколькими способами, но часто применяется определенный метод, когда измерения производятся непосредственно на месте и учитывают частоту звука и местоположение жилых районов (социальные объекты).

Воздействие шума, излучаемого топливо сжигающей установкой, ограничено относительно небольшой площадью вокруг установки. Соответственно, наиболее частой проблемой, особенно ночью, может быть помеха для людей, живущих в районе, близком к установке. По этой причине в республике в ночное время предъявляются более строгие шумовые ограничения, чем днем.

В Приложении 1 приведены ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС.

#### **1.5.6. Выбросы радиоактивных веществ**

Концентрация радионуклидов в золе определяется концентрацией радионуклидов угля, зольности угля.

Наиболее распространенные в Казахстане Экибастузские угли обладают достаточно низкой радиоактивностью.

Исследования радиоактивности золы, образующейся при сжигании экибастузского угля, варьируют от 63 Бк/кг до 1 125 Бк/кг.

В соответствии с полученными данными, отходы по радионуклидному составу не превышают уровней, установленных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 «Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности». Материал может применяться в любом виде строительства и использоваться в хозяйственной деятельности без ограничений.

#### **1.6. Снижение воздействия на окружающую среду**

В предыдущих разделах излагаются размах и масштаб потенциальных воздействий на окружающую среду от топливо сжигающей установки.

В следующих главах этого документа излагаются методы, доступные для снижения потенциального воздействия на окружающую среду.

Фактическое воздействие данной на топливо сжигающей установке будет зависеть от общего пакета мер по снижению воздействия, которые применяются при

проектировании, эксплуатации и снятии с эксплуатации данной топливо сжигающей установки.

### **1.7. Сбор данных по конкретным установкам для сектора крупных топливосжигающих установок**

Информация и данные об экологических характеристиках крупных установок сжигания были собраны за период 2015-2019гг в рамках проведения КТА. Среди прочих методов также применялись анкеты, разработанные для конкретных установок. Цель анкет заключалась в получении информации на уровне предприятия и данных об экологических характеристиках действующих топливо сжигающих установок.

Собранные данные и информация отчетных данных предприятий, статистических данных Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан широко использовались при составлении СНДТ.

### **1.8. Введение в комплексный подход к защите окружающей среды в целом**

Комплексный подход к защите окружающей среды в целом рассматривается в трех аспектах:

взаимное влияние методов сокращения выбросов для различных загрязняющих веществ через характеристики, присущие процессам рассматриваемой топливо сжигающей установки;

зависимость рассматриваемого метода сокращения выбросов загрязняющих веществ от других экологических аспектов, а также количества использования энергии, расходных материалов, и экономической составляющей;

необходимость поиска баланса между экологическими выгодами (сокращение различных выбросов загрязняющих веществ), эффектом взаимовлияния и экономикой.

Примером взаимного влияния в загрязнении, производимом топливо сжигающей установкой, является взаимозависимость между выбросами  $\text{NO}_x$  из горелки с низким уровнем  $\text{NO}_x$ , несгоревшим углеродом,  $\text{CO}$  и углеводородами. Попытки свести к минимуму образование  $\text{NO}_x$  в какой-то момент приводят к тому, что несгоревшая фракция топлива быстро возрастает. Это не только снижает эффективность сжигания, но также создает новые загрязняющие вещества, такие как  $\text{CO}$  и несгоревшие углеводороды.

Другим примером является зависимость образования  $\text{NO}_x$  и  $\text{N}_2\text{O}$  от температуры горения с псевдооживленным слоем. Образование  $\text{NO}_x$  можно свести к минимуму за счет снижения температуры слоя котла ЦКС, но в какой-то момент скорость образования  $\text{N}_2\text{O}$  начинает увеличиваться. Необходимо найти компромисс между температурами горения и скоростью образования  $\text{N}_2\text{O}$ , чтобы достичь наилучшего

общего баланса. В дополнение к оксидам азота связывание серы в слое котла ЦКС с помощью добавления известняка также зависит от температуры слоя.

Еще одним примером является каталитическое восстановление  $\text{NO}_x$ . Несмотря на то, что он является эффективным средством сокращения выбросов  $\text{NO}_x$ , в окружающую среду выбрасывается незначительное количество аммиака (проскок аммиака). Кроме того, транспортировка, операции по перемещению и хранение самого аммиака создает экологическую опасность. Риск менее выражен на небольших установках, где обычно используется водный раствор аммиака, но на больших, где используется чистый аммиак, последствия аварии могут быть серьезными.

Рассматривая эффективность технологии борьбы с загрязнением в сравнении с экономическими затратами на применение этой техники, а также требованиями к потреблению энергии и расходным материалам и необходимостью обработки любых создаваемых отходов, самым простым правилом для многих методов является то, что лучшие результаты могут быть достигнуты путем вложения значительных затрат. Примером является сокращение серы в котлах ЦКС. Степень связывания серы известняком, подаваемым в слой ЦКС, повышается с ростом количества известняка. Таким образом, значительное снижение содержания серы одновременно требует увеличения объема используемого известняка. Это, в свою очередь, влечет рост количества золы, которую необходимо утилизировать. Как использование известняка, так и повышенное количество золы являются нежелательными для окружающей среды побочными эффектами улучшения связывания серы в котле ЦКС. Другим результатом высокого содержания кальция в золе может быть то, что он делает золу непригодной для использования. Ситуация, связанная с потреблением кальция, качественно похожа на полусухую десульфуризацию дымовых газов.

При использовании мокрого метода десульфуризации избыточный кальций не нужен. Более того, он не может использоваться, если желательным конечным продуктом является гипс коммерческого качества. Однако для достижения более высокой эффективности сокращения требуется более крупный реактор, а также более мощные циркуляционные насосы, на которые затрачивается больше электроэнергии. При этом увеличивается объем продуктов сгорания, выбрасываемых в воздух.

Эффективность удаления частиц как электрофильтра, так и рукавного фильтра может быть увеличена почти неограниченно за счет увеличения размера и, следовательно, стоимости оборудования. Условия, связанные с селективным каталитическим восстановлением  $\text{NO}_x$ , аналогичны: при добавлении большего количества каталитических элементов возможно достичь лучшего восстановления и сократить проскок аммиака.

Информация и данные об экологических характеристиках крупных установок сжигания были собраны за период 2015-2019гг в рамках проведения КТА. Среди

прочих методов также применялись анкеты, разработанные для конкретных установок. Цель анкет заключалась в получении информации на уровне предприятия и данных об экологических характеристиках действующих топливо сжигающих установок.

Собранные данные и информация отчетных данных предприятий, статистических данных Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан широко использовались при составлении СНДТ.

## **2. Методология определения наилучших доступных техник**

### **2.1. Детерминация, принципы подбора**

Детерминация техник в качестве наилучших доступных техник основывается на принципах и критериях в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан.

Методология определения техники в качестве наилучшей доступной основывается на подборе и сравнении альтернативных техник, принятых в качестве техник-кандидатов в наилучшие доступные, обеспечивающих исполнения целей предприятия и государственных уполномоченных органов в области охраны окружающей среды. Определение техник-кандидатов основывается на результатах комплексного технологического аудита и анализе международного опыта, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям и топливной базе Республики Казахстан, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

Принципы подбора наилучших доступных техник основываются на соблюдении последовательности действий технических рабочих групп и заинтересованных сторон по учету и анализу критериев определения техник в качестве наилучших доступных:

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

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

3) оценка, анализ и сравнение техник-кандидатов в соответствии с критериями, приведенными в п.2.2 настоящего справочника по НДТ и на основании установления условий, при которых были достигнуты уровни экологической эффективности с выявлением перечня техник, удовлетворяющим критериям наилучших доступных техник;

4) определение уровней наилучшей экологической результативности, обеспечиваемых наилучшей доступной техникой (включая уровни эмиссий, связанные с НДТ).

При определении и инвентаризация техник-кандидатов, направленных на решение экологических проблем отрасли оставляется перечень техник-кандидатов из имеющихся в Республики Казахстан и в мировом сообществе. Далее список ранжируется по возможности применения на существующей и/ или на новой установке в условиях Республики Казахстан и указываются аргументированные доводы о возможности или невозможности их применения.

При оценке, анализе и сравнении техник-кандидатов в наилучшие доступные соблюдается следующая последовательность действий:

1) для установленных техник проводится оценка уровня воздействия на различные компоненты окружающей среды и уровней потребления различных ресурсов и материалов;

2) оценка, при наличии необходимой информации, затрат на внедрение техник и содержание оборудования, возможные льготы и преимущества после внедрения техник, период внедрения;

3) по результатам оценки из установленных техник основного технологического процесса выбираются техники:

обеспечивающие предотвращение или снижение воздействия на компоненты окружающей среды;

внедрение которых не приведет к существенному увеличению объемов выбросов других загрязняющих веществ, сбросов загрязненных сточных вод, образования отходов обезвреживания, потребления ресурсов, иных видов негативного воздействия на окружающую среду и увеличению риска для здоровья населения выше приемлемого или допустимого уровня;

внедрение которых не приведет к чрезмерным материально-финансовым затратам (с учетом возможных льгот и преимуществ при внедрении);

имеющие приемлемые сроки внедрения.

## **2.2. Критерии отнесения техник к наилучшей доступной технике.**

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

1) использование малоотходной технологии;

2) использование менее опасных веществ;

3) способствование восстановлению и рециклингу веществ, образующихся и используемых в технологическом процессе, а также отходов, насколько это применимо ;

4) сопоставимость процессов, устройств и операционных методов, успешно испытанных на промышленном уровне;

5) технологические прорывы и изменения в научных знаниях;

6) природа, влияние и объемы соответствующих эмиссий в окружающую среду;

- 7) даты ввода в эксплуатацию для новых и действующих объектов;
- 8) продолжительность сроков, необходимых для внедрения наилучшей доступной техники;
- 9) уровень потребления и свойства сырья и ресурсов (включая воду), используемых в процессах, и энергоэффективность;
- 10) необходимость предотвращения или сокращения до минимума общего уровня негативного воздействия эмиссий на окружающую среду и рисков для окружающей среды;
- 11) необходимость предотвращения аварий и сведения до минимума негативных последствий для окружающей среды;
- 12) информация, опубликованная международными организациями;
- 13) промышленное внедрение на двух и более объектах в Республике Казахстан или за ее пределами.

А также, способствования переходу Республики Казахстан к «зеленой» экономике и низко углеродному развитию с учетом научно-технического развития и повышения уровня технической и (или) экономической доступности тех или иных техник.

Обеспечением соблюдения принципов Экологического кодекса Республики Казахстан при определении техники в качестве НДТ является условие сочетания указанных критериев, выражаемое в соблюдении следующих условий для каждой техники, которая является кандидатом наилучшей доступной:

- 1) наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду;
- 2) экономическая эффективность ее внедрения и эксплуатации;
- 3) применение ресурсо- и энергосберегающих методов;
- 4) период внедрения техники;
- 5) промышленное внедрение техники на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

#### **Наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду.**

При установлении условия обеспечения техникой-кандидатом наименьшего уровня негативного воздействия на окружающую среду рассматривается два показателя:

- 1) опасность используемых и (или) образующихся в технологических процессах веществ для атмосферы, почвы, водных систем, человека, других живых организмов и экосистем в целом;
- 2) характер негативного воздействия и значения эмиссий вредных веществ в составе выбросов и сбросов.

При определении опасности используемых и (или) образующихся в технологических процессах веществ проводится инвентаризация эмиссий вредных веществ в составе выбросов и сбросов, их объемы (масса), а также объемов и уровней опасности отходов. При оценке опасности используемых и (или) образующихся в ходе технологических процессов вредных веществ устанавливаются маркерные

загрязняющие вещества, выделяющиеся в атмосферу, поступающие в водные объекты, в промежуточные продукты и твердые отходы.

Выбор маркерных веществ основывается на установлении следующих характеристик:

- вещество характерно для рассматриваемого технологического процесса;
- вещество присутствует в эмиссиях постоянно и в значимых концентрациях;
- вещество оказывает значительное воздействие на окружающую среду;

метод определения вещества является доступным, воспроизводимым и соответствует требованиям обеспечения единства измерений;

количественным критерием для определения маркерных веществ является их наибольший совокупный вклад в общем объеме выбросов загрязняющих веществ.

### **Экономическая эффективность внедрения и эксплуатации техники.**

При установлении условия обеспечения экономической эффективности проводится оценка затрат на внедрение и эксплуатацию техники и оценка выгоды от ее внедрения путем применения метода анализа затрат и выгод. Если внедрение различных техник дает положительные результаты, то техникой с самой высокой результативностью считается та, которая дает наилучшее соотношение «цена/качество» и соответственно демонстрирует наилучшие экономические показатели среди рассматриваемых техник. Данный метод анализа требует более широкий охват данных, где данные по выгодам/затратам сложно представить в денежной форме.

Проведение анализа инкрементального денежного потока, возникающего в результате разницы денежных потоков «до» и «после» внедрения техники позволяет провести экономический анализ, который наиболее знаком для большинства предприятий.

Альтернативой методу анализа затрат и выгод служит анализ эффективности затрат, используемый для определения наиболее предпочтительных для достижения определенной экологической цели при самой низкой стоимости мероприятий. Ранжирование техник-кандидатов НДТ по мере возрастания их экономической эффективности позволяет исключить варианты, которые необоснованно и неоправданно дороги по сравнению с полученной экологической выгодой.

Экономическая эффективность техники определяется согласно формуле:

Экономическая эффективность = Годовые затраты, тенге/Сокращение эмиссий, т/год.

Методология расчета затрат устанавливает алгоритм, позволяющий собрать и проанализировать данные о капитальных затратах и эксплуатационных издержках для сооружения, установки, технологии или процесса с учетом экономической эффективности внедрения и эксплуатации.

Основные этапы оценки приведены на рисунок 2.1.

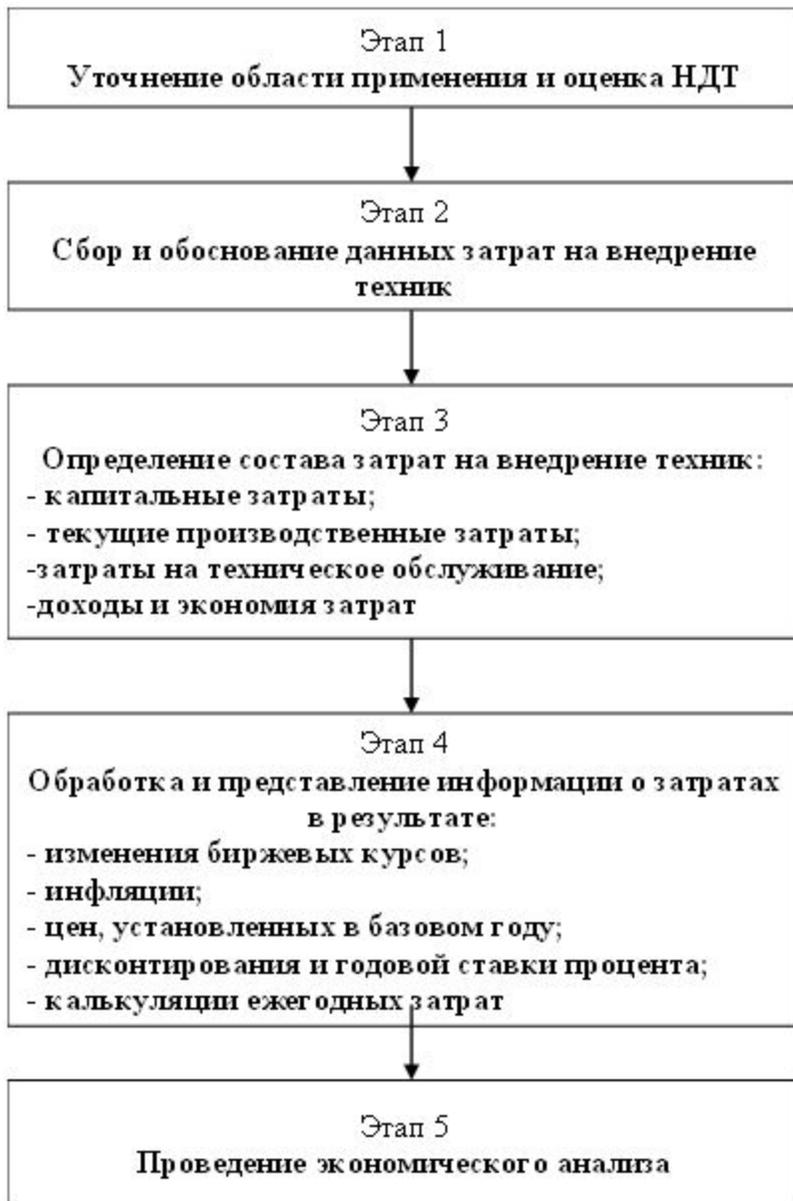


Рисунок 2.1. Этапы оценки экономической эффективности внедрения и эксплуатации техники.

В ходе выполнения экономического анализа внедрения НДТ рассматривается:

- 1) опыт предыдущего успешного использования в промышленном масштабе сопоставимых техник;
- 2) информацию об известных авариях, связанных с внедрением и эксплуатацией данной техники на производстве;
- 3) географические факторы климата внедрения техник (расположение относительно источников энергии, ее доступность, логистические цепочки), а также технологические ограничения, связанные с региональными физико-географическими и геологическими условиями и наличием особо охраняемых природных территорий, памятников культуры и объектов рекреации.

Для проведения оценки техники-кандидата определяется структура затрат с выделением капитальных затрат (на строительство сооружений, приобретение и монтаж оборудования) и эксплуатационных. В эксплуатационных затратах выделяются затраты на техническое обслуживание и ремонт, энергоносители, материалы и услуги, затраты на оплату труда.

По итогам сбора информации о затратах проводится ее обработка для обеспечения дальнейшего объективного сравнения рассматриваемых альтернативных вариантов.

### **Период внедрения техники.**

Для оценки времени внедрения техники используется период окупаемости определенной техники в сравнении с затратами, относящимися к обеспечению охраны окружающей среды. Проводится оценка скорости внедрения техники. При этом рекомендуется отдельно рассматривать скорости внедрения техник следующих временных масштабов:

- краткосрочный (от нескольких недель до месяцев);
- среднесрочный (от нескольких месяцев до года);
- долгосрочный (обычно составляет несколько лет).

Выбор времени модернизации основывается на плановой замене существующего оборудования. Оценивая скорость (период) внедрения НДТ, рекомендуется также проанализировать предельные затраты на модернизацию. Для НДТ, которые требуют существенных инвестиционных капитальных затрат или значительных модификаций производственных процессов и инфраструктуры, представляется необходимым предусматривать более длительные периоды их внедрения.

### **Применение ресурсо- и энергосберегающих методов.**

При анализе применения ресурсо- и энергосберегающих методов учитываются требования и положения действующих нормативно-правовых документов в области энерго- и ресурсосбережения. Целью анализа является установление техник, которые характеризуются (среди рассматриваемых) лучшими показателями энерго- и ресурсосбережения.

Проводится сравнительный анализ техник по потреблению основных ресурсов, принимая во внимание:

#### 1) потребление энергии:

общий уровень энергопотребления и отдельно для различных (основных, вспомогательных и обслуживающих) технологических процессах (с оценкой основных возможностей его снижения);

вид и уровень использования топлива;

#### 2) потребление воды:

технологические процессы, в которых используется вода;

общий объем потребления и отдельно для технологических процессов (с оценкой возможностей его снижения или повторного использования);

назначение воды (промывная жидкость, хладагент и т. д.);

наличие оборотных систем и систем повторного использования воды;

3) объем потребления сырья и вспомогательных материалов (реагентов и т. п.) с оценкой возможностей их повторного использования.

После сравнительного анализа определяется возможность регенерации и рециклинга веществ и рекуперации энергии, использующихся в технологическом процессе.

В качестве основных показателей энергоэффективности и ресурсосбережения, применяемых для сравнительной оценки рассматриваемых техник, используются (при регламентированных условиях эксплуатации оборудования) показатели - удельные расходы электроэнергии, тепла, топлива, воды, различных материалов, т. е. фактические затраты того или иного ресурса (электроэнергии, тепла, воды, реагента и т. д.) на единицу продукции или оказываемой услуги, выражаемые, например, для электроэнергии в кВт·ч на 1 объема продукции или оказываемой услуги, для тепловой энергии - в Гкал/объем продукции или оказываемой услуги, для воды - в м<sup>3</sup>/объем продукции или оказываемой услуги и т. д.

Ресурсосбережение (т. е. сбережение энергии и материалов) оценивается также с точки зрения возможности реализации соответствующих правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование и экономное расходование топливно-энергетических и других материальных ресурсов. Потенциал ресурсосбережения реализуется через конкретные энерго- и ресурсосберегающие мероприятия, которые можно разделить на организационно-технические, предполагающие повышение культуры производства, соблюдение номинальных режимов эксплуатации оборудования, обеспечение оптимального уровня загрузки агрегатов, ликвидацию прямых потерь топливно-энергетических ресурсов, своевременное выполнение наладочных и ремонтно-восстановительных работ, использование вторичных энергоресурсов (включая утилизацию низкопотенциального тепла вентиляционных выбросов, процессы регенерации и рекуперации энергии), оснащение приборами учета используемых энергетических и других ресурсов, и инвестиционные, связанные с своевременным замещением морально устаревших производственных мощностей (производственных узлов), внедрением современного энергоэффективного и энергосберегающего оборудования, модернизацией и автоматизацией действующих технологических процессов.

Любое возможное преобразование технологического процесса и (или) используемого оборудования, влекущее за собой уменьшение удельного расхода энерго- и других ресурсов на единицу объема продукции или оказываемой услуги, особенно при снижении (или при существующем уровне выбросов и сбросов вредных

веществ) оценивается как повышение его энергоэффективности и ресурсосбережения (с учетом экономической эффективности и технологической надежности данного преобразования).

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

#### **3.1. Конденсационная паротурбинная установка**

Под ТЭС - тепловой электрической станцией понимается комплекс сооружений и оборудования, в которых тепловая энергия поступающего на станцию органического топлива преобразуется в электрическую энергию. КЭС - конденсационные электрические станции, это ТЭС, производящие только электрическую энергию.

В основе работы ТЭС лежит термодинамический цикл Ренкина. С точки зрения термодинамики увеличение термического КПД цикла Ренкина зависит от начальных и конечных параметров пара и наличия промежуточного перегрева пара. Чем выше давление и температура начального пара, и чем ниже конечные параметры пара, тем выше КПД цикла. В Казахстане осталось название КЭС в виде ГРЭС (государственная районная электростанция) советских времен. Самые мощные: ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Булата Нуржанова» - 8 блоков по 500 МВт и АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», 2 блока по 500 МВт, 3-й блок 636 МВт в стадии строительства. Электростанция АО «Евразийской энергетической корпорации» (бывшая Ермаковская ГРЭС) с блоками 300 - 325 МВт. Пылеугольные блоки 500 и 300 МВт на параметры 23,8 МПа и температуру 545/545 °С (с однократным промежуточным перегревом пара). Строящийся 3-й блок ЭГРЭС-2 636 МВт спроектирован на параметры пара: давление 24 МПа, температура 565/565 °С. Параметры пара блоков 500 и 300 МВт относятся к СКД - сверхкритическому давлению. В РК имеются две газомазутные КЭС с блоками 200 МВт на параметры 12,8 МПа и 545/545 °С.

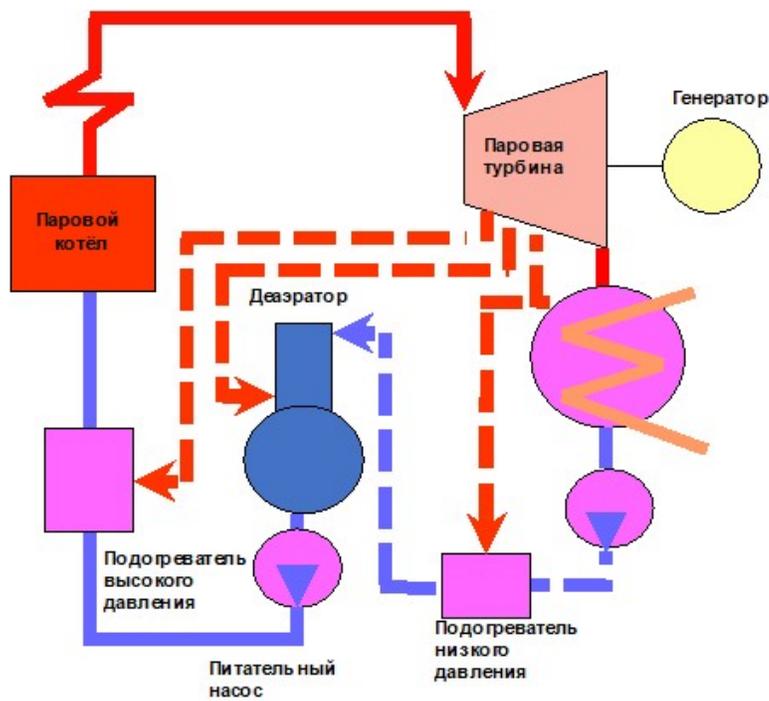


Рисунок 3.1. Принципиальная схема КЭС

При сжигании органического топлива в КА выделяется теплота, которая воспринимается водой. При нагревании вода превращается в пар с определенными параметрами: давлением и температурой. Полученный пара направляется в паровую турбину, где тепловая энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения ротора турбины, который связан через муфту с ротором генератора. В генераторе механическая энергия преобразуется в электрическую энергию. Отработанный в турбине пар направляется в конденсатор, где за счет охлаждения водой происходит конденсация пара, образующийся основной конденсат направляется конденсатным насосом через подогреватели низкого давления (ПНД) в деаэратор, где происходит удаление растворенного в воде кислорода, питательным насосом питательная вода через группу подогревателей высокого давления (ПВД) направляется в КА.

Самые крупные конденсационные блоки в России - это на Костромский ГРЭС газомазутный блок 1200 МВт и 800 МВт газомазутные на Сургутской ГРЭС-2 и угольные на Березовской ГРЭС. Один блок 800 МВт на газе работает на Талимарджанской ТЭС (Узбекистан). Самый первый блок 800 МВт построен на Славянской ГРЭС (Украина) в период Советского Союза, в настоящее время демонтирован. Более 100 угольных блоков по 600-660 МВт расположены в КНР. Самая крупная КЭС в мире Tuoketuo КНР, 6600 МВт, вырабатывает электроэнергии в год более 33 млрд кВт\*ч. Самая крупная КЭС в России Сургутская ГРЭС-2 мощностью 5597,1 МВт, производит около 40 млрд кВт\*ч. В Казахстане самая крупная КЭС - Экибастузская ГРЭС-1 мощностью 3500 МВт, с выработкой около 18 млрд кВтч. Самые высокие параметры пара впервые применили США на угольном блоке 325 МВт

в 1954 году на ТЭС Эддистоун-1, давление 35,9 МПа, температура 648/565/565 °С, здесь же впервые применен двойной промежуточный перегрев пара. В 1966 году на Каширской ГРЭС построили экспериментальный блок 100 МВт с параметрами: 29,4 МПа и 650/565 °С. В настоящее время параметры ССКД (супер сверхкритического давления) применяются на КЭС Японии на угольном блоке 1000 МВт Мацура-2, давление 25,6 МПа, температура 593/593/593 °С; на блоке 1050 МВт на КЭС Бухта Татибана 1050 МВт, давление 25 МПа, температура 600/610 °С. В ФРГ на угольном блоке 740 МВт Гесслер, давление 27,5 МПа, температура 580/600 °С. В Дании на угольном блоке 385 МВт Норджилланд, давление 29,5 МПа, температура 582/580/580 с двукратным промперегревом. Отсутствие собственных ископаемых видов топлива заставило Японию более 20 лет назад применять ССКД, для повышения тепловой экономичности и уменьшения расхода топлива. Для таких высоких параметров пара требуются стали аустенитного класса для пароперегревателей, паропроводов и цилиндров высокого давления. Как известно стоимость аустенитных сталей в 17-20 раз дороже углеродистых сталей, поэтому для дешевого топлива (типа экибастузских углей) применение ССКД нецелесообразно, так как затраты на металл не окупаются за счет экономии топлива.

КПД регенеративного цикла КЭС определяется по формуле 3.1:

$$\eta_{\text{рег}} = \frac{\alpha_k H_k + \sum_i^n \alpha_i H_i}{\alpha_k q_{\text{ок}} + \sum_i^n \alpha_i H_i} \quad (3.1)$$

где: - доля пара в конденсатор и i-того отбора,

$H_k, H_i$  - теплоперепад конденсационного потока и i-того отбора, кДж/кг;

$q_{\text{ок}} = (h_0 - h_k')$  - удельные затраты тепла в цикле, кДж/кг.

При отсутствии регенерации КПД простого цикла Ренкина определяется, как:

$$\eta_0 = \frac{h_0 - h_k}{h_0 - h_k'} \quad (3.2)$$

Абсолютный электрический КПД КЭС определяется как:

$$\eta_{\text{э}} = \eta_t \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{ка}} \eta_{\text{тп}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}} \quad (3.3)$$

где: термический КПД цикла,

внутренний относительный КПД турбины,

- КПД котельного агрегата, брутто,  
КПД теплового потока (трубопровода),
- механический КПД,  
КПД генератора.

Термический КПД цикла определяется в зависимости от цикла, заложенного в основу работы КЭС, Ренкина, с однократным промежуточным перегревом или двукратным. В Казахстане нет установок с двукратным промежуточным перегревом пара. КПД цикла Ренкина с однократным перегревом пара определяется как:

$$\eta_t = \frac{h_0 - h_k + (h_{гпп} - h_{хпп})}{h_0 - h'_k + (h_{гпп} - h_{хпп})} \quad (3.4)$$

где:  $h_{гпп}$ ,  $h_{хпп}$  - соответственно энтальпии пара на выходе и входе из промежуточного пароперегревателя, в зависимости от мощности и начальных параметров пара давление промперегрева принимается  $(0,2-0,18)P_0$ , температура на выходе из промежуточного пароперегревателя, как правило, принимается равной начальной температуре пара  $t_0$ .

Внутренний относительный КПД турбины для многоцилиндровых турбин принимается усредненное значение по цилиндрам или по частям:

$$\eta_{oi} = \frac{h_0 - h_{кд} + (h_{гпп} - h_{хпп})}{h_0 - h_{ко} + (h_{гпп} - h_{хпп})} \quad (3.5)$$

здесь:  $h_{кд}$ ,  $h_{ко}$  - соответственно энтальпия пара в конденсаторе действительная и теоретическая.

Параметры принимаются по характеристикам турбины.

КПД КА брутто, принимается по характеристикам КА. Фактические данные по КПД определяются по балансным испытаниям КА, по обратному балансу:

$$\eta_{ка} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 \quad (3.6)$$

здесь: - потеря тепла с уходящими газами,

потеря тепла от химического недожога,

потеря тепла от механического недожога,

- потеря тепла от наружного охлаждения,

потеря с физическим теплом шлака, учитывается для твердых топлив.

Потеря тепла с уходящими газами самая значительная по величине, зависит от температуры и объема уходящих газов, определяется как:

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{xв}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (3.7)$$

здесь:  $I_{yx}$  - соответственно энтальпия уходящих газов и холодного воздуха,  
 $\alpha_{yx}$  - коэффициент избытка воздуха уходящих газов,  
 $q_4$  - потеря тепла с механическим недожогом, %, - располагаемое тепло, принимается теплота сгорания топлива, при паровом распыле, учитывается тепло, внесенное паром:

$$Q_p^p = Q_H^p + Q_{пар}, \quad Q_{пар} = D_{пар}(h_{пар} - h'_{пар}).$$

Потеря тепла от химической неполноты сгорания, зависит от количества воздуха, подаваемого для сгорания топлива и аэродинамики факела (перемешивания топлива с воздухом). Наличие химического недожога характеризуется образованием продуктов неполного сгорания: CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>. Рассчитывается как:

$$q_3 = V_{сг}(126,4CO + 108H_2 + 358,2CH_4)\left(\frac{100 - q_4}{Q_p^p}\right) \quad (3.8)$$

здесь:  $V_{сг} = \frac{c^r + 0,3755P}{0,54(RO_2 + CO)}$  - объем сухих газов, RO<sub>2</sub> - доля трехатомных газов.

Потеря тепла с механическим недожогом, определяется количеством тепла несгоревших частиц в шлаке и уносе:

(3.9)

здесь:  $Q_4^{шл} = a_{шл} \frac{\Gamma_{шл}}{100 - \Gamma_{шл}} \frac{A^p}{100} Q_{шл}^r \cdot a_{шл}$  доля шлака,  $\Gamma_{шл}$  - содержание горючих в шлаке,

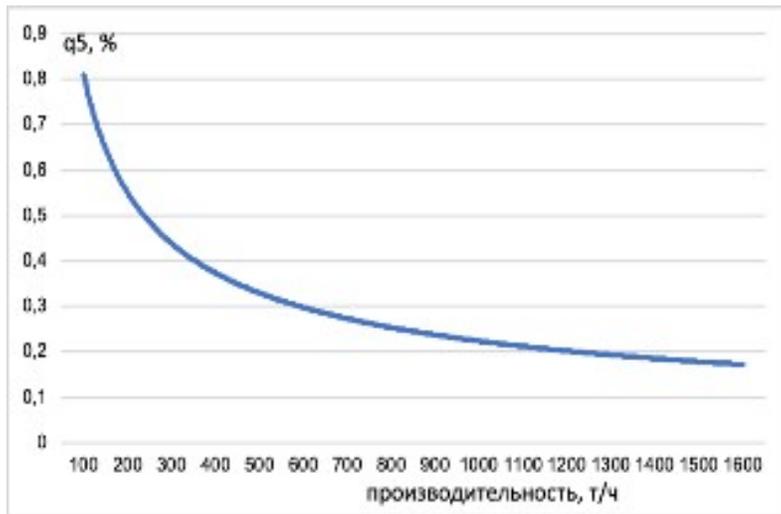
$Q_4^{ун} = a_{ун} \frac{\Gamma_{ун}}{100 - \Gamma_{ун}} \frac{A^p}{100} Q_{ун}^r \cdot a_{ун}$  доля уноса,  $\Gamma_{ун}$  - содержание горючих в уносе,

- теплота сгорание горючих шлака и уноса, принимается теплота сгорания углерода - 32700 кДж/кг.

По нормам потеря тепла от механического недожога для экибастузских углей 2 % [6], но фактически больше.

Потеря тепла от наружного охлаждения принимается по графику в зависимости от производительности КА и нагрузки.

Рисунок 3.2. Потеря тепла от наружного охлаждения



Потеря с физическим теплом шлака, учитывается при сжигании твердого топлива, зависит от способа шлакоудаления, при жидком шлакоудалении температура шлака принимается по жидкому состоянию, при твердом шлакоудалении, температура принимается 600 °С. В Казахстане нет КА с жидким шлакоудалением. Потеря определяется как:

$$q_6 = \frac{100a_{шл}A^P(c_{шл}\theta_{шл})}{Q_p^P} \quad (3.10)$$

Здесь  $(c_{шл}\theta_{шл})$  - теплоемкость шлака.

### 3.2. Когенерация - комбинированное производство электрической и тепловой энергии

Другим типом ТЭС является ТЭЦ - теплоэлектроцентраль с комбинированным производством электрической и тепловой энергии (когенерацией). Тепловая энергия может отпускаться от ТЭЦ в виде пара определенных параметров и горячей воды на отопление и горячее водоснабжение. На рисунке 3.3 приведена принципиальная тепловая схема промышленно-отопительной ТЭЦ. В отличие от схемы КЭС, на ТЭЦ устанавливаются турбины с регулируемыми отборами пара, которые используются для отпуска производственным потребителям, а также для подогрева сетевой воды. В случае останова турбины производственный пар резервируется через редукционно-охлаждающее устройство (РОУ). В холодный период температура сетевой воды в зависимости от температурного графика может достигать 130-150 °С, до такой температуры вода может нагреваться в пиковых водогрейных котлах или пиковых сетевых подогревателях. В конденсаторах некоторых теплофикационных турбин могут устанавливаться встроенные пучки, в которых может подогреваться подпиточная или обратная сетевая вода. В результате использования тепла пара, частично отработавшего в турбине, в конденсатор не поступает этот поток пара и следовательно, не теряется тепло, поэтому тепловая экономичность при

комбинированном производстве выше, чем на КЭС. Коэффициент использования тепла топлива на ТЭЦ может достигать 75-80 %, а в наиболее энергоэффективных 90 %.

$$\eta_{\text{КИТ}} = \frac{0,86 \cdot W + Q}{BQ_{\text{H}}^{\text{P}}} \quad (3.11)$$

где:  $W$  - отпуск электроэнергии, млн кВтч;

$Q$  - отпуск тепловой энергии, Гкал.

$B$  - расход топлива, т;

- теплота сгорания топлива, ккал/кг.

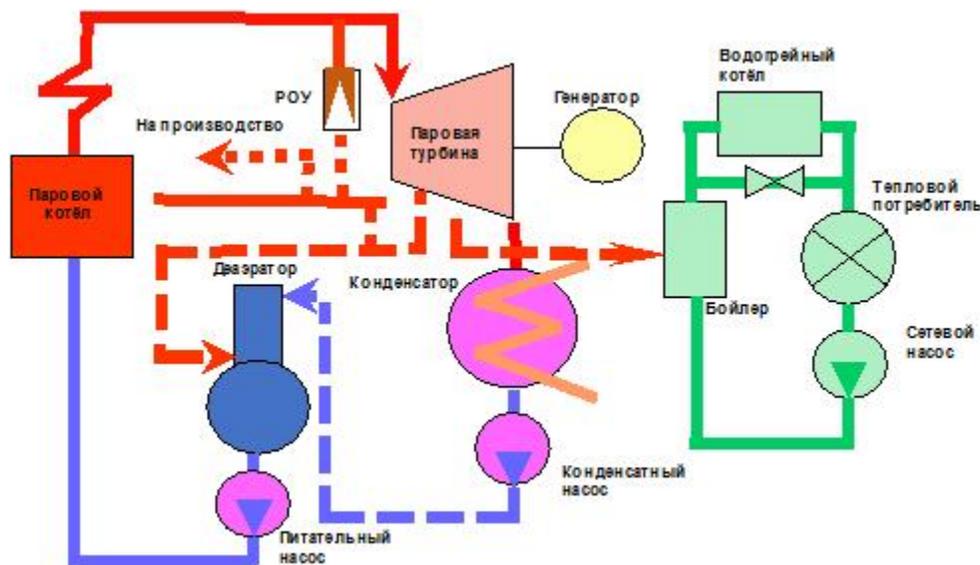


Рисунок 3.3. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ

Если для конденсационных блоков практически разработаны типовые тепловые схемы, то для ТЭЦ, несмотря на одинаковый состав основного оборудования, тепловые схемы могут быть разными, что делает их практически индивидуальными из-за различного топлива, структуры тепловых нагрузок, климатических условий, качества исходной воды, экологических требований и других факторов. В РК отсутствуют ТЭЦ на параметры СКД с промперегревом пара. Теплофикационные турбины типа Т-250-240 установлены в крупных городах СНГ (Москва, Киев, Санкт-Петербург). В Казахстане самая крупная турбина с регулируемыми отборами пара - это ПТ-135/165-130/15 в одном экземпляре, установлена на Карагандинской ТЭЦ-2 (ТЭЦ-2 АО «Арселор Миттал Темиртау»), теплофикационные турбины Т-100/120-130 (Т-110/120-130, Т-120/130-130) установлены на Алматинской ТЭЦ-2, Астанинской ТЭЦ-2, Павлодарской ТЭЦ-3, Карагандинской ТЭЦ-3 и Усть-Каменогорской ТЭЦ. Аналогичные турбины производства КНР СС-120/130-12,8/1,08/0,2 (Дунфан) и СС-110/120-12,7/0,23 (Харбин) установлены на Усть-Каменогорской (УКТЭЦ) и Карагандинской ТЭЦ-3 (ТЭЦ-3 КЭЦ).

Две турбины Т-86-100, реконструированы из К-100-90 на ГРЭС Топар (бывшая Карагандинская ГРЭС-2), имеются также несколько турбин Т-42-90, реконструированные из К-50-90. Самый крупный КА на Карагандинской ТЭЦ-3 НГ-670/14-УМ20 производства КНР (Харбин), производительностью 670 т/ч без промперегрева. На УКТЭЦ установлен один КА типа ТПЕ-430, производительностью 500 т/ч; на Шымкентской ТЭЦ-3 установлены КА ТГМЕ-464, производительностью 500 т/ч; на ТЭЦ-2 МАЭК установлены КА ТГМЕ-96Б, производительностью 480 т/ч, КА Е-420-140 (БКЗ моделей 1, 5 и 7С и Е-420-13,8-560 КТ ПМЗ) установлены на Алматинской ТЭЦ-2, Астанинской ТЭЦ-2, Павлодарской ТЭЦ-3, ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана». Имеются КА давлением  $140 \text{ кг/см}^2$  производительностью 320 т/ч. КА на давление  $100 \text{ кг/см}^2$  производительностью 160-220 т/ч.

Еще эксплуатируются КА на давление  $35-39 \text{ кг/см}^2$  производительностью 50-100 т/ч, на Актобе ТЭЦ в работе два КА США 1945 г. и 1952 г. Реллей Стокер производительностью 110 т/ч. На ТЭЦ АНПЗ два КА Реллей Стокер 1945 г., производительностью 34 т/ч выведены в резерв. На Шымкентской ТЭЦ-1 установлены КА типа Ламонт 1955-1960 годы выпуска, производительностью 80 т/ч. На Шымкентской ТЭЦ-2 установлен КА НЗЛ 1944 г. производительностью 28 т/ч на давление  $22 \text{ кг/см}^2$  и ТП-30, ТП-35 ТКЗ 1951-1954 гг. производительностью 30 и 35 т/ч. На АО «Риддер ТЭЦ» до сих пор работают 3 котла ЦКТИ-75-39, установленные в 1955-1956 гг.

### **3.2.1. Когенерация с использованием газовых турбин, ПГУ**

С целью увеличения КПД производства электроэнергии и использования тепла топлива в 50-х годах прошлого столетия начали применять ПГУ, состоящие из газовой турбины, парового котла-утилизатора и паровой турбины. На рисунке 3.4 приведена схема ПГУ. Примерное соотношение мощностей газовой и паровой турбины 2:1. Если мощность газовой турбины 100 МВт, то мощность паровой турбины около 35 МВт. В настоящее время в РФ разработаны типовые проекты блоков ПГУ-450 и ПГУ-800 МВт. На Пермской ГРЭС установлен блок ПГУ-800, но в результате эксплуатации переаттестовали в 903 МВт, блок выполнен по схеме дубль-блока: две газовые турбина одна паровая. Блоки ПГУ-800 комплектуются турбинами Siemens мощностью 288 МВт. Электрический КПД ПГУ достигает 60 %.

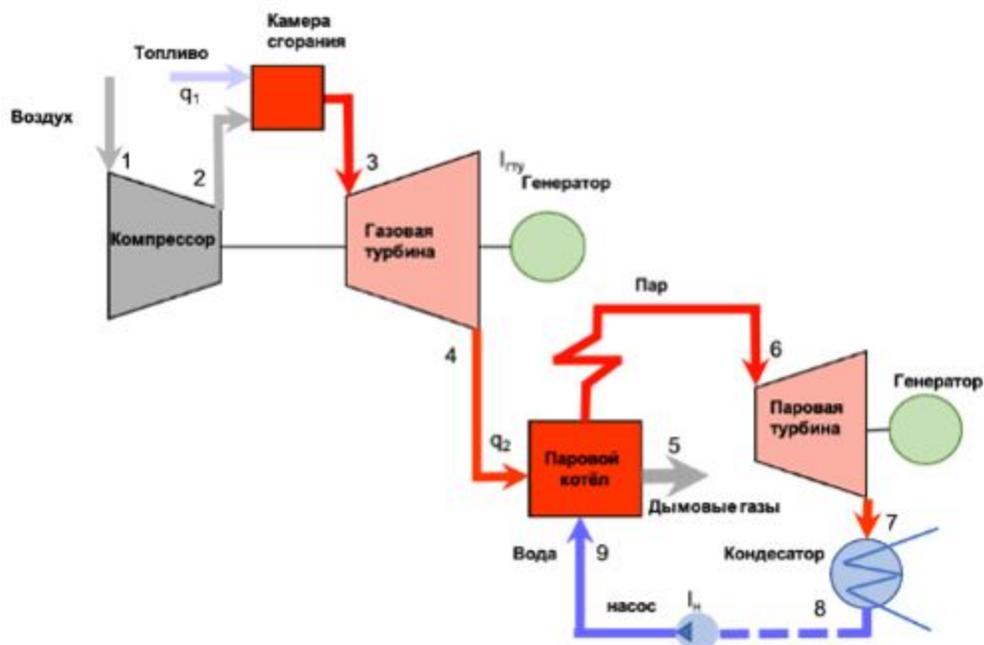


Рисунок 3.4. Схема ПГУ

Топливом для ГТУ обычно является газ. В РК самая мощная ПГУ 137 МВт на ГТС Казхром в Актобе. На Кызылординской ГТЭС установлены водогрейные котлы-утилизаторы тепловой мощностью 20 Гкал/ч совместно с газовой турбиной ДЖ-59ЛЗ мощностью 16,5 МВт. ПГУ могут быть с отопительной нагрузкой. В случае недостаточного тепла выхлопных газов, в котле-утилизаторе могут быть свои горелочные устройства для подачи дополнительного топлива. КПД ПГУ определяется как:

$$\eta_{\text{пгу}} = \frac{m(I_{\text{ГТ}} - I_{\text{Н}})}{mq_1 + q_2} \quad (3.12)$$

где:  $m = I_{\text{ПТ}} / I_{\text{К}}$  - доля удельной работы паровой турбины от удельных затрат тепла в ПТУ;

$h_2$  - энтальпия воздуха на выходе из компрессора, кДж/кг.

$h_3$  - энтальпия газов на входе в газовую турбину, кДж/кг.

$h_4$  - энтальпия выхлопа газовой турбины, кДж/кг.

$h_5$  - энтальпия уходящих газов котла-утилизатора, кДж/кг.

$h_6$  - энтальпия пара на выходе из КУ, кДж/кг.

$h_7$  - энтальпия отработанного пара за ПТ, кДж/кг.

$h_8$  - энтальпия конденсата, кДж/кг.

$h_9$  - энтальпия питательной воды, кДж/кг.

$I_{пт} = h_6 - h_7$ , теплоперепад в паровой турбине, кДж/кг.

$I_k = h_7 - h_8$ , удельная теплота конденсации, кДж/кг.

$I_n = h_9 - h_8$ , подогрев питательной воды в насосе, кДж/кг.

$q_1 = h_3 - h_2$ , удельная теплота сгорания топлива в камере сгорания, кДж/кг.

$q_2 = h_6 - h_9 - m(h_4 - h_5)$ , удельная теплота полученная в КУ, кДж/кг.

КПД ПГУ может достигать 55-60 %.

### 3.3. Газотурбинные установки (ГТУ)

Газотурбинная установка - это тепловой двигатель, состоящий из трех основных элементов: воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины (рисунок 3.5). Принцип действия ГТУ сводится к следующему. Из атмосферы воздух поступает в воздушный компрессор, где сжимается и при повышенном давлении поступает в камеру сгорания, куда одновременно подводят жидкое или газообразное топливо. Процесс горения в камере сгорания происходит при почти постоянном давлении. Продукты сгорания поступают в газовую турбину, в которой, расширяясь, совершают полезную работу, а затем отходящие газы выбрасываются в атмосферу. Развиваемая газовой турбиной мощность частично расходуется на привод компрессора, а оставшаяся часть является полезной мощностью газотурбинной установки.

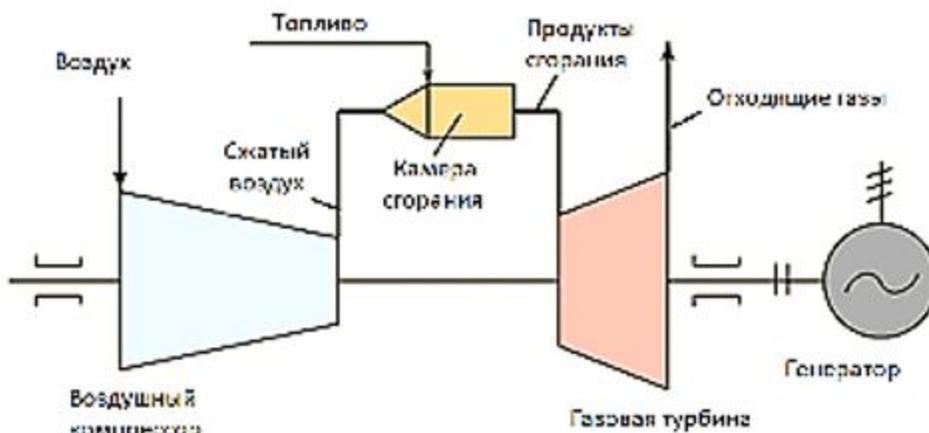


Рисунок 3.5. Принципиальная схема простейшей ГТУ

В последние годы газотурбинные установки получают все более широкое применение в энергетике и различных отраслях промышленности. Причиной этого являются характерные качества газовых турбин: простота тепловой и кинематической схемы; относительная простота конструкции; малая масса, приходящаяся на единицу мощности; высокая маневренность; сравнительно простая автоматизация эксплуатации; низкие эмиссии загрязняющих веществ. Достижения как в области аэродинамики турбомашин, так и в разработке жаропрочных сталей и сплавов позволили существенно

повысить тепловую эффективность ГТУ. Электрический КПД современных ГТУ простого цикла достигает 39-41,5 %. [74].

В ГТУ применяется газообразное и легкое жидкое топливо. При использовании жидкого топлива тяжелых сортов, содержащего вредные примеси, нужна специальная система топливоподготовки для предотвращения коррозии деталей турбины под воздействием содержащихся в тяжелом топливе соединений серы и ванадия. Проблема использования твердого топлива в ГТУ находится в стадии интенсивной опытно-промышленной разработки.

Основными направлениями повышения эффективности ГТУ является увеличение температуры газа перед турбиной (до 1500 С) и степени повышения давления в компрессоре более 20 для энергетических ГТУ и до 40 для авиационных. Это возможно благодаря широкому внедрению новых материалов: монокристаллических для лопаток турбины, хромистых сталей для дисков, использованию специальных термоизолирующих покрытий для лопаток турбины и металлокерамических облицовочных плиток для камер сгорания, прогрессивных технологий охлаждения паром и воздухом высокотемпературных элементов газовой турбины.

По уровню эффективности и температуре газов перед газовой турбиной, серийно выпускаемые за рубежом ГТУ могут быть условно разделены на 4 класса (рисунок 3.6).

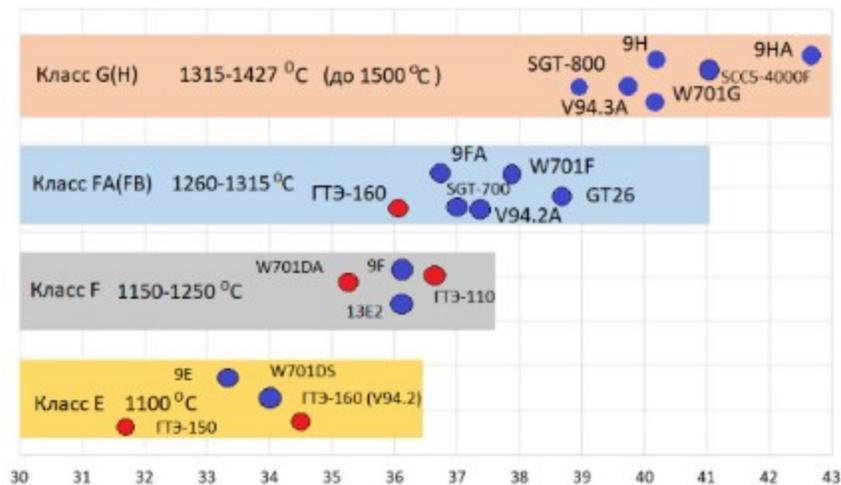


Рисунок 3.6. Показатели эффективности ГТУ в зависимости от температуры газов на входе в газовую турбину

Самые мощные в классе Н турбины GE 9HA.01 и 9HA.02 имеют электрическую мощность 448 МВт и 571 МВт соответственно. Самые мощные в классе Н турбины Siemens SGT5-8000HL и SGT5-9000HL имеют электрическую мощность 481 МВт и 593 МВт соответственно. Эффективность этих самых мощных турбин в мире находится на уровне 42-44 %. Общий вид газовой турбины 9HA GE представлен на рисунке 3.7.

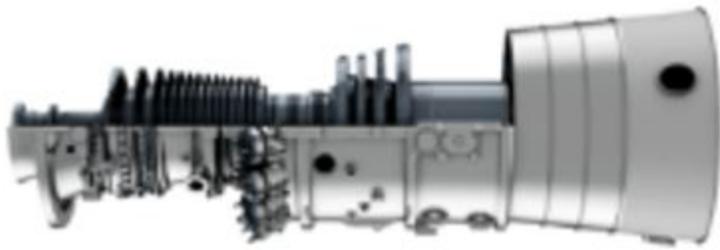


Рисунок 3.7. Общий вид газовой турбины 9HA GE

Для современных газовых турбин разработаны компактные мало эмиссионные камеры сгорания, использующие «сухие» методы подавления образования вредных выбросов.

Наиболее распространенным направлением в разработке низкоэмиссионных камер сгорания ГТУ является технология сухого подавления эмиссии  $\text{NO}_x$ , которая получила название DLN-технологии (от Dry Low  $\text{NO}_x$ ). 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  $\text{NO}_x$  не только при предварительном, но и при диффузионном смесеобразовании. На рисунке 3.8 приведена принципиальная схема двухступенчатой КС, спроектированной и опробованной в работе фирмой General Electric (США) и имеющей маркировку DLN.

Накопленный практический опыт использования DLN-технологии снижения эмиссии оксидов азота в камерах сгорания ГТУ указывает на широкие возможности данной технологии и многовариантность ее реализации [75].

Сжигание топлива в КС типа DLN с сухими малотоксичными горелками на современном энергетическом рынке является наименее дорогостоящим методом борьбы с выбросами  $\text{NO}_x$  в выходных газах ГТУ, содержание  $\text{NO}$  не превышает 25 ppm (51,3 мг/м<sup>3</sup>). Новые конструкции горелок типа DLN-2.6 при температуре газов на входе в газовую турбину 1327 °C позволяют уменьшить выбросы  $\text{NO}$  до 15 ppm (30,8 мг/м<sup>3</sup>), а при температуре 1396 °C - до 9 ppm (18,5 мг/м<sup>3</sup>).

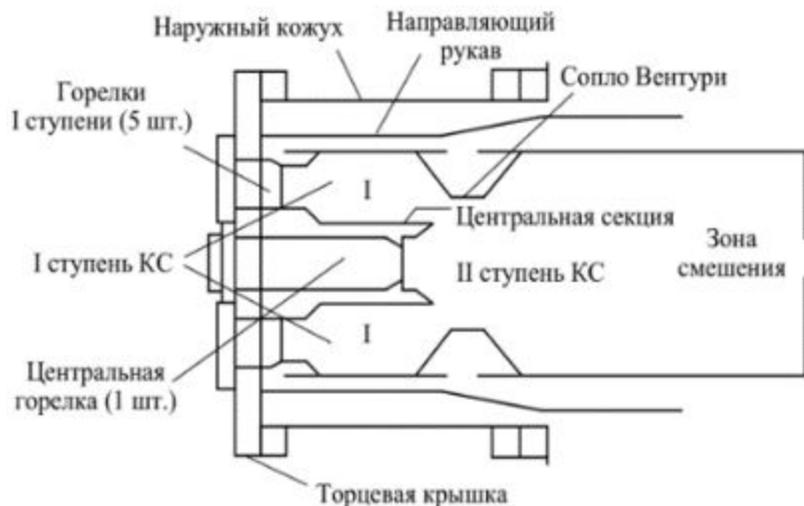


Рисунок 3.8 Принципиальная схема КС типа DLN фирмы GE

Одной из разновидностей DLN-технологии является организация горения по технологии SOLO-NO<sub>x</sub> [80], где реализуется распределенный по радиусу (после регистра горелки) подвод топлива при повышенных избытках воздуха, что обеспечивает достаточно высокий уровень гомогенизации горючей топливно-воздушной смеси (при высокой неоднородности состава в окружном направлении) и снижение среднего уровня температур в первичной зоне.

Малоэмиссионные камеры сгорания (МЭКС) имеют узкий диапазон устойчивой работы по коэффициенту избытка воздуха. Данный коэффициент может очень сильно меняться при изменении температуры окружающего воздуха и нагрузки газовой турбины. Для регулирования МЭКС при изменении температуры окружающего воздуха используются различные сбросы и перепуски воздуха внутри камеры сгорания, многоколлекторная стадийная подача топлива, поворотные лопатки входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора. В ГТУ Titan 130 компании Solar используется система управления расходом воздуха во фронт жаровой трубы. В случае необходимости лишний воздух сбрасывается в выхлопную шахту ГТУ через клапан перепуска. В систему управления также включено непосредственное измерение эмиссии CO, на основании которого настраивается расход воздуха в жаровую трубу. Данная регулировка позволяет обеспечивать эмиссию NO<sub>x</sub> и CO ниже 25 ppm от 50 до 100 % мощности при температуре окружающего воздуха до -18 оС.

В ГТУ большой мощности компании Siemens в настоящее время используется многомодульная камера сгорания с ультранизкой эмиссией NO<sub>x</sub> [74, 80], которая благодаря регулируемому ВНА, многоколлекторной системе подачи топлива и системе управления расходом воздуха обеспечивает эмиссию NO<sub>x</sub> и CO ниже 10 ppm в диапазоне мощности от 30 до 100 % в широком диапазоне условий окружающей среды.

GE сегодня для газовых турбин 9HA предлагает ступенчатое изменение характеристик, выбросов и топливной гибкости по технологии DLN 2.6e. Технология DLN 2.6e обеспечивает усовершенствованное предварительное смешивание, расширенную топливную гибкость для работы как на «богатых», так и на «обедненных» топливо-воздушных смесях, возможность использования 50 % добавки водорода (H<sub>2</sub>) с технологическим переходом на 100 % его сжигание, возможность регулирования газовой турбины до 30 % нагрузки.

Таким образом, в большинстве ГТУ, эксплуатируемых в настоящее время, для обеспечения работы в малоэмиссионном режиме при изменении параметров ГТУ поддерживается температура в зоне горения.

Технические характеристики и достигнутые уровни выбросов NO<sub>x</sub> и CO ряда современных ГТУ GE, Siemens, MHI представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Технические и экологические характеристики современных газовых турбин

№ п/п	Параметры	LMS100-PA+	9HA.01	9HA.02	9F.06	M701J	SGT5-8000H	SGT5-9000HL
1 2		3	4	5	6	7	8	9
1	Частота сети (Гц)	50	50	50	50	50	50	50
2	Мощность по ISO (МВт)	115,0	448	571	359	478	450	593
3	Удельный расход теплоты, брутто (Втu/kWh)	7905	7960	7740	8146	8067	8322	7972
4	Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	8340	8398	8201	8595	8511	8780	8411
5	КПД брутто (%)	43,2 %	42,9 %	44 %	41,9 %	42,3 %	41,5 %	42,8 %
6	Расчетный расход топлива*, кг/с	5,7	22,4	27,8	18,3	24,2	23,2	29,7
7	Степень сжатия		21	22	19,5		21	24
8	Температура выхлопа (aF)	790	1130	1184	1132	1166	1166	1238
9	Температура выхлопа (aC)	421	610	640	611	630	630	670
1 0	Энергия выхлопа (MM Втu/hr)	360	1906	2430	1700	2118	2210	2640
1 1	Энергия выхлопа (10 <sup>6</sup> кДж/ч)	380	2011	2564	1794	2235	2332	2785
1 2	Минимальная нагрузка ГТ (%)	25 %	30	30	38	40	30	30
1 3	Скорость набора нагрузки ГТ (МВт/мин)	50	65	88	65	58	65	85
1 4	NO <sub>x</sub> (ppm) (15 % O <sub>2</sub> )	25	25	25	15	25	25	25
1 5	CO (ppm) (15 % O <sub>2</sub> ) t	113	15	9	9	9	10	10

1	Время выхода на полную мощность (мин)	10	23	23	23	<30	<30	<30
---	---------------------------------------	----	----	----	----	-----	-----	-----

\* расход топлива рассчитан при теплоте сгорания топливного газа 11173 ккал/кг.

В Казахстане в настоящее время эксплуатируются порядка 50 энергетических газовых турбин мощностью от 10 до 100 МВт. Самая мощная энергетическая ГТУ в Казахстане GT13D АBB мощностью 100 МВт. Выработка электроэнергии и установленная мощность электростанций с газовыми турбинами в Казахстане представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Перечень газотурбинных тепловых электрических станций в Казахстане

№ п/п	Название ГТЭС	Топливо (газ)	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии в 2018 году, млн кВтч	Коэффициент использования установленной мощности	Область
1	2	3	4	5	6	7
1	ТШО-480	Попутный	111	532	54,8	Атырауская
2	ТШО-242	Попутный	242	761,3	35,9	Атырауская
3	ТШО-144	Попутный	136	581,2	48,8	Атырауская
4	«Кашаган»	Попутный	244,2	1172,2	54,8	Атырауская
5	Жанажолская-45	Попутный	34	97,5	32,9	Актюбинская
6	Жанажолская	Попутный	152	705	72,9	Актюбинская
7	АЗФ (ГТУ-100)	Попутный	100	833,3	97,3	Актюбинская
8	КПО	Попутный	145	945	74,4	Западно-Казахстанская
9	Уральская	Природный	54	308,6	65,2	Западно-Казахстанская
10	ГТЭС - 200	Природный	100	537,0	61,3	Западно-Казахстанская
11	ГТЭС-26	Природный	43	155,9	41,5	Западно-Казахстанская
12	Уральская ТЭЦ (ГТУ 25)	Природный	28,5	176,9	70,9	Западно-Казахстанская
13	«Кумколь»	Попутный	102	321,4	36	Карагандинская
14	Кызылординская	Природный	46	217,4	54,0	Кызылординская
15	«Акшабулак»	Попутный	87	721,9	94,7	Кызылординская
16	«Каламкас»	Природный	90	340	43,1	Мангистауская

### 3.4. Комбинированные циклы

Комбинированный цикл - это последовательность простых циклов, реализуемых на различных рабочих телах и в различных температурных зонах. Между простыми циклами обязательно имеется термодинамическая связь: в цикле, осуществляемом в наиболее высокотемпературной зоне, часть подведенной теплоты преобразуется в работу, а другая часть в соответствии со вторым законом термодинамики передается в цикл, реализуемый в более низкой температурной зоне, для получения дополнительной работы. Вследствие термодинамической связи между простыми циклами комбинированный цикл представляет собой цикл с большим отношением средних температур подвода и отвода тепловой энергии, чем каждый из циклов. Поэтому его термический КПД всегда выше, чем КПД каждого из простых циклов.

Технические трудности реализации сложных комбинированных циклов заставляют ограничиваться только двумя отдельными циклами: высокотемпературным и низкотемпературным. Такие циклы называются бинарными.

В современной теплоэнергетике высокотемпературный цикл реализуется с помощью ГТУ, в которой рабочим телом являются воздух и продукты сгорания топлива, а низкотемпературный - с помощью паросиловых установок, в которых рабочим телом является вода в жидком и парообразном состояниях. Энергетические установки, использующие газотурбинный и паросиловой циклы, называют парогазовыми.

Парогазовые циклы отличаются большим разнообразием, вызванным способами использования тепловой энергии выхлопных газов ГТУ (температура выхлопных газов современных ГТУ достигает 640-680 С).

Простейший и наиболее распространенный утилизационный парогазовый цикл состоит из газотурбинного (ГТЦ) и паросилового (ПСЦ) циклов. Первый из них является высокотемпературным, второй - низкотемпературным циклом. Начальная температура газов  $0^{\circ}\text{C}$  для современных ГТУ в среднем составляет 1200-1400 тС, а степень расширения в газовой турбине  $e = 16\div 20$ . Это обеспечивает температуру выхлопных газов ГТУ 550-600 УС, что позволяет получить пар с начальной температурой 510-560 йС. В свою очередь, это дает возможность реализовать ПСЦ приемлемой экономичности. Механическая мощность ПСЦ получается только за счет тепловой мощности выхлопных газов ГТУ, и поэтому рассматриваемая ПГУ называется утилизационной. В ней теплота топлива, подведенная в камеру сгорания (КС), последовательно используется сначала в газотурбинном, а затем в паросиловом цикле, и поэтому утилизационные ПГУ являются самыми экономичными из всех известных типов энергетических установок.

Коэффициент полезного действия рассматриваемого утилизационного цикла определяется из соотношения:

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТЦ}} + (1 - \eta_{\text{ГТЦ}})\eta_{\text{ПСЦ}} \quad (3.1)$$

Или, учитывая, что КПД ПСЦ связан с КПД паротурбинной установки (ПТУ) и котла утилизатора (КУ) для утилизационной ПГУ КПД можно определить, как:

$$\eta_{ПГУ} = \eta_{ГТУ} + (1 - \eta_{ГТУ})\eta_{КУ}\eta_{ПТУ}, \quad (3.2)$$

где

$\eta_{КУ}$  - КПД котла-утилизатора.

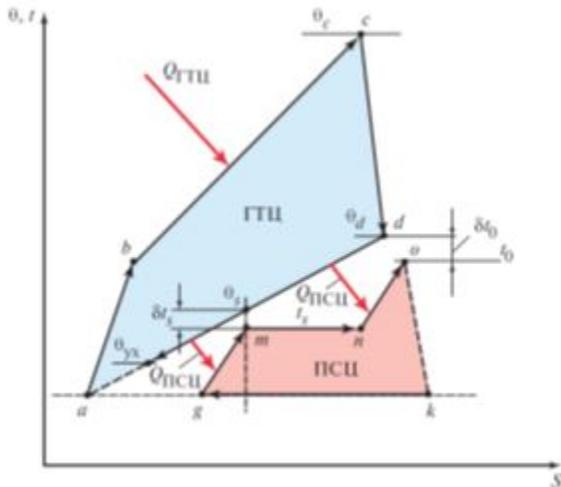


Рисунок 3.9. Простейший утилизационный парогазовый цикл

Как видно из соотношения (3.2), КПД ПГУ складывается из двух составляющих: КПД ГТУ и добавка, отражающего использование теплоты выхлопных газов ГТУ. КПД утилизационных ПГУ составляет 50-60 %, а КПД типичных ГТУ - 36-40 %. Это свидетельствует о том, что ГТУ играет определяющую роль в общей экономичности ПГУ. В то же время КПД даже лучших ГТУ меньше КПД современных традиционных паросиловых установок (42-46 %). Следовательно, использование ПГУ целесообразно тогда, когда добавок (второй член в (3.2)) обеспечит экономичность большую, чем КПД традиционной ПСУ. Численное значение этой добавки определяется в первую очередь КПД ПТУ  $\eta_{ПТУ}$ , которое зависит от начальной температуры пара  $t_0$ . Граничная температура газов  $t_d$  за ГТУ, при которой строительство ПГУ нецелесообразно, находится на уровне 470-480 °C.

Парогазовые установки классифицируются по различным признакам: по назначению, используемым ГТУ (например, энергетическим или конверсионным), способам утилизации тепловой энергии выхлопных газов ГТУ (типам ПГУ), типам используемых паровых турбин и т. д. В первую очередь ПГУ следует классифицировать по двум основным признакам: по назначению и по способам утилизации тепловой энергии газов ГТУ.

Классификация ПГУ по назначению представлена на рисунке 3.10. Условно ПГУ можно разделить на конденсационные (ПГУ КЭС) и теплофикационные (ПГУ ТЭС).

ПГУ КЭС вырабатывают в основном электроэнергию, могут отпускать небольшое количество тепла до 80 Гкал/ч для отопления станции, стационарного поселка и мелких тепловых потребителей. ПГУ ТЭЦ отпускают тепло наряду с электрической энергией. Тепло в виде горячей воды получают либо с помощью теплообменников, питаемых от котла утилизатора (КУ), либо с помощью сетевых подогревателей, питаемых паром отборов паровой турбины. При наличии паровых потребителей пар отпускается из отборов турбин.



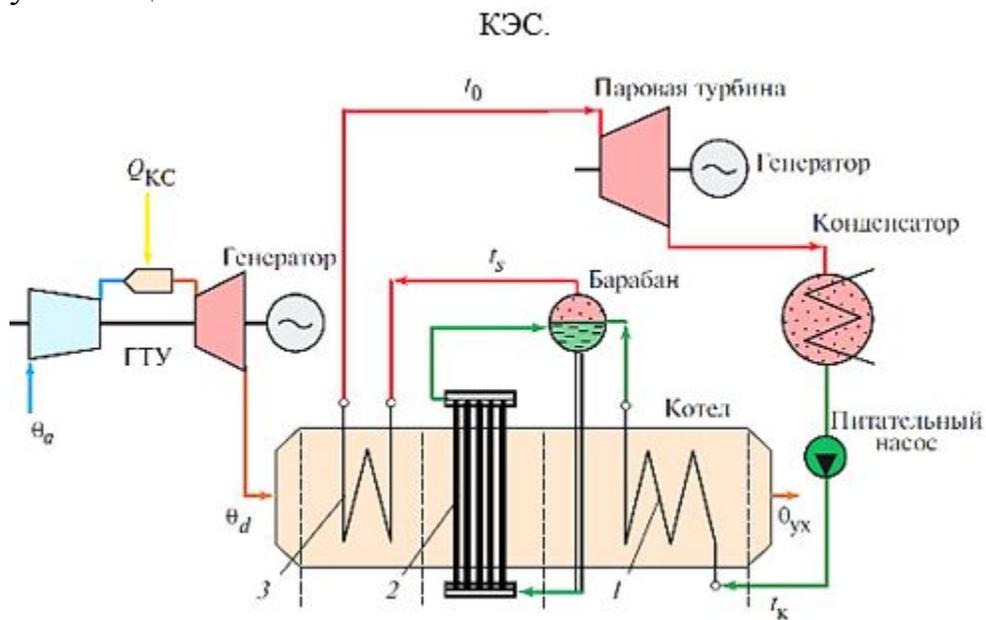
Рисунок 3.10. Классификация парогазовых установок по назначению

Классификация парогазовых установок по способам утилизации тепловой энергии выхлопных газов ГТУ представлена на рисунке 3.11.



Рисунок 3.11. Классификация парогазовых установок по способам утилизации тепловой энергии выхлопных газов ГТУ

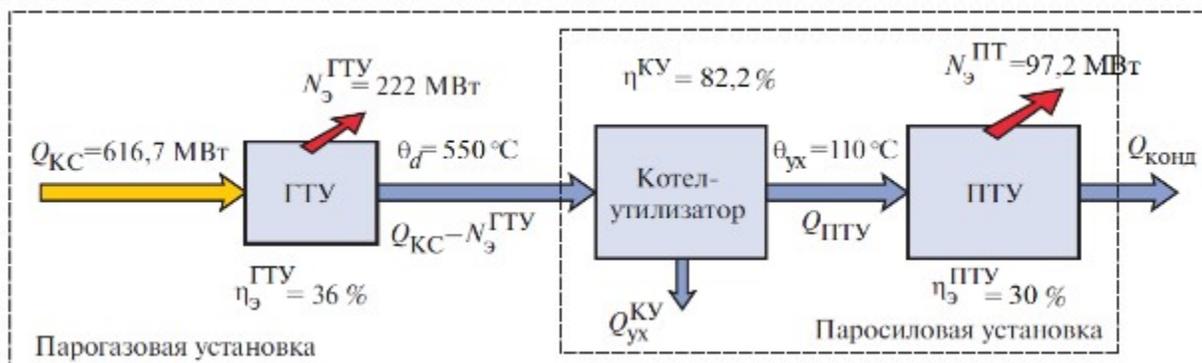
Наибольшее распространение получили утилизационные ПГУ, так как они позволяют получить наибольший прирост эффективности комбинированного цикла. По числу контуров генерации пара в котле-утилизаторе ПГУ делятся на одно-, двух- и трехконтурные. На рисунке 3.12 показана тепловая схема простейшей одноконтурной утилизационной ПГУ КЭС.



1 - экономайзер; 2 - испаритель; 3 - пароперегреватель

**Рисунок 3.12.** Схема простейшей утилизационной ПГУ КЭС с процессом генерации пара в котле-утилизаторе

Диаграмма потоков мощности для утилизационной ПГУ с газовой турбиной мощностью 222 МВт и температурой уходящих газов 550 С представлена на рисунке 3.13.



**Рисунок 3.13.** Диаграмма потоков мощности в утилизационной ПГУ

Исходя из диаграммы потоков мощности КПД ПГУ составляет 51,8 %, аналогичный результат получается при применении формулы (3.3.2).

Одноконтурные ПГУ наименее экономичны, так как не могут обеспечить полноценную утилизацию тепловой энергии выхлопных газов ГТУ. Их температура за котлом-утилизатором при оптимальном давлении в барабане составляет 160-200 тС, и поэтому КПД котла равен всего 65-70 %. Однако котлы-утилизаторы с одним контуром можно встретить и на современных ПГУ-ТЭЦ с очень большой потребностью в тепловой энергии. Иногда использование одноконтурных ПГУ оказывается целесообразным при замене части устаревших ПГУ на не блочных ТЭЦ. Тогда одноконтурный котел-утилизатор можно «заставить» работать на общий паровой коллектор вместе с энергетическими котлами, а для повышения эффективности котла-утилизатора использовать подогреватели сетевой или подпиточной воды.

Двухконтурные ПГУ наиболее распространены. На выходе газов из КУ размещаются газовый подогреватель конденсата или подогреватель сетевой воды. Установка второго контура НД вслед за контуром ВД с газовым подогревателем конденсата позволяет снизить температуру уходящих газов за котлом до 95-105 оС и повысить КПД котла до уровня 85-90 %.

Трехконтурные ПГУ обеспечивают максимальную утилизацию теплоты выхлопных газов ГТУ и, как правило, используются совместно с промежуточным перегревом пара в КУ.

Одноконтурная ПГУ имеет КПД на 3-4 % меньше, чем двухконтурная, а переход к трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара увеличивает КПД на 2-3 % по отношению к двухконтурной.

Строительство мощных парогазовых установок (ПГУ) на базе высокотемпературных газотурбинных установок (ГТУ), использующих в качестве топлива природный газ, стало преобладающей тенденцией в наращивании энергетических мощностей в мире. В первую очередь это связано с такими факторами, как относительно небольшая стоимость природного газа и ГТУ, высокие экологическая чистота и экономичность, короткое время возведения электростанции.

Сегодня в мире в коммерческой эксплуатации находятся сотни ПГУ мощностью 400-450 МВт с КПД 57-58 %. Столь высокие показатели удалось получить благодаря созданию надежных ГТУ мощностью 250-300 МВт с КПД 37-39 %. В свою очередь, это стало возможно благодаря разработке монокристаллических турбинных лопаток из специальных сплавов, созданию высокоэффективных систем их охлаждения, освоению термобарьерных покрытий, разработке эффективных компрессоров с высокой степенью сжатия, малотоксичных камер сгорания со сжиганием бедных гомогенных смесей. На базе ГТУ серии Н фирмы General Electric построено больше десяти ПГУ, имеющих КПД свыше 60 %. На базе установок 9НА.01 и 9НА.02 разработаны и внедрены одновальные ПГУ мощностью 600 и 800 МВт. Фирма Siemens создала ГТУ SGT5-8000H мощностью 450 МВт, построила ПГУ мощностью 665 МВт с КПД более 60 %, в 2020 году ввела в эксплуатацию SGT5-9000HL мощностью 597 МВт для ПГУ

мощностью 840 МВт с КПД 63 %. Фирма Mitsubishi Heavy Industries (МНІ) создала ГТУ мощностью 470 МВт на начальную температуру газов 1600 вС, на базе которой введена в эксплуатацию в 2016 г. одновальная ПГУ мощностью 680 МВт с КПД 61 %.

Так как эффективность газовых турбин открытого цикла варьируется приблизительно от 33-36 % до 41-44 %, эффективность комбинированных циклов может достигать 60-63 %, в то время как на станциях с комбинированным производством тепла и электроэнергии значения коэффициента использования топлива достигают 90 %. Следует подчеркнуть, что упомянутые значения эффективности применяются к новым, правильно обслуживаемым ПГУ при полной нагрузке на условиях ISO. В других условиях значения могут быть значительно ниже.

### **3.5. Установки с газификацией топлива**

Уголь один из самых насыщенных углеродом на горючую массу видов ископаемого топлива. При сжигании угля на тепловых электростанциях (ТЭС) образуется в 2 раза больше  $\text{CO}_2$ , чем в процессе сжигания природного газа. В связи с декарбонизацией мировой экономики предполагается отказаться от использования угля в качестве энергоресурса из-за значительных выбросов  $\text{CO}_2$ , превышения допустимого уровня выбросов в атмосферу твердых углеродных частиц, оксидов серы и азота. Газификации угля позволит снизить выбросы в атмосферу и использовать уголь в качестве энергетического топлива на ближнюю и дальнюю перспективу.

Газификация - есть термохимический процесс переработки твердого топлива путем взаимодействия его с кислородом, водяными парами и другими газифицирующими агентами с целью превращения топлива в горючий газ (смесь  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и др.), предназначенный для последующего использования.

Технологии газификации можно классифицировать по разработанным технологическим системам, характеру движения газифицируемого топлива, типу дутья, теплоте сгорания получаемого газа и его назначению, по температуре и давлению газификации, а также компании, разработавшей процесс, и по другим параметрам.

По характеру движения газифицируемого топлива различают газификацию твердого топлива в расплаве, плотном слое, кипящем слое и потоке. По типу дутья можно выделить воздушную, паровоздушную, кислородную, парокислородную, паровую газификацию. В качестве окислителя может выступать также углекислый газ. По теплоте сгорания получаемых газов различают газы с низкой 4,2-6,7 МДж/м<sup>3</sup>, средней 6,7-18,8 МДж/м<sup>3</sup> и высокой свыше 18,8 до 40 МДж/м<sup>3</sup> теплотой сгорания. По назначению полученные газы делятся на энергетические (для непосредственного сжигания) и технологические (синтез, производство водорода, технического углерода). По температуре газификации различают низкотемпературную (до 800 оС),

среднетемпературную (800-1300 юС) и высокотемпературную (выше 1300 еС), по давлению - при атмосферном (0,1-0,13 МПа), среднем (2 - 3 МПа) и высоком (выше 3 МПа) давлении.

Основные направления газификации угля в зависимости от окислителя и состава продуктов газификации представлены на рисунке 3.14.

Процесс газификации в значительной степени зависит от вида подаваемого в установку окислителя. Различные сочетания всех характеристик (вид газификации и дутья, температура и скорость нагрева, давление, стадийность процесса и др.) определяют множество конкретных способов газификации, различающихся составом и теплотой сгорания газов, производительностью и экономичностью установок. Режимы, газификации варьируют в зависимости от назначения процесса, характеристик исходных углей.

Следует отметить, что при воздушной (или паровоздушной) газификации образуется воздушный (или полуводяной) газ с низкой теплотой сгорания (4 - 7 МДж/Нм<sup>3</sup>). При кислородной (или парокислородной) газификации (под давлением до 3 МПа) получают синтез-газ со средней теплотой сгорания 10 - 16 МДж/нм<sup>3</sup>. Газ с высокой теплотой сгорания (или заменитель природного газа) получают в результате кислородной (или парокислородной) газификации угля под высоким давлением (свыше 10 МПа) или в результате переработки синтез-газа. Теплота сгорания такого газа составляет 20 - 40 МДж/нм<sup>3</sup>.

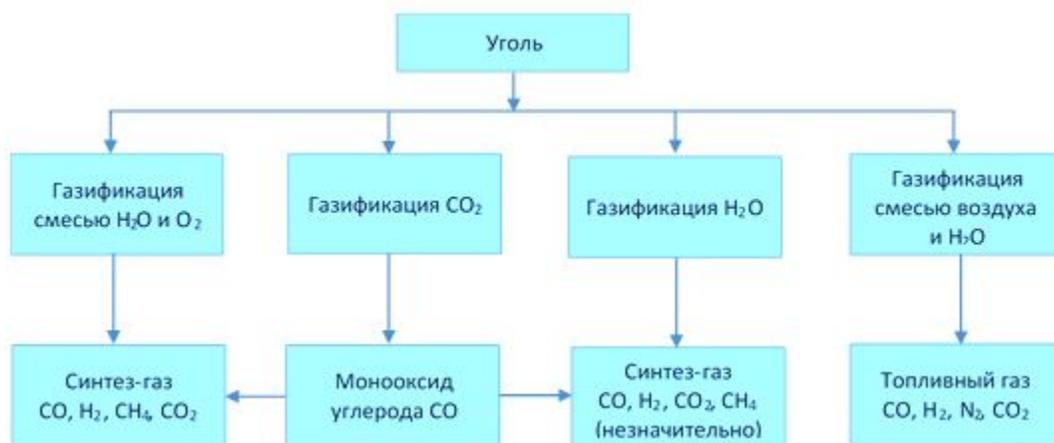


Рисунок 3.14. Способы газификации угля

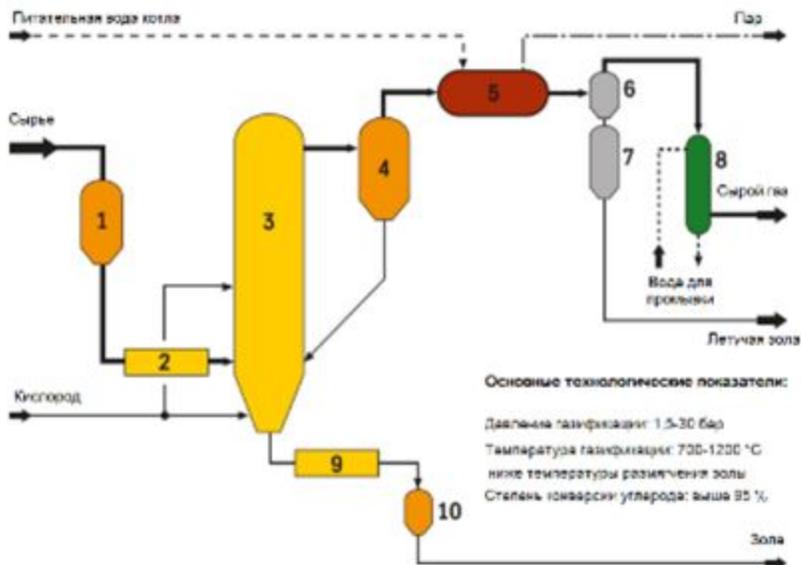
Основные отработывавшиеся технологические схемы газификации твердого топлива: в потоке - по методу Texaco, Shell, Prenflo, Destec, ABB CE; в кипящем слое - по методу Винклера, U-gas, KRW, Westinghouse Corporation; в плотном слое - по методу BritishGas/Lurgi; в расплаве в экспериментальном и пилотном масштабе - по методу Molten Salt, Pat Gas, Mak-shutte-KHD, Sumitomo, Gumboltprocess, AT-Gas, Klok-nerp. Наиболее перспективными среди указанных считаются методы газификации в потоке и

кипящем слое. Характерный состав газа, полученного при работе различных видов газификаторов, представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Характерный состав газа (об. доля, %)

Газовая компонента		Lurgi плотный слой)	( Winkler кипящий слой)	( Koppers-Totzek (поточный)	Shell (поточный)	( Техасо поточный)
№ п/п	1	2	3	4	5	6
1	H <sub>2</sub>	37-39	35-46	31	29-30	35
2	CO	20-23	30-40	58	65-70	42-50
3	CH <sub>4</sub>	10-12	1-2	0,1	0,1	0,1
4	CO <sub>2</sub>	27-30	13-25	10	2-4	13-18

В аппаратах с кипящим слоем газификация угля происходит при значениях температуры, меньших значений температуры плавления золы, а также при благоприятных условиях для тепло- и массообмена (при практически постоянной температуре по высоте слоя). Сравнительно низкие значения температуры процесса позволяют уменьшить выбросы оксидов азота, а также способствуют оптимальному связыванию серы за счет добавления известняка (или доломита). Установки с кипящим слоем работают с сухим золоудалением. Различают следующие виды газификаторов с кипящим слоем: с пузырьковым, расширяющимся и циркулирующим кипящим слоем. Газификаторы с кипящим слоем могут работать как на воздушном, так и на кислородном дутье. Выбор дутья зависит в основном от подготовки и способа подачи топлива в реактор. При использовании в качестве топлива водоугольной суспензии, газификацию проводят на кислородном дутье. Если топливо вводится в реактор сухим способом, то в качестве газифицирующих агентов используют воздух или парокислородную смесь. В настоящее время в мире созданы следующие технологии газификации углей в кипящем слое под давлением (КСД) и циркулирующем кипящем слое под давлением (ЦКСД) по методу: высокотемпературного процесса Винклера (проект ПГУ КоВга); U-Gas (проект ПГУ Toms Creek); KRW (проект ПГУ Pinon Pine). Технологическая схема высокотемпературной газификации по Винклеру представлена на рисунке 3.15.



1-Загрузочный бункер; 2-Загрузочный шнек; 3-Газогенератор высокотемпературный по Винклеру; 4-Циклонный сепаратор; 5-Котел-утилизатор; 6-Фильтр; 7-Воронка-затвор; 8-Мокрая очистка от пыли; 9-Охлаждающий шнек; 10-Система воронок-затворов;

Рисунок 3.15. Технологическая схема высокотемпературной газификации по Винклеру

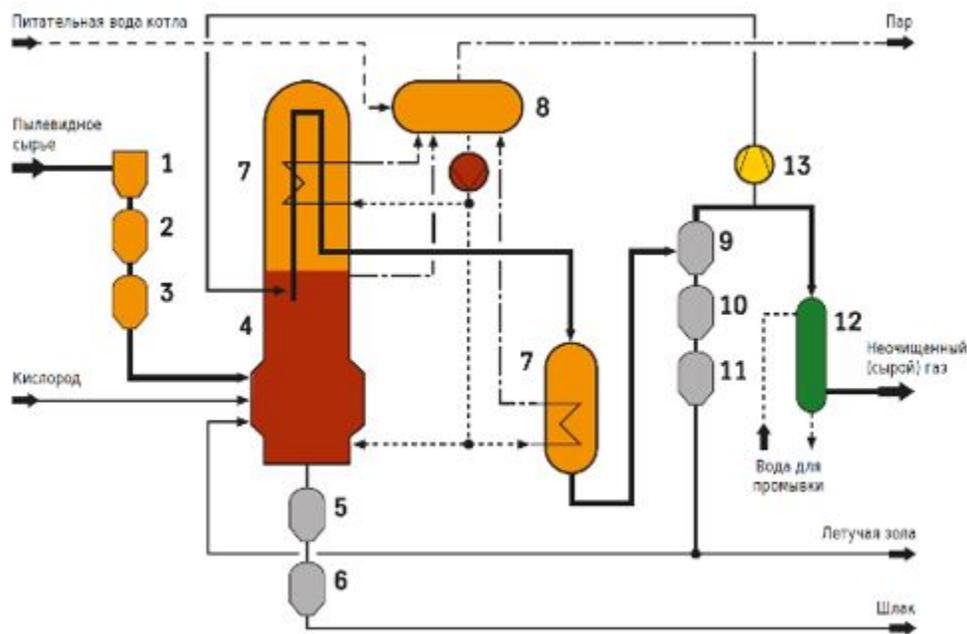
Следует отметить, что, несмотря на несомненные преимущества технологий внутрицикловой газификации углей в КСД и ЦКСД для ПГУ на твердом топливе, они достаточно сложны, и отдельные элементы схем требуют отработки. Это также касается необходимости учета качества топлива (зольность, выход летучих, содержание серы) при создании той или иной технологии.

Поточные газификаторы выполняются как с нисходящим, так и восходящим потоком. Высокие значения температуры (1400-2000 °С) и рабочие значения давления (до 3-5 МПа) процесса газификации пылевидных частиц наряду с использованием кислородного или парокислородного дутья (особенно для низкорекреационных видов твердого топлива) обеспечивают самую высокую по сравнению с другими аппаратами производительность реакционного объема. Полученные в процессе газификации газы не содержат смол и фенолов. Отсутствие возможности связывания серы в газогенераторе из-за высоких температур компенсируется глубокой очисткой меньшего объема получаемых газов. Наиболее известны процессы поточной газификации угля по методам: Texaco, Shell, Prenflo, GSP, Combustion Engineering и Dow.

Газификация топлива в потоке по методу Shell происходит следующим образом. Пылевидный сухой уголь с размером частиц менее 100 мкм (90 %) газифицируется в потоке при температуре 1450-1750 °С и давлении 3,1 МПа. Сухая подача угля обеспечивает высокие показатели эффективности процесса. Поток создается расположенными друг напротив друга горелками, использующими кислородное дутье с

добавкой пара. Использование кислородного дутья (95 % чистоты) и интенсивное смешение реагентов (угля, подогретых кислорода и пара) создает благоприятные условия для высокотемпературного турбулентного массообмена, что обеспечивает высокую скорость реакций и степень конверсии топлива за малое время их пребывания в реакторе. Получаемый синтез-газ состоит в основном из  $H_2$ ,  $CO$  и  $CO_2$ , а также следов метана и практически не содержит высших углеводородов. Стенки реакционной зоны газификатора защищены мембранными радиационными поверхностями, в которых генерируется пар среднего давления. Шлак в жидком состоянии стекает по мембранным поверхностям в нижнюю часть реактора, где охлаждается в водяной ванне. Сырой синтез-газ и летучая зола покидают газификатор при температуре около 1400-1700 оС.

Процесс газификации угля «Prenflo» разработан фирмой Krupp Koppers. Он основан на усовершенствовании промышленного процесса Koppers-Totzek и предназначен для применения в ПГУ ТЭС. Сырьем служит уголь, который подвергают газификации под давлением 2,5 МПа с высокой степенью конверсии углерода. Технологическая схема технологии PRENFLOи PSG представлена на рисунке 3.16.



1.-Циклонный фильтр; 2.-Воронка-затвор; 3.-Загрузочный бункер 4.-Газогенератор; 5.-Дробилка/коллектор шлака; 6.-Воронка-затвор для шлака; 7.-Котел-утилизатор; 8.- Паросборник; 9.- Фильтр; 10.- Воронка-затвор летучей золы; 11.- Загрузочный бункер для летучей золы; 12.- Скруббер; 13.- Компрессор закалочного газа.

Рисунок 3.16. Технологическая схема технологии PRENFLOи PSG

Характеристика способов газификации и основные методы газификации представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Характеристика способов газификации и основные технологии газификации

№ п/п	Способ	Ед. мощность и МВт	Размер частиц, мм	Вид дутья	Калорийность газа, МДж/Нм <sup>3</sup>	Содержание смолы в газе, мг/Нм <sup>3</sup>	Преимущества	Недостатки	Типичное применение	Типы е предвите.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Прямой (противоточный)	0,03 - 10,0	10 - 300	воздух	4,2 - 5,0	35 000	Техническая простота, низкая чувствительность к влажности топлива, диапазон нагрузки 15-100 %	Высокое содержание смолы, высокая запыленность газа, часто: низкая готовность из-за отложений смолы	Получение газов отопительного качества - бытового или для обогрева промышленных печей	Volu Babc and Wilc Wart Lurg BGL
2	Обращенный (прямоточный)	0,003 - 1,5	10 - 40	воздух	4,5 - 5,2	500-1000	Сравнительная чистота газа, возможность работы на тощем топливе	Малая единичная мощность, высокие удельные эксплуатационные затраты	В комплексе с ДВС по газопоршневому или газодизельному циклу	Anki Imbe IISc, Bion
				воздух / пар						
3	ПКС	0,3 - 3,0	10 - 20	воздух	4,5-7,1	13 000	Высокая интенсивность процесса (до 700 -800 кг/м2/ч), возможность связывания серы в слое, применимость для низкосортных топлив; для ЦКС меньше требования к качеству помола	Абразивный износ поверхностей, зашлаковывание сопел и межсоловых пространств, большой расход энергии на собственные нужды, продолжительный запуск	Получение газов отопительного качества	Renp BIO; Mets U-G;
				воздух / пар	4,2-6,2					
				кислород / пар	5,5-13					
4	ЦКС	1,0 - 35,0	1 - 10	воздух	4,5-7,1	13 500	Высокая чистота синтез-газа	Большие габариты, высокая стоимость	Возможность использования в ПГУ при достаточной очистке газа	Stud: Pygo, U-G; Lurg HTW
				воздух / пар	4,2-6,2					
				кислород / пар	5,5-13					
5	В потоке	10 - 300	Менее 1	кислород / пар	10,1 - 10,7	Менее 5	Высокая чистота синтез-газа	Большие габариты, высокая стоимость	Производство аммиака и СЖТ, ПГУ с ВЦГ	Shell Texa Carb Pren: E-Ga
				воздух / пар	10,1 - 10,7					

Концепция газификации твердого топлива предполагает рациональное включение процессов газификации и очистки газов в энергетический цикл при котором избыточное давление в системе газификации и очистки газов, а также воздух для процесса газификации обеспечиваются от воздушных компрессоров комбинированной ПГУ, пар для процесса газификации поступает из отборов паровых турбин установки,

физическое тепло и избыточное давление полученного газа максимально используются в энергетическом цикле для получения полезной мощности. Таким образом, парогазовая и газогенерирующая установки являются единым комплексом.

Применение новых для энергетики экологически чистых и эффективных технологий, включая ПГУ с ВЦГ, установок с прямым сжиганием твердого топлива под давлением в кипящем или циркулирующем слое играет крайне важную роль для условий Казахстана при ограниченных запасах газа и больших запасах угля.

Газификация твердого топлива решает задачи перевода твердых горючих ископаемых в удобное для сжигания «чистое топливо» - горючие газы, а также в необходимое химическое сырье - водород и смеси водорода с оксидом углерода. Отличительной особенностью технологии газификации является возможность предотвращать образование в продуктах сгорания топлива вредных выбросов (оксидов серы и азота). Следствием этой особенности стала возможность получения в газогенерирующей установке дополнительных продуктов, таких как чистая сера или серная кислота, минеральные удобрения или стройматериалы, катализаторы для очистки сточных вод, концентраты редких металлов и т. д.

В США, Германии, Японии, Китае, России и других странах разработаны программы по экологически чистому использованию топлива на основании симбиоза парогазовой и газогенерирующей установок - так называемые ПГУ с внутрицикловой газификацией (ВЦГ). Блок-схема процессов в цикле ПГУ с ВЦГ представлена на рисунке 3.17.

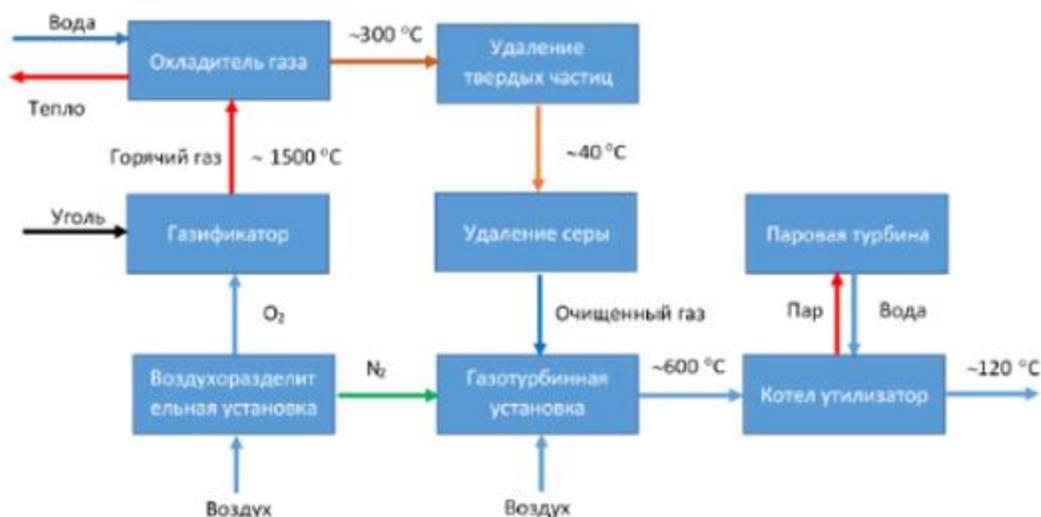


Рисунок 3.17. Блок-схема процессов в цикле ПГУ с ВЦГ

К настоящему времени накоплен опыт работы более чем 20 ПГУ с ВЦГ. Все они уже прошли стадию опытной эксплуатации, и ряд энергоблоков переведен в коммерческую эксплуатацию. Тем не менее у них имеются серьезные проблемы. Первая - это высокие капитальные затраты; вторая связана с вопросами надежности.

Коэффициент надежности таких установок меньше, чем у энергоблоков на основе традиционных технологий сжигания угля. КПД пока не высок (на большинстве объектов ПГУ с ВЦГ в эксплуатации нетто-КПД цикла находится на уровне 40 %). В современных ПГУ «классического» типа эффективность находится на уровне 55 % и выше. Но технологии постоянно развиваются, и вопросы надежности и повышения КПД ПГУ с ВЦГ уже решаются. В перспективе к 2030 году на ПГУ с ВЦГ планируется получить КПД 55-60 %.

Таблица 3.5. Сведения о некоторых ПГУ с ВЦГ

№ п/п	Название станции	Страна	Г о д пуска	Модель ГТУ	Мощность ГТУ, МВт	К-во ГТУ	Топливо (теплота сгорания, МДж/нм <sup>3</sup> )	Мощность ТЭС, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Buggenum	Нидерланды	1994	Siemens V94.2	156	1	СГ	284/253
2	Wabash River	США	1995	GE 7FA	192	1	СГ	297/262
3	Tampa Polk	США	1996	GE 7FA	192	1	СГ	282/250
4	Pinon Pine	США	1996	GE 6FA	76	1	СГ	104/100
5	Vresova	Чехия	1996	GE 9E	123	2	СГ	385/350
6	Pernis	Нидерланды	1997	GE 6B	55	2	СГ	155
7	Puertollano	Испания	1998	Siemens V94.3	182	1	СГ	335/310
8	ISAB Energy	Италия	1999	Siemens V94.2	166	2	СГ	563/521
9	SARLUX	Италия	2000	GE MS9001E	136	3	СГ	561/452
10	Negishi	Япония	2003	M701F	270	1	СГ	433/348
11	Sulcis	Италия	2005	Siemens V94.2	173	2	СГ	585/471
12	Nakoso	Япония	2007	M701DA	142	1	СГ	250/220
13	GreenGen (Huaneng )	Китай	2012	Siemens AG SGT5- 2000E	160	1	СГ	265/250
14	Edwardsport	США	2013	GE 7FB	135	2	СГ	630/618
15	Kemper County	США	2014	SGT6- 5000F	111	2	СГ	582/550
16	Taeon	Южная Корея	2015	GE 7FA	235	1	СГ	380/305

Технологическая схема установки большой единичной электрической мощности ( 250 МВт) газификации топлива в потоке по технологии Техасо реализована в рамках проекта ПГУ Tampa Electric на ТЭС Polk, Mulberry (Флорида, США). Основа установки - поточный газификатор, работающий при температуре 1320-1430 еС, давлении - от 3 до 4 МПа, на кислородном дутье (95 % чистоты), производимым специальной кислородной установкой.

Электрическая мощность ПГУ Tampa Electric составила 313 МВт (брутто), в том числе ГТУ (GE MS 7001 FA) - 192 МВт, ПТУ - 121 МВт, электрическая мощность (нетто) - 250 МВт, собственные нужды - 63 МВт, КПД процесса - около 38-42 %. Производительность по углю - 2200 т/сут. Пуск установки осуществлен в сентябре 1996 г. с последующей демонстрационной эксплуатацией до конца 2001 г. отработано более 18 тыс. часов. Выбросы  $\text{NO}_x$  составили менее 116 мг/МДж,  $\text{SO}_2$  менее 64 мг/МДж.

В основу установки газификации топлива в потоке по технологии иDestec" (E-Gas) положен двухстадийный поточный газификатор с жидким шлакоудалением, работающий при температуре 1371 °С, давлении 2,75 МПа на кислородном дутье (95 % чистоты), производимом специальной кислородной установкой. Установка построена в рамках проекта ПГУ Wabash River на ТЭС Wabash River в West Terre Haute (Индиана, США). Электрическая мощность ПГУ Wabash River составила 296 МВт (брутто), в том числе ГТУ (GE MS 7001 FA) - 192 МВт, ПТУ - 104 МВт, мощность (нетто) - 262 МВт, на собственные нужды - 34 МВт, КПД процесса - 39,7 % на угле и 40,2 % на нефтяном коксе. Производительность по углю - 2544 т/сут. Пуск установки осуществлен в ноябре 1995 г. с последующей демонстрационной эксплуатацией до конца 1999 г. Накоплено более 15 тыс. часов работы. Выбросы  $\text{NO}_x$  составили менее 64 мг/МДж,  $\text{SO}_2$  - менее 43 мг/МДж. Связывание серы превысило 97 %.

Один из крупнейших проектов газификации угля в потоке по методу Prentflo - проект ПГУ, осуществленный в г. Пуэрто-Рио (Испания). Электрическая мощность ПГУ составляет 335 МВт (310 МВт нетто), в том числе ГТУ - 182 МВт (Siemens V94.3), ПТУ - 145 МВт, КПД (нетто) - 42 %. В качестве топлива используется смесь угля с нефтяным коксом. Производительность газогенератора по топливу - 2600 т/сут. Используется кислородное дутье (85 % чистоты). Произведенный неочищенный газ разбавляется на выходе из газификатора очищенным подогретым газом и затем охлаждается в теплообменниках высокого и среднего давления котла-утилизатора примерно до 235 °С. Очищенный синтез-газ содержит более чем 80 %  $\text{H}_2 + \text{CO}$  и имеет низшую теплоту сгорания около 10 МДж/м<sup>3</sup>. Выбросы вредных веществ составляют по  $\text{SO}_2$  - менее 25 мг/нм<sup>3</sup>, по  $\text{NO}_x$  - менее 150 мг/нм<sup>3</sup>.

В одном из последних ПГУ с ВЦГ - Edwardsport (2013 г., газогенератор GE, N = 630 МВт) удалось достичь эффективности 43 %. В проекте Kemper County IGCC N = 582 МВт (в 2014 г. пущена на природном газе, 15 июля 2016 г. начата эксплуатация первого газогенератора, 19 сентября 2016 г. введен в эксплуатацию второй газогенератор; после отладки работы всех основных подсистем осуществляется коммерческая эксплуатация станции на синтез-газе) применен газогенератор TRIG и достигнут КПД нетто более 44 %.

Комбинированный цикл комплексной газификации (IGCC) объединяет в себе газификацию с очисткой газа, конверсию синтез газа и технологии производства энергии с помощью турбин для производства чистой и доступной энергии. Данная интеграция процессов конверсии энергии дает более полную утилизацию источников энергии и предлагает высокие уровни эффективности и ультранизкого загрязнения. Более того, IGCC может преобразовывать принципиально любое углеродное сырье в такую продукцию, как электроэнергия, пар, водород и химическая продукция с добавленной стоимостью. Различные технические комбинации позволяют отрасли использовать дешевые и легкодоступные ресурсы и отходы в высокоэффективных вариантах конверсии энергии. Эти параметры можно выбрать с учетом целого ряда применений.

Комбинированный цикл комплексной газификации (IGCC) в настоящее время применяется на нескольких итальянских аффинажных заводах для конвертирования побочных продуктов и остатков в ценный водород для процесса крекинга и CO для генерации тепла и электроэнергии (в рамках BREF для заводов). Три установки IGCC, работающие в Испании, Нидерландах и Чешской Республике конвертируют кокс и биомассу в электроэнергию для национальной электросети. По всему миру работают также и другие установки IGCC.

### **3.6. Влияние факторов нагрузки и режимов на экологические показатели**

Горение топлива в топках котлов должно быть организовано таким образом, чтобы котел работал не только надежно и экономично в широком диапазоне нагрузок, но и с соблюдением установленных экологических норм.

Образование оксидов азота в топках котлов при сжигании топлива происходит в результате окисления азота воздуха при высоких температурах (воздушные оксиды азота), а при сжигании твердого топлива также при разложении и окислении азотосодержащих соединений, входящих в состав топлива (топливные оксиды азота). Как показали исследования при работе на угле одну из главных ролей в процессе образования оксидов азота играют так называемые топливные оксиды азота. Именно поэтому механизм Зельдовича (механизм образования воздушных оксидов азота) не мог дать правильного решения проблемы сокращения выбросов оксидов азота на пылеугольных котлах.

Как показали исследования при сжигании угольной пыли в воздухе с коэффициентом его избытка 1,2 в  $\text{NO}_x$  превращается около 20-25 % азота, содержащегося в каменных углях, и 16-20 % азота, входящего в состав бурых углей. Соответственно 75-85 % топливного азота переходит в продукты сгорания в виде  $\text{N}_2$ . Полученные результаты, казалось бы, открывали широкие возможности для существенного сокращения выбросов  $\text{NO}_x$  котлами, так как изменениями конструкции

горелок и других элементов топки можно значительно повлиять на рассмотренные параметры пылеугольного факела. Однако трудность реализации методов подавления оксидов азота состояла в том, что большинство технических решений, снижающих образование  $\text{NO}_x$ , ухудшало топочный процесс, и наоборот - почти все мероприятия, улучшающие горение топлива, одновременно вели к возрастанию выхода  $\text{NO}_x$  (таблица 3.6).

Таблица 3.6. Влияние технических решений и режимов работы на уровень выбросов  $\text{NO}_x$  и недожог топлива

№ п /п	Параметр топочного процесса	Влияние	
		На уровень выхода $\text{NO}_x$	На недожог
1	2	3	4
1	Уменьшение избытка воздуха	Снижает	Увеличивает
2	Повышение температуры воздуха	Повышает	Уменьшает
3	Понижение нагрузки топки	Снижает	Увеличивает
4	Одновременное сжигание угольной пыли с газом или мазутом	Снижает	Увеличивает
5	Уменьшение стехиометрического соотношения в зоне первичного сгорания	Снижает	Увеличивает
6	Ступенчатый ввод топлива (или его перераспределение между горелками)	Снижает	Увеличивает
7	Снижение тепловсприятия топочных экранов	Повышает	Уменьшает
8	Рециркуляция дымовых газов	Снижает	Увеличивает
9	Улучшение смесеобразования топлива с воздухом	Повышает	Уменьшает
10	Впрыск пара в зону горения	Снижает	Увеличивает
11	Ступенчатый ввод воздуха	Снижает	Увеличивает

И все же, длительные поиски и большой объем промышленных испытаний позволили для большинства углей найти такие технические и режимные решения, которые уменьшали образование  $\text{NO}_x$  без заметного ухудшения топочного процесса. При оптимизации топочного процесса за счет режимных факторов возможно снижение выбросов  $\text{NO}_x$  на 10-40 % (большая цифра относится к котлам, сжигающим природный газ или высокорреакционные каменные угли). В случае малореакционных и сильношлакующих топлив внедрение малотоксичного сжигания без соответствующей реконструкции топочной камеры может вызвать шлакование экранов, высокотемпературную коррозию, или увеличение потерь с недожогом топлива.

Оптимизация работы систем пылеприготовления с прямым вдуванием позволяет снизить выбросы оксидов азота на 15-20 %. На котле БКЗ-420-140/5 Карагандинской

ТЭЦ-3 были проведены сравнительные опыты при одинаковой нагрузке, но при разном числе включенных мельниц. При отключении одной из мельниц (с сохранением нагрузки котла) для 5-8-й горелок избыток воздуха уменьшался примерно до 1. Сжигание 2/3 топлива с пониженным коэффициентом избытка воздуха приводило к уменьшению концентрации оксидов азота примерно на 15 %.

В опытах, проведенных при сжигании Ирша-Бородинского угля на реконструированном котле ПК-10Ш Красноярской ТЭЦ-1, было обнаружено, что отключение одной из четырех молотковых мельниц и подача через две неработающие горелки 50 % расчетного расхода вторичного воздуха снижают концентрацию оксидов азота почти на 20 % по сравнению с таким режимом, когда через все восемь горелок подавалась топливовоздушная смесь. При этом тангенциальная компоновка горелок обеспечивает незначительное повышение содержания горючих в уносе при работе трех мельниц по сравнению с режимом при работе четырех мельниц.

Поскольку при сжигании газомазутного топлива образовавшиеся  $\text{NO}_x$  - это в основном термические оксиды азота, то, как правило, внутритопочные мероприятия направлены на снижение локальных температур и избытков воздуха.

Снижение избытков воздуха, подаваемого для горения топлива, уменьшает образование как термических, так и топливных  $\text{NO}_x$ .

Достоинством этого метода является отсутствие дополнительных капитальных затрат, однако низкие избытки воздуха приводят к увеличению химической неполноты сгорания, а в ряде случаев - к образованию канцерогенных веществ. Поэтому реализация данного метода подавления оксидов азота на практике требует определенной культуры эксплуатации и наличия современной системы автоматизации процесса горения.

Влияние избытков воздуха на образование оксидов азота описывается экстремальной зависимостью с максимумом при  $i_{\text{max}} = 1,15-1,25$  для газомазутных котлов и  $i_{\text{max}} = 1,4-1,5$  для пылеугольных котлов в зависимости от конструкции горелочных устройств и состояния топочной камеры. Причем максимум содержания  $\text{NO}_x$  в дымовых газах соответствует такому значению коэффициента избытка воздуха, при котором в данных условиях достигается наиболее полное сгорание топлива.

В результате снижения избытков воздуха до значений  $\eta_{\text{раб}} = \eta_{\text{кр}} + 0,02-0,04$  обычно наблюдается уменьшение выбросов оксидов азота на 10-30 %. При этом не требуется каких-либо дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат, а все расходы на его внедрение сводятся к стоимости режимно-наладочных испытаний котла.

Еще больший эффект снижения выбросов оксидов азота, как показали результаты экспериментов, наблюдается при дальнейшем снижении избытка воздуха ниже значений  $\eta_{\text{раб}}$  вплоть до появления химического недожога. Причем основное снижение

эмиссии  $\text{NO}_x$  происходит уже при появлении умеренного недожога топлива. Так, повышение химического недожога, сопровождавшееся ростом концентрации СО в продуктах сгорания (в контрольном сечении) до 50 ppm ( $62,5 \text{ мг/м}^3$ ), приводило к снижению содержания оксидов азота на 25-30 %. Таким образом, при сжигании природного газа и мазута за счет организации контролируемого умеренного химического недожога можно добиться заметного снижения эмиссии. Снижение избытка воздуха в горелках котла ТГМ-94 с 1,07 до 1,025 приводило к снижению  $\text{NO}_x$  более чем на 40 %.

Определенное влияние на образование оксидов азота в мазутных котлах оказывает также температура подогрева мазута перед сжиганием. Снижение вязкости положительно сказывается на уменьшении максимального размера капель и сокращения времени горения, однако в этом случае возможно коксование.

При снижении нагрузки котла снижается теплонапряжение топочного объема, соответственно, температура. Так снижение нагрузки котла ТГМП-114 блока 300 МВт до 58 % позволило снизить выбросы  $\text{NO}_x$  в 2 раза. Снижение температуры горячего воздуха (применимо при сжигании природного газа) с 315 до 200 С на блоках 300 МВт уменьшило образование  $\text{NO}_x$  на 40 %. Однако следует сказать, что снижение температуры горячего воздуха приводит к повышению температуры уходящих газов и снижению КПД котла.

### **3.7. Переходные условия эксплуатации (пуск-останов)**

Для КТЭУ в периоды пуска, останова и значительного изменения нагрузки, некоторых проектных режимов их эксплуатации (например, при применении средств очистки радиационных и конвективных поверхностей нагрева, воздухоподогревателей, экономайзеров), а также во время режимно-наладочных испытаний значения выбросов могут быть значительно выше.

Кроме того, на значения выбросов существенное влияние оказывают качественные характеристики энергетического топлива, которые не являются постоянными величинами. Возможные колебания характеристик топлива зависят от особенностей месторождений и технологии их разработки. По этим причинам значения технологических показателей топливосжигающих устройств могут изменяться. Для КТЭУ, работающих в пиковых или полупиковых режимах (менее 2000 часов в год), характерна значительная доля времени работы в режимах пусков, остановов, изменения нагрузки. Поэтому, для целей нормирования выбросов, осуществлении государственного и производственного экологического контроля таких КТЭУ рекомендуется использовать повышающий коэффициент 1,5 к технологическим показателям НДТ, принятым для обычных КТЭУ.

### **3.8. Разгрузка, хранение и обращение с топливом и добавками**

#### **3.8.1. Твердое ископаемое топливо и добавки**

Республика Казахстан располагает значительными ресурсами разнообразных по качеству и марочному составу ископаемых углей.

Основная доля добываемого энергетического угля - более 50 % идет на нужды электроэнергетической отрасли, остальной объем - на коммунально-бытовые нужды населения, а также на промышленные предприятия.

Уголь является топливом крупных конденсационных электростанций экибастузского топливно-энергетического комплекса, а также многих ТЭЦ в столице и областных центрах Казахстана.

Основным видом доставки угля является железнодорожный транспорт.

Обычно разгрузка угля осуществляется с помощью вагоноопрокидывателей и ленточных конвейеров. В зимний сезон составы проходят через размораживающее устройство для оттаивания смерзшегося угля. Из каждого вагона уголь опрокидывается в приемный бункер. Подвижный механизм рыхления, расположенный над приемным бункером, дробит смерзшийся уголь, чтобы уменьшить размер кусков угля. Далее подающий механизм дробления, расположенный под приемным бункером, еще больше уменьшает размер кусков угля и грузит его на конвейер.

Предусматриваются устройства для отделения металлических и деревянных предметов из угля.

Уголь подается ленточным конвейером в промежуточный бункер, находящийся в башне пересыпки, далее реверсивным ленточным конвейером уголь транспортируется либо на склад угля, либо к угольному бункеру котла.

Для взвешивания топлива, поступающего в котельное отделение и на склад, на соответствующих конвейерах устанавливаются ленточные весы.

Уголь обычно хранится на открытых угольных складах с объемом хранения на срок использования не менее чем 20 суток. Это дополнительное место хранения помогает обеспечить безопасность поставок топлива, поскольку снижается зависимость от транспортной логистики. Емкость хранилища зависит от различных параметров, таких как, например, цены и доступность топлива, политики по запасам компании, безопасности поставок и погодных условий.

Схема приема, разгрузки и подачи топлива приведена на Рисунок 3.18.



### Рисунок 3.18. Схема приема, разгрузки и подачи твердого топлива

Хранение и транспортировка топлива могут привести к образованию пыли. По этой причине на открытых складах проводится увлажнение путем распыла воды в целях предотвращения выбросов мелкодисперсных частиц пыли.



Рисунок 3.19. Увлажнение склада угля

При проведении погрузочно-разгрузочных работ на открытом воздухе высота падения топлива должна быть как можно меньше во избежание неорганизованного выброса пыли. Узлы пересыпки и конвейера выполняются в основном закрытыми; на узлах пересыпки устанавливаются системы аспирации с возвратом уловленной пыли в тракт топливоподачи. Допускается установка открытых конвейеров на складе топлива, обусловленная конструкцией погрузочно-разгрузочной машины.

Поверхность склада перед складированием обычно уплотняется, что дает возможность предотвратить загрязнение почвы и грунтовых вод при хранении угля. Уголь на складе как правило выбирается и сжигается до того, как осадки проникнут в складированный объем и станут выщелачиваться на поверхности. В зонах длительного хранения угля обычно используются вторичные методы, такие как расчистка бульдозером угольного склада для сокращения площади складирования угля. Тем самым, уменьшается вероятность загрязнения почвы и грунтовых вод, а также снижается неорганизованный выброс пыли.

В настоящее время для определенных твердых видов топлива, в зависимости от места размещения электростанции, устанавливается полное ограждение во время транспортировки и хранения (не является обязательным требованием).



### Рисунок 3.20. Ограждение угольного склада

Уборка пыли и осыпи угля в помещениях топливоподдачи механизированна. Под конвейерами в головной части рекомендуется предусматривать установку подборщиков просыпи. В обоснованных случаях допускается для неотапливаемых помещений предусматривать сезонную гидроуборку. Удаление топлива из приямков гидроуборки должно быть механизировано с последующей его утилизацией.

В обоснованных случаях допускается пневмоуборка помещений топливоподдачи.

#### **Добавки**

Добавки и химические реагенты часто используются для различных целей на топливосжигательной установке. Они могут использоваться в очистном оборудовании, таком как установки десульфуризации, для восстановления оксидов азота, а также в установках для очистки воды и сточных вод. Например, химические реагенты используются в качестве добавок для подпитки котлов, а в системах охлаждения используются биоциды.

Поставщик или работодатель указывает на необходимость надлежащего хранения данных материалов. Поскольку реагенты могут взаимодействовать друг с другом, применяемые методы хранения и обращения обычно включают разделение любых реакционноспособных материалов. Жидкости обычно хранятся в бочках или резервуарах в открытых или закрытых зонах, а также используются кислото- или химически стойкие покрытия. Мелкие пылевидные твердые вещества, такие как известь, обычно хранятся в закрытых помещениях в бункерах, в бочках или мешках, с изолированными дренажными системами. Кусковое твердое сырье зачастую хранится в открытых складских зонах. Для транспортировки материалов используются пневматические или механические системы транспортировки (например, шнековые транспортеры, ковшовые элеваторы).

Нормы охраны труда и безопасности регулируют также хранение, обработку и распределение жидкого или газообразного аммиака, которые используются в установках СКВ (установка селективного каталитического восстановления оксидов азота) и СНКВ (установка селективного некаталитического восстановления оксидов азота) для снижения выбросов  $\text{NO}_x$ .

#### **3.8.2. Жидкое топливо**

Жидкие виды топлива используются:

мазут в качестве основного топлива котлов электростанций и котельных, в Казахстане используется очень редко;

мазут - в качестве резервного, аварийного или растопочного вида топлива для котлов, в которых основным топливом является газ или твердое топливо, наиболее распространенный в республике метод использования;

дизельное или газотурбинное топливо используется в качестве основного топлива газотурбинных установок электростанций. Дизельное топливо может также использоваться в качестве резервного или аварийного при основном газообразном топливе.

Поставка жидкого топлива на электростанцию осуществляется, как правило, железнодорожным транспортом в цистернах. Допускается поставка дизельного или газотурбинного топлива трубопроводным, автомобильным или водным транспортом.

Мазут сливают из железнодорожных цистерн самотеком после предварительного разогрева с обеспечением температуры мазута на всасе насосов приемной емкости не ниже 60 °С:

«острым» перегретым или насыщенным паром (подача водяного пара к днищу цистерны устройствами верхнего разогрева или через устройства нижнего слива;

циркуляционным способом через закрытые сливные устройства нижнего слива со сливом без контакта с наружной средой;

способом индукционного разогрева.

Емкость приемного резервуара для топлива, доставляемого железнодорожным транспортом, должна обеспечивать при аварийной остановке перекачивающих насосов прием топлива в течение 30 мин.

Хранение мазута осуществляется в металлических или железобетонных резервуарах, расположенных по противопожарным условиям на достаточном удалении от главного корпуса ТЭС. Крышки люков в резервуарах должны быть всегда плотно закрыты на болты с прокладками, для предупреждения испарения углеводородов в окружающую среду.

Резервуары обычно группируются внутри обвалования (накопительного резервуара), фактическая емкость обвалования в соответствии с нормами технологического проектирования выбирается из условия утечки наиболее крупного резервуара. Обвалование должно быть полностью герметичным и должно включать маслоуловители, чтобы предотвратить попадание нефтепродуктов в сточные воды электростанции.

В зависимости от климатических условий на объекте и типа хранящегося мазута, резервуары для хранения могут нуждаться в оборудовании системами нагрева для приведения мазута (в частности, тяжелого мазута) до соответствующей температуры для его транспортировки и для обеспечения правильного распыления в горелке, что является важной техникой сокращения загрязнения.

Разогрев мазута в резервуарах мазутного хозяйства принимается циркуляционный и, как правило, по отдельному специально выделенному контуру. В местах забора

мазута допускается применение местных разогревающих устройств с помощью горячего мазута или пара

В таких случаях резервуары должны быть надлежащим образом изолированы.

Предусматривается отвод замазученной воды из нижней части любого резервуара мазутного хозяйства в нефтеловушки, специально устанавливаемые в мазутном хозяйстве, с последующей подачей воды на очистные сооружения, а уловленного мазута в приемную емкость или в резервуары.

Регулярные проверки содержимого резервуара для выявления утечек и проверки уровня заполнения является обычной практикой. Автоматические системы, включающие аварийные сигнализации, используются для проверки уровня заполнения.

На резервуарах для хранения мазута предусматривается установка вентиляционных патрубков с огнепреградителями.

Перекачивание мазута по трубопроводам осуществляется только в нагретом состоянии. Это связано со способностью мазута застывать при температуре окружающей среды.

Подача мазута из хранилища в котельную осуществляется по магистральным трубопроводам, снабженными параллельно проложенными трубами с паром, имеющим общую теплоизоляцию. Для обеспечения текучести мазута по трубопроводам его необходимо подогревать до температуры 80-130°C в зависимости от количества парафиносодержащих соединений в топливе.

Перед поступлением в магистральный трубопровод мазут проходит через подогреватель и фильтры грубой и тонкой очистки. Подогреватель обеспечивает оптимальную температуру и вязкость мазута. Фильтры используются для задержки примесей и предотвращения забивания узких каналов мазутных форсунок.

Для обеспечения пожаробезопасности температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 100аС ниже температуры вспышки. Кроме того, все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний. Также предусматривается сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание. Контроль температуры мазута в резервуарах, может осуществляться при помощи ртутных термометров, устанавливаемых на всасывающем патрубке топливных насосов.

Все мазутопроводы, прокладываемые на открытом воздухе и в помещениях с температурой ниже +5°C, должны иметь паровые или другие обогревающие спутники в общей с ними изоляции.

В газовых турбинах, работающих на жидком топливе, может быть использовано только очищенное жидкое топливо. Топливо должно быть доведено до необходимого давления перед тем, как произойдет процесс сжигания в самой газовой турбине.

Дизельное топливо при использовании в современных газовых турбинах, требует предварительной обработки на установке подготовки топлива с целью уменьшения концентрации натрия, калия и кальция, а также удалении твердых примесей, присутствие которых являются губительным для лопастей турбины.

На газотурбинной ТЭС установка подготовки жидкого топлива включает в себя нагреватели топлива (электрического типа или с паровым контуром), а также необходимые насосы и трубопроводы.

Жидкое топливо, предназначенное для использования в газовых турбинах, должно удовлетворять следующим требованиям:

- высокая степень чистоты;

- низкая степень коррозионной активности по отношению к вспомогательным частям и узлам и к горячим лопастям турбины;

- низкая степень осадкообразования, особенно на горячих лопастях турбины.

Котельные установки для сжигания жидких и газообразных топлив конструктивно основаны на системах для факельного (пылевидного) сжигания твердого топлива. Все газообразные и жидкие топлива могут сжигаться горелками, расположенными в нижней части топки. В горелки любого типа всегда подается воздух для смешения с топливом и горения.

В то время как газообразное топливо напрямую сжигается в смеси с воздухом, жидкое топливо распыляется в топке посредством форсунок, производящих мелкие капли в результате механического процесса или при помощи вспомогательной среды (воздух или пар) под давлением. Для того, чтобы получить гомогенное горение, используются мелкодисперсные аэрозольные капли размером от 30 до 150 мкм.

Для сжигания жидких и газообразных топлив в энергетических котлах используются фронтальное, встречное, тангенциальное (или угловое) расположение горелок, установленных от одного до четырех ярусов.

При сжигании мазута должны быть учтены следующие проблемы:

- необходимость дополнительного нагрева перед распылением из-за высокой вязкости;

- склонность топлива к формированию коксовых частиц;

- формирование отложений на конвективных поверхностях нагрева;

- низкотемпературная сернистая коррозия воздухоподогревателей.

Две первые проблемы вызваны высоким молекулярным весом и асфальтеновой природой некоторых элементов, входящих в состав топлива. Вторая и третья проблема возникают из-за присутствия в топливе серы, азота, ванадия.

Система подготовки мазута к сжиганию может включать устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов

### 3.8.3. Газообразное топливо

Газ в качестве топлива используется прежде всего в Южной зоне.

Газообразное топливо доставляется на крупную топливосжигающую установку по трубопроводу либо из газовой скважины, либо из декомпрессионного хранилища сжиженного природного газа (СПГ). Газовое хозяйство электростанции предназначено для подачи природного (или после переработки) газа к газовым турбинам, дополнительным камерам дожигания или котельным агрегатам, для которых этот газ является основным (постоянным или сезонным), резервным или аварийным топливом.

Природный газ из разных скважин различается по качеству. Часто на производственном объекте может производиться очистка газа, что снижает транспортные проблемы в трубопроводах.

Системы газоснабжения ТЭС предусматривают обеспечение топливом газопотребляющих установок с разным требуемым давлением газа: от 1,2 до 5,0 МПа - для ГТУ и ПГУ, и порядка 0,2 МПа - для котельных агрегатов.

Схемы систем газоснабжения ТЭС от газораспределительной станции (ГРС) на магистральных газопроводах могут предусматриваться как совместные, так и отдельные при разных давлениях транспортируемого газа и для разных требуемых давлений газопотребляющих установок.

Подводящие газопроводы от ГРС или магистральных газопроводов до площадки ТЭС следует прокладывать, как правило, подземно, а по территории электростанции выполняется, как правило, надземно. Распределительный газопровод котельного или газотурбинного отделения прокладывается вне здания.

В системах газоснабжения ТЭС должны быть предусмотрены мероприятия по снижению уровня шума

Предусматриваемый на территории электростанции ГРП предназначен для снижения и поддержания давления поступающего газа на уровне, установленном техническими условиями на котлоагрегат.

Производительность ГРП на ТЭС, где газовое топливо является основным, должна быть рассчитана исходя из максимального потребления газа котлами, а на ТЭС, сжигающих газ сезонно, - из суммарного расхода газа летнего режима.

ГРП располагается на территории ТЭС в отдельном здании, в пристройках или под навесами.

Для ТЭС с суммарным расходом газа до 500 тыс.  $\text{Нм}^3/\text{ч}$  предусматривается сооружение одного ГРП, при большем расходе газа - двух и более ГРП.

Для ТЭС с энергоблоками 800 МВт и более предусматривается, как правило, сооружение ГРП отдельно для каждого блока.

Газовые турбины используют только чистые газы для прямого сжигания.

Система газоснабжения ГТУ включает в себя подводящий газопровод, пункт подготовки газа (ППГ) с дожимными компрессорными станциями (ДКС), наружные и внутренние газопроводы с блоками отключающей арматуры. Требуемое стабильное давление газа перед стопорными клапанами ГТУ обеспечивается блоком регулирования давления газа, входящим в состав пункта подготовки газа. В зависимости от давления газа в подводящем газопроводе и требуемого давления перед ГТУ возможны два принципиальных варианта схемы подачи газа - с дожимными компрессорами и без них.

Пункт подготовки газа должен в общем случае обеспечивать: очистку, редуцирование и/или компримирование, подогрев газа, осушку газа для пневмоприводной арматуры, измерение расхода газа.

Адиабатическое охлаждение расширенного газа можно использовать для охлаждения свежего воздуха, поступающего в компрессор газовой турбины. Топливные газы при атмосферном давлении из других источников должны находиться под давлением до необходимого входного давления камеры сгорания конкретной газовой турбины. Допускается также предварительный нагрев топливного газа.

Газопроводы должны отвечать всем техническим требованиям, предъявляемым действующими нормативными документами к конструкции, монтажу и контролю качества технологических трубопроводов.

В целях снижения влияния на окружающую среду при обращении с газообразным топливом использовать технику: НДТ 67 - Предохранительные клапаны на ГРП и газопроводах.

### **3.9. Разгрузка, хранение и очистка масел**

#### **3.9.1. Технологии обращения с маслами, применяемыми на топливосжигающих установках**

Содержание данного раздела не распространяется на обращение с энергетическими маслами, содержащими полихлорированные дифенилы и другие стойкие органические загрязнители. В связи с их особой опасностью для здоровья людей и окружающей среды обращение с ними регулируется отдельными нормативными документами в области охраны окружающей среды, санитарно-эпидемиологического благополучия населения и промышленной безопасности. Применение масел или оборудования, содержащих полихлорированные дифенилы или другие стойкие органические загрязнители, не является НДТ.

#### **Функции маслохозяйств ТЭС:**

Масла на топливо сжигающих установках применяются для следующих целей:

электроизоляционные (трансформаторные) масла для использования в маслонаполненном электрооборудовании: силовых трансформаторах и реакторах,

измерительных трансформаторах тока и напряжения; высоковольтных вводах, масляных выключателях, генераторах с масляным охлаждением статора;

нефтяные (минеральные) турбинные масла для применения в тепломеханическом, гидромеханическом и насосном оборудовании;

огнестойкие турбинные масла типа ОМТИ для применения в тепломеханическом и насосном оборудовании;

индустриальные масла (компрессорные, индустриальные, гидравлические и др.) для применения во вспомогательном оборудовании (углеразмольное оборудование, тягодутьевые машины котельных агрегатов, насосы, электродвигатели, компрессоры).

В процессе эксплуатации и при техническом обслуживании оборудования масла расходуются вследствие протечек, при сливе отстоя при обводнении, испарении, отборе проб для анализа, а также при очистке и восстановлении свойств масла. Вследствие этого необходим периодический долив масла в маслonaполненное оборудование и системы смазки. Кроме того, в процессе эксплуатации ухудшаются качественные показатели масел, в результате чего возникает необходимость в их очистке или замене. В соответствии с ПТЭ основными задачами деятельности по обращению с маслами на топливо сжигающих установках являются:

обеспечение надежной работы маслonaполненного оборудования;

сохранение эксплуатационных свойств масел; в том числе путем его очистки и восстановления свойств.

Для выполнения основных технологических операций с маслами на всех ТЭС независимо от количества и единичной мощности установленного оборудования предусмотрено сооружение масляных хозяйств - отдельных технологических объектов, предназначенных для выполнения определенных операций с маслами. Масляные хозяйства энергопредприятий, как правило, осуществляют следующие основные технологические операции:

прием масел из транспортных емкостей;

хранение масел;

подготовку масел для их залива или долива в оборудование;

подачу подготовленных масел в оборудование;

слив масел из оборудования и их прием на маслохозяйство;

выдачу масел в транспортные емкости;

хранение запаса сорбентов, присадок, фильтровальных материалов, реагентов и других расходных материалов, применяемых при обработке масла;

накопление отработанных масел, полностью утративших потребительские качества, при невозможности их восстановления силами ТЭС;

подготовку свежих сорбентов и восстановление адсорбционных свойств отработанных сорбентов;

сбор протечек и дренажей масел, накопление отходов;

аварийный слив масла из резервуаров хранения.

### **Технологическое оборудование маслохозяйств**

Для выполнения указанных операций в состав масляного хозяйства ТЭС, как правило, входят:

узел приема и выдачи масел в транспортные емкости (железнодорожные и/или автотранспортные);

открытый склад хранения масел;

масло аппаратная и складские помещения для хранения запасных частей, сорбентов и расходных материалов, расположенные в одном здании;

система маслопроводов;

передвижное масло очистное оборудование для очистки масла непосредственно в оборудовании;

транспортные емкости для доставки масел к оборудованию и от оборудования.

Открытый склад оборудуется отдельными баками для хранения масел:

свежих (ранее не использованных);

восстановленных;

отработанных, предназначенных для утилизации.

Масла различных марок, как правило, хранятся в отдельных баках. Смешиваться могут свежие и восстановленные масла одной марки, а также отработанные масла разных марок, предназначенные для утилизации (см. раздел 3.9.3). Количество и емкость баков для каждой ТЭС индивидуально, определяется количеством марок используемых масел, емкостями маслonaполненного оборудования, расходом масел.

Внутренняя поверхность маслобаков может иметь маслoбензостойкое антикоррозионное покрытие, баки оборудуются воздухоосушительными фильтрами (ВОФ), что снижает скорость старения и загрязнение масел при его хранении.

Вокруг открытого склада хранения масел и вокруг баков выполняется обвалование для предотвращения растекания масел при повреждении баков.

Масло аппаратная размещается в отдельно стоящем помещении, в котором устанавливаются расходные баки, маслonaсосы, фильтры тонкой очистки масла, установки для очистки, осушки и восстановления свойств масла, адсорберы, подогреватели масла, специальное оборудование для введения присадок, счетчики для учета масел, маслопроводы, раздаточная колонка для выдачи нефтепродуктов в автотранспорт. Здание масло аппаратной оснащается приточно-вытяжной вентиляцией, средствами механизации работ и системой автоматического пожаротушения.

Основные применяемые способы сохранения эксплуатационных свойств трансформаторного масла:

непрерывная очистка крупнопористыми адсорбентами масла, залитого в оборудование, с использованием термосифонных или адсорбционных фильтров;

правильная эксплуатация воздухоосушительных фильтров;

применение специальных средств защиты масла от окисления и загрязнения ( пленочная или азотная) или полная герметизация электрооборудования;

поддержание необходимой концентрации антиокислительной присадки (ингибитора окисления);

эффективное охлаждение масла;

эффективное восстановление свойств масла при проведении ремонтов электрооборудования;

промывка (подготовка) электрооборудования перед заменой масла.

### **Методы очистки масел**

Для очистки масла применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.). Применяются следующие физические методы удаления загрязнений из масла:

гравитационный (отстаивание в резервуарах);

центробежный (центробежные сепараторы, центрифуги);

фильтрация (фильтры, сетки, мембраны);

испарение (вакуумные дегазационные установки и др.);

электростатические и магнитные методы.

Выбор методов очистки, применяемых на конкретных энергообъектах, осуществляется исходя из потребностей предприятий.

Основным физико-химическим методом очистки, применяемым на энергетических предприятиях, является адсорбция (очистка цеолитами и другими сорбентами). Физические методы используются для глубокой осушки и дегазации масла, из них наиболее широкое применение имеют вакуумные технологии. Осушка масла продувкой горячим воздухом или инертным газом при атмосферном давлении в настоящее время практически не применяется.

Электростатическая очистка масла позволяет удалять из масла механические примеси и шлам без применения расходных материалов.

Технология подготовки (очистки) трансформаторных масел, обычно применяемая на энергетическом предприятии, предусматривает комбинацию различных методов.

Предварительная грубая очистка масла (свежего или слитого из оборудования) от дисперсной воды и механических примесей (шлама) осуществляется в резервуарах открытого склада масляных хозяйств с помощью отстаивания. Выделившиеся загрязнения периодически удаляются из резервуаров при помощи дренажей донных слоев (осадков) масла. При этом удаляются, как правило, крупные и тяжелые частицы размером свыше 40 мкм. Наиболее эффективны для этих целей вертикальные резервуары с конусными днищами. Очистка электроизоляционного масла осуществляется, в основном, при его подготовке к заливу в электрооборудование или во время ремонта. При этом применяются следующие технологии (или их комбинации)

: центробежно-вакуумная, адсорбционная на стационарном слое, глубокая вакуумная осушка и фильтрация. Установки для очистки трансформаторного масла на основе центробежно-вакуумной и адсорбционной на стационарном слое (осушка цеолитом) технологии используются для подготовки его к заливу в электрооборудование открытого типа до 500 кВт включительно, так как обеспечивается удаление дисперсной и растворенной воды, механических примесей, но данные установки не позволяют осуществить необходимую дегазацию масла.

Для подготовки к заливу или обработки масла непосредственно в герметичном электрооборудовании на класс напряжения 1150 кВт применяются установки вакуумной очистки при нагревании, которые позволяют удалять из масла практически полностью механические примеси, растворенные воду и газы.

Во всех установках на выходе масла должны использоваться фильтры тонкой очистки (ФТО) масла с номинальной тонкостью фильтрации от 5 до 10 мкм для электрооборудования до 750 кВт включительно и не более 5 мкм для электрооборудования напряжением 1150 кВт. Наиболее оптимальная номинальная тонкость фильтрации ФТО для трансформаторных масел составляет от 3 до 6 мкм. В случаях сильного загрязнения трансформаторного масла применяют предварительное отстаивание и грубую фильтрацию перед проведением основной обработки.

#### **Методы восстановления свойств масел**

Наиболее широко для восстановления свойств масла используются два основных типа сорбционных технологий: контактная очистка с помощью мелкодисперсного сорбента, и/или адсорбция на стационарном слое гранулированного сорбента. Основными сорбентами для очистки на стационарном слое являются силикагель КСКГ и активные окиси алюминия  $A_0A_1$  и  $A_0A_2$ . Для контактной очистки используются природные сорбенты, наиболее часто отбеливающая земля, но применяют и другие сорбенты, обеспечивающие нормативное качество регенерированных масел.

Непрерывная обработка масла крупнопористыми адсорбентами при помощи адсорбционных и термосифонных фильтров в процессе эксплуатации позволяют удалить большую часть продуктов старения и замедлить процесс старения масла.

### **3.9.2. Воздействия маслохозяйств на окружающую среду**

#### **Косвенное влияние на надежность и энергоэффективность топливо сжигающих установок**

Масла играют важную роль в обеспечении надежности, энергоэффективности и экономичности работы основного и вспомогательного энергооборудования: паровых и газовых турбин, насосного оборудования, тягодутьевых машин котельных агрегатов, компрессорного оборудования, электрооборудования. Применение масел позволяет снижать потери на трение и отводить избыточное тепло от вращающихся механизмов.

Относительно хорошие электроизоляционные свойства масел позволяют существенно снижать потери электроэнергии, уменьшать габариты электрооборудования.

В связи с этим наличие на ТЭС маслохозяйств и выполнение ими своих функций по обеспечению ТЭС маслами в необходимых объемах и с требуемым качеством оказывает существенное влияние на показатели надежности и экономичности работы топливо сжигающих установок. Меры, принимаемые на ТЭС для предотвращения ухудшения качества масел, их старения и загрязнения, поддержанию высокого качества масел в процессе эксплуатации, повышения качества очистки и восстановления свойств косвенно влияют на повышение энергоэффективности топливо сжигающих установок.

### **Образование сточных вод**

Применяемые технологии обращения с маслами не требуют использования воды. В связи с этим образование загрязненных сточных вод на маслохозяйствах не происходит. Однако загрязненные сточные воды могут образовываться на маслохозяйствах при попадании поверхностного стока (ливневого, талого, поливомоечного) на поверхности, загрязненные маслами. Поэтому, для предотвращения образования таких сточных вод применяются мероприятия, направленные на предотвращение потерь масел. Кроме того, все поверхности, загрязненные маслом в результате потерь, протечек, как в зданиях маслохозяйств, так и на промплощадках ТЭС должны быть по возможности быстро очищены. Для очистки твердых покрытий, поверхностей используются ветошь, песок, опилки, другие специализированные материалы для сбора нефтепродуктов. С целью повышения скорости ликвидации протечек на маслохозяйствах и в местах применения масел организуется хранение некоторого запаса этих материалов. При загрязнении почвы ее загрязненный слой снимается и утилизируется или направляется на захоронение.

### **Выбросы в атмосферу**

Масла имеют относительно низкие значения давления насыщенных паров, по сравнению с другими нефтепродуктами. Кроме того, на маслохозяйствах принимаются меры, направленные на минимизацию площадей контакта масел с атмосферным воздухом с целью предотвращения загрязнения масел, поэтому объемы выбросов паров масел в атмосферу от оборудования маслохозяйств ТЭС в нормальных эксплуатационных режимах незначительно и, как правило, не нормируется и не контролируется.

В то же время минеральные масла являются высоко пожароопасными веществами. При возгорании они могут быть, помимо прочего, источниками выделения значительных объемов загрязняющих веществ в атмосферу. Противопожарные меры на маслохозяйствах регламентируются соответствующими нормативными документами и в настоящем справочнике НДТ не рассматриваются.

### **Образование отходов**

Можно выделить следующие группы отходов, образующихся на маслохозяйствах ТЭС:

1. Отработанные масла - масла, качественные характеристики которых не позволяют их использование в технологических процессах и оборудовании топливо сжигающих установок или других потребителей. Методы обращения с этими отходами рассмотрены в разделе 3.9.3.

2. Загрязненные маслами отработанные сорбенты, фильтрующие материалы и оборудование, используемые в операциях очистки и восстановления свойств масел. Эти отходы накапливаются в закрытых металлических емкостях и передаются специализированным организациям на договорной основе.

3. Жидкие и пастообразные отходы от операций очистки и восстановления свойств масел, очистки масляных резервуаров, маслопроводов, содержащие остатки масел, воду, шламы накапливаются отдельно от прочих отходов в металлических закрытых емкостях с последующим обезвреживанием в специальных установках или передаются специализированным организациям.

4. Загрязненные маслами материалы, использованные для сбора протечек, уборки и поддержания чистоты в помещениях маслохозяйств, технического обслуживания и ремонта оборудования маслохозяйств (опилки, песок, обтирочные материалы, загрязненная почва и т. п.).

5. Металлическая и пластмассовая тара (бочки, канистры), загрязненная маслами. Накопление загрязненной тары осуществляют в закрытых помещениях или под навесами на площадках с твердым покрытием, не допуская загрязнения маслами ливневых и талых вод. Металлическую тару, как правило, очищают от масла и направляют на утилизацию как лом черных металлов. Захоронение металлической тары запрещено. Пластмассовую тару также очищают от масла и передают на утилизацию специализированным организациям.

6. Металлические детали оборудования маслохозяйств. Эти отходы очищаются от масел и затем с ними обращаются как с ломом черных и цветных металлов. Захоронение этих отходов запрещено.

### **3.9.3. Сбор и утилизация отработанных масел**

Масла, качество которых не позволяет их использование по прямому назначению в основном или вспомогательном энергооборудовании:

подвергаются восстановлению собственными силами или силами сторонних организаций и затем используются по прямому назначению;

используются (после или без очистки) в собственном вспомогательном оборудовании, автотранспорте или передаются сторонним организациям для аналогичных целей.

При невозможности восстановления свойств или полезного использования данных масел, они классифицируются как отходы (отработанные масла) и передаются специализированным организациям для утилизации путем регенерации;

Захоронение отработанных масел не осуществляется.

Применение отработанных масел в качестве антиадгезионных материалов и средств для пропитки строительных материалов запрещено строительными нормами

Сбор отработанных масел осуществляется в специальные резервуары маслохозяйства, предназначенные для этих целей.

Отработанные нефтяные индустриальные, турбинные и трансформаторные масла, подлежащие сдаче для переработки в специализированные организации, могут собираться в один резервуар маслохозяйства и должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к качеству масел группы «Масла индустриальные отработанные» в соответствии с техническим регламентом Таможенного союза «О требованиях к смазочным материалам, маслам и специальным жидкостям» [60].

### **3.10. Системы охлаждения**

#### **3.10.1. Классификация систем охлаждения**

В энергетике применяется достаточно много типов систем охлаждения, различающихся между собой как принципом действия, так и конструкцией. Единая общепризнанная классификация систем охлаждения отсутствует. В специальной литературе используются различные классификации СО:

1) по типу охлаждающего агента (теплоносителя):

2) по схеме движения охлаждающего агента:

прямоточные,

оборотные,

комбинированные (прямоточно-оборотные);

3) по типу контура охлаждения:

открытые (охлаждающий агент находится в контакте с окружающей средой);

закрытые (охлаждающий агент циркулирует в закрытом контуре и не контактирует с окружающей средой).

4) по количеству последовательно соединенных контуров:

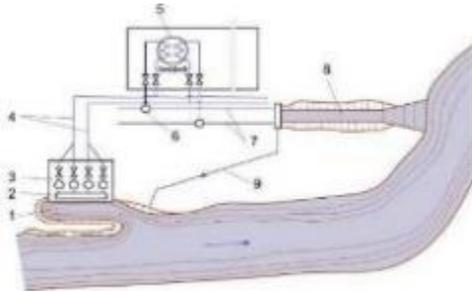
одноконтурные;

двухконтурные и т. д.

5) оборотные системы классифицируются по типам применяемых охладителей - оборотные системы с водоемами-охладителями, градирнями различных типов, брызгальными бассейнами. Основные типы применяемых градирен разделяются по методу создания потока охлаждающего воздуха: атмосферные, башенные с естественной тягой, вентиляторные с принудительной тягой или наддувом, эжекционные;

б) по схемам включения охладителей и объектов охлаждения: последовательные, параллельные и смешанные.

Прямоточная водная СО (рисунок 3.21) характеризуется забором охлаждающей воды с естественной температурой из реки, озера или моря. Подогретая в теплообменных аппаратах вода сбрасывается через отводящую сеть ниже по течению, не возвращаясь к водозабору.

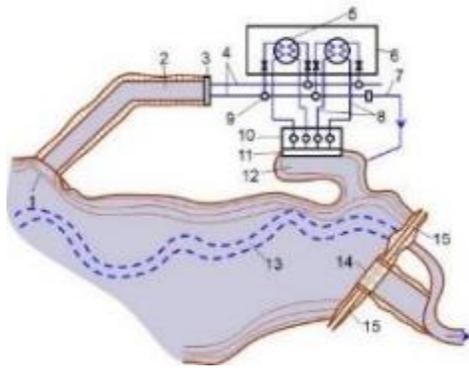


1 - водозаборный ковш; 2 - водоприемник; 3 - централизованная береговая насосная станция; 4 - магистральные подземные напорные трубопроводы; 5 - конденсатор турбины; 6 - сливной сифонный колодец (гидрозатвор); 7 - отводящие самотечные подземные каналы; 8 - открытый отводящий канал; 9 - трубопровод обогрева водозабора в зимнее время.

Рисунок 3.21. Прямоточная система технического водоснабжения ТЭС

Оборотная система технического водоснабжения характеризуется многократным использованием циркуляционной воды с охлаждением ее в охладителях различного типа и с восполнением потерь воды в системе из источника водоснабжения. В качестве охладителей циркуляционной воды в оборотных системах водоснабжения применяются водоемы-охладители (рисунок 3.22), градирни различного типа, брызгальные бассейны или их сочетания.

СО любого типа может быть одноконтурной или двухконтурной (прямой или непрямой), поэтому наличие промежуточного контура охлаждения рассматривается в настоящем справочнике НДТ как один из возможных методов повышения экологической безопасности любых систем охлаждения, и не прямые системы с промежуточным контуром не выделяются в качестве отдельного класса СО.



1 - струераспределительное сооружение; 2 - открытый отводящий канал; 3 - сооружение для регулирования уровня воды в закрытых отводящих каналах; 4 - закрытые отводящие каналы; 5 - конденсаторы блоков; 6 - главный корпус ТЭС; 7 - трубопровод обогрева водозабора; 8 - напорные трубопроводы циркуляционной воды к конденсатору блока; 9 - сливной сифонный колодец (гидрозатвор); 10 - блочная береговая насосная; 11 - водоприемник; 12 - открытый подводящий канал; 13 - русло реки; 14 - железобетонный водосброс плотины; 15 - земляная плотина.

Рисунок 3.22. Обратная система технического водоснабжения ТЭС с водоемом - охладителем.

Следует сказать, что все применяемые классификации не позволяют однозначно классифицировать конкретную конструкцию СО. Так в системах, традиционно относимых к испарительным, существенная часть тепла отводится путем нагревания воздуха, проходящего через градирню, градирни с естественной тягой могут оснащаться вспомогательными вентиляторами, и т. д. В связи с этим любая классификация СО будет достаточно условной, определяемой в большей степени ее функциональным назначением.

В данном справочнике НДТ используется классификация СО, приведенная на рисунке 3.23. Она направлена на решение конкретной задачи идентификации НДТ СО и на разделение применяемых конструкций СО на классы, имеющие сходные показатели воздействия на окружающую среду, энергоэффективности и потребления природных ресурсов.

Исходя из классификации, представленной на рисунке 3.23, в справочнике НДТ рассмотрены 10 типов систем охлаждения, применяемых в энергетике и промышленности Казахстана.

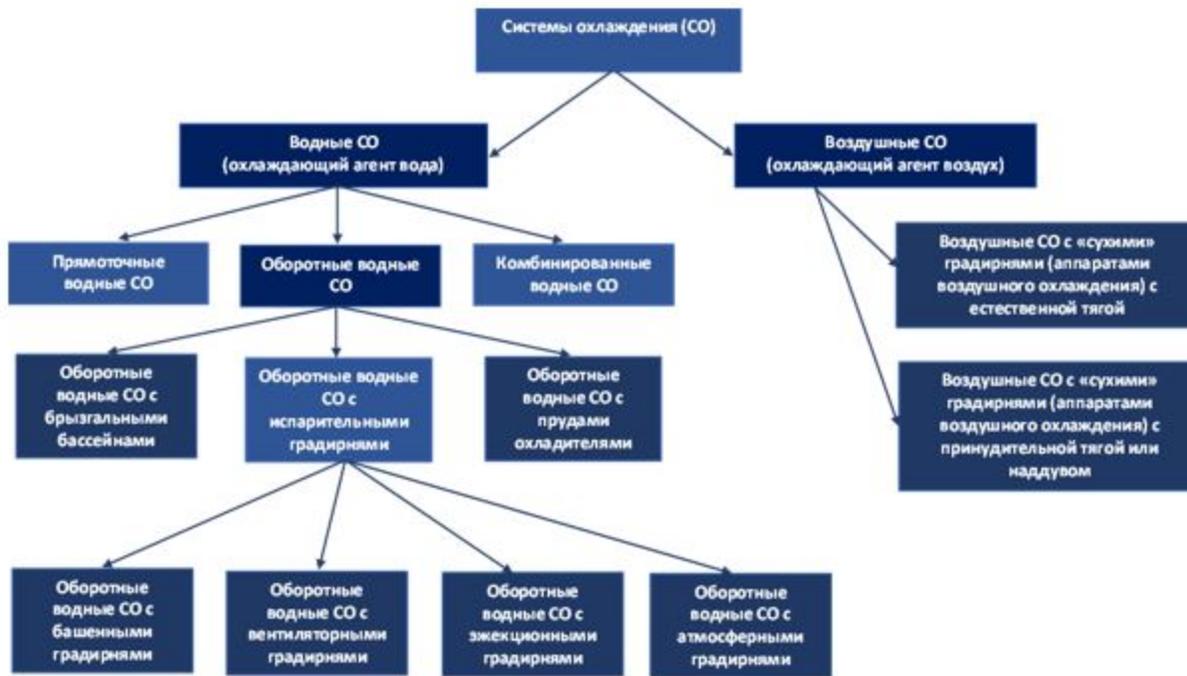


Рисунок 3.23. Классификация СО, применяемых в Казахстане

В справочнике НДТ рассмотрены следующие типы (классы) систем охлаждения, применяемых в Казахстане:

- прямоточные водные системы охлаждения;
- оборотные водные СО с брызгальными бассейнами;
- оборотные водные СО с водоемами-охладителями;
- оборотные водные СО с атмосферными градирнями;
- оборотные водные СО с башенными испарительными градирнями (с естественной тягой);
- оборотные водные СО с вентиляторными испарительными градирнями (с принудительной тягой или под наддувом);
- оборотные водные СО с эжекционными градирнями;
- воздушные СО с радиаторными градирнями с естественной тягой;
- воздушные СО с вентиляторными радиаторными градирнями (с принудительной тягой или под наддувом);
- комбинированные СО.

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

##### 4.1. Техники для предотвращения и/или сокращения выбросов в атмосферный воздух

###### 4.1.1. Техники предотвращения и / или уменьшения выбросов пыли

При сжигании ископаемых видов твердого топлива его минеральная часть (неорганические примеси) преобразуются в золу и частично выходят из котла в виде летучей золы с дымовыми газами. Частицы, взвешенные в дымовых газах, (летучая зола), поступают в оборудование для улавливания твердых частиц. Характеристики и количество летучей золы зависят от используемого топлива, например, от минерального состава угля и типа сжигания. На производительность и характеристики оборудования по улавливанию частиц влияют изменения удельного сопротивления и адгезионная способность летучей золы, которые зависят от минералогии угля, как топлива, и количества несгоревшего углерода в составе летучей золы.

Различные технологии, такие как электрофильтры (далее - ЭФ), рукавные фильтры (далее - РФ), мокрые скрубберы и эмульгаторы, обычно используются для удаления твердых частиц из дымовых газов. Механические уловители к НДТ не отнесены и могут использоваться на стадии предварительной очистки. В Казахстане очистка дымовых газов от золовых частиц на ТЭЦ осуществляется в основном в мокрых золоуловителях - скрубберах (9798,7 %), эмульгаторах (до 99,5 %), здесь же улавливается незначительное количество диоксида серы (812 %). Батарейные эмульгаторы - наиболее распространенный тип золоулавливающей установки на ТЭЦ Казахстана. На котлах блочных угольных ТЭС установлены в основном электрофильтры. Степень золоулавливания в среднем на энергоисточниках - не более 99,5 %.

Механические золоуловители, такие как циклоны не могут использоваться по отдельности, данные технологии не рассматриваются и не описываются в настоящем документе.

Обзор используемых в настоящее время золоулавливающих установок приведен на рисунке 4.1.

Общая эффективность и ряд характеристик золоулавливающих установок представлена в таблице 4.1.

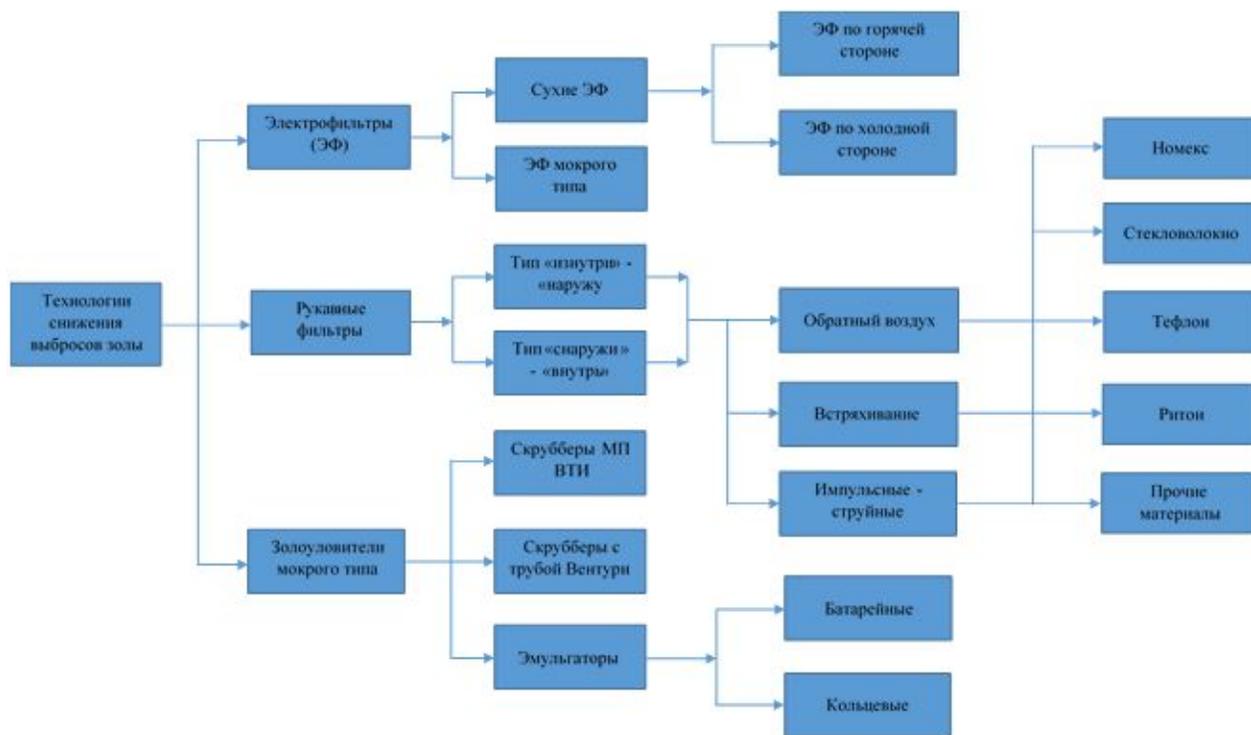


Рисунок 4.1. Обзор золоулавливающих установок

Таблица 4.1. Общая эффективность газоочистных установок

№ п/п	Техника	Эффективность очистки, %						
		<1 мкм	2 мкм	5 мкм				
1	Электрофильтр (ЭФ)	>96,5	>98,3	>99,95	>99,95	Рабочая температура	80220 С (холодный ЭФ) 300450 С (горячий ЭФ)	может ра
1.1						Энергопотребление как % электрической мощности	0,11,8 %	может об низком г ;
1.2						Перепад давления	0,150,3 кПа	низкие э очень вы
1.3						Отход	Летучая зола	- может   давления
1.4						Производительность по отходящим газам	> 200000 м <sup>3</sup> /ч	ЭФ имее для мелк
1.5						Применимость	Твердое и жидкое топливо	ЭФ не с эксплуат
1.6						Доля рынка	Топливо сжигающие установки более 1000 МВт	может не сопротив
2						Рабочая температура	150 С (полиэстер) 260 С (стекловолокно)	скорость зависимс
2.1						Энергопотребление как % электрической мощности	0,23 %	типичны 0,450,6 м встряхив
2.2						Перепад давления	0,52,5 кПа	срок сл содержа

2.3	Рукавный фильтр (РФ )	>99,6	>99,6	>99,9	>99,95	Отход	Летучая зола	отказы порядка
2.4						Производительность по отходящим газам	<1100000 м <sup>3</sup> /ч	высокое перепад соответс дымосос
2.5						Применимость	Твердое и жидкое топливо	высокая затраты;
2.6						Доля рынка	Не применяется, в стадии проектных решений	перепад ; частиц д
3	Мокрый скруббер с трубой Вентури					Рабочая температура	120250 С (устанавливается за котлом)	в качест вносят в тяжелых
3.1						Энергопотребление как % электрической мощности	до 3 % (515 кВтч/1000 м <sup>3</sup> )	невозмо неприме золе боле
3.2		< 90	>98,3	99,9	> 99,9	Расход воды	0,82,0 л/м <sup>3</sup>	образую: дальнейш
3.3						Перепад давления	3,020 кПа	низкая те дополнит снижает
3.4						Отход	Шлам/ суспензия летучей золы	относите дешевле
3.5						Доля рынка	В основном на водогрейных котлах, работающих на угле	низкая с повышен
4	Эмульгатор					Рабочая температура	120250 С (устанавливается за котлом)	низкая т требует д ;
4.1						Энергопотребление как % электрической мощности	до 3 % (515 (кВтч/1000 м <sup>3</sup> ))	невозмо неприме золе боле
4.2		< 96,5	>98,3	99,9	> 99,9	Расход воды	0,20,4 л/м <sup>3</sup>	в качест вклад в у металлов
4.3						Перепад давления	30200 (102 Па)	снижени от доли и
4.4						Отход	Шлам/суспензия летучей золы	чувствит
4.5						Доля рынка	Большинство котлов ТЭЦ	относите дешевле

#### 4.1.1.1. Электрофильтр

К эффективным золоуловителям на ТЭС относятся электрофильтры (ESP), которые имеют степень очистки газов от твердых частиц 9999,8 % при гидравлическом сопротивлении не более 200 Па.

Принцип работы ЭФ заключается в следующем. Запыленный газовый поток, проходя газораспределительную решетку движется в каналах, образованных

осадительными электродами, между которыми на определенных расстояниях располагаются коронирующие электроды (рисунок 4.2). Обычно ширина межэлектродного промежутка (расстояние между соседними осадительными электродами) составляет 250500 мм.

К коронирующим электродам подводится высокое напряжение отрицательной полярности, а осадительные электроды заземлены. В зависимости от межэлектродного расстояния и физико-химических свойств золы и дымового газа величина напряжения составляет 30100 кВт. При напряженности электрического поля выше определенного значения  $E_k$  (так называемого критического значения) происходит ионизация дымовых газов вблизи коронирующих электродов, сопровождающаяся зажиганием коронного разряда.

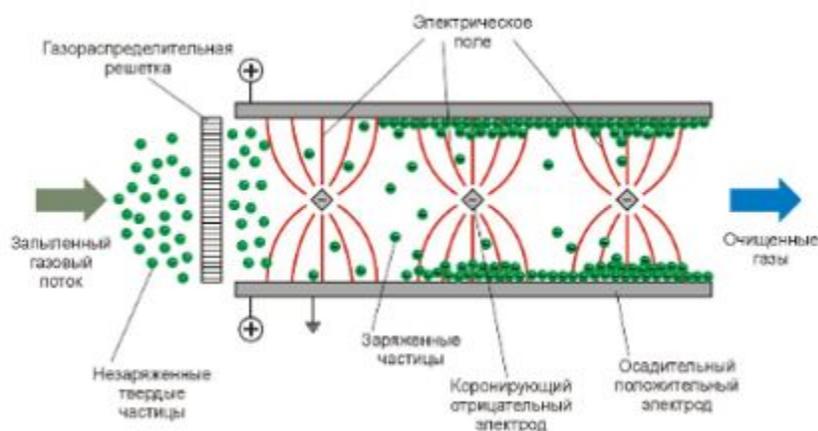


Рисунок 4.2. Принцип работы электрофильтра

Коронный разряд не распространяется на весь промежуток, а затухает по мере уменьшения напряженности электрического поля в направлении осадительного электрода.

Газовые ионы различной полярности и электроны, образующиеся в зоне коронного разряда, под действием сил электрического поля движутся к разноименным электродам, вследствие чего в межэлектродном пространстве возникает электрический ток, называемый током короны. Твердые частицы, на которых адсорбируются ионы, приобретают электрический заряд и движутся по направлению к электродам под действием сил электрического поля. При этом основная масса частиц заряжается отрицательно, так как положительные ионы, образующиеся вблизи коронирующих электродов, под действием сил электрического поля уходят на эти электроды, не успевая адсорбироваться на поверхности частиц золы. Таким образом, основное количество частиц золы осаждаются на осадительных электродах, а незначительная часть - на коронирующих.

Через определенные промежутки времени с помощью ударного механизма происходит встряхивание электродов. Под действием силы тяжести частицы золы падают в бункер, находящийся под осадительными электродами, из которого зола транспортируется на склад или золоотвал. Схема стандартного электрофильтра сухого типа представлена на рисунке 4.3.

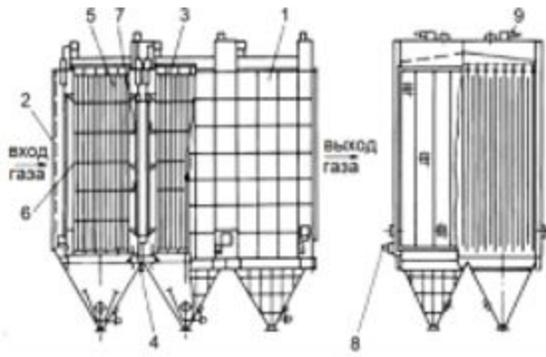


Рисунок 4.3. Общий вид стандартного сухого электрофильтра

Эффективность улавливания золы и потребление электроэнергии электрофильтром во многом определяется его конструкцией и режимом работы. Она также сильно зависит от свойств топлива (состав и удельное электрическое сопротивление УЭС золы, зольность, содержание влаги и серы в угле) и характеристик котельной установки (температура дымовых газов на входе в электрофильтр, избыток воздуха, величина механического недожога). Чаще рост механического недожога снижает удельное электрическое сопротивление золы ниже оптимальных значений, что повышает возврат уловленной золы в поток (вторичный унос) и снижает эффективность.

Применяемые в настоящее время на ТЭС электрофильтры имеют как правило горизонтальную конструкцию, преимущество которой состоит в том, что достижение высокой эффективности обеспечивается несколькими отдельными электрическими полями, которые можно легко расположить последовательно. Число полей зависит от требуемой общей эффективности. Кроме разбиения ЭФ на отдельные поля по длине, каждое электрическое поле часто делят на секции по ширине.

Вид двухсекционного трехполюсного электрофильтра представлен на рисунке 4.4.



1 - корпус; 2 - газораспределительная решетка; 3 - осадительный электрод; 4 - механизм встряхивания осадительных электродов; 5 - коронирующий электрод; 6 - рама подвеса коронирующих электродов; 7 - механизм встряхивания коронирующих электродов; 8,9 - привод встряхивания осадительных и коронирующих электродов

Рисунок 4.4. Трехпольный двухсекционный электрофильтр

#### 4.1.1.2. Электрофильтры с движущимися электродами.

В многопольных электрофильтрах эффективность улавливания снижается по мере движения газа, это связано с тем, что доля мелких частиц на осадительных электродах растет и система встряхивания не позволяет в полной мере очистить осадительные электроды, кроме того, растет доля вторичного уноса. Для устранения этих недостатков в работе электрофильтра были разработаны конструкции электрофильтров с выполнением выходного поля с подвижными электродами (рисунок 4.5). Например, реконструкция электрофильтров на ТЭС в Индии с блоками 500 МВт благодаря установке подвижных электродов, установленных по технологии MNPS, удалось увеличить эффективность улавливания в действующих размерах электрофильтра. Концентрацию золы в уходящих газах удалось снизить в 10 раз с  $500 \text{ мг/Нм}^3$  до  $50 \text{ мг/Нм}^3$ .

На ТЭС Казахстана электрофильтры установлены в разные годы и эффективность улавливания золы различная. Большинство электрофильтров, установленных на мощных энергоблоках, работающих на экибастузском угле обеспечивают концентрацию золы после электрофильтра не более  $400 \text{ мг/Нм}^3$ .

Электрофильтры имеют следующие достоинства:

- возможность получения уловленной золы в сухом виде;
- низкое гидравлическое сопротивление (не более  $0,20,4 \text{ кПа}$ );
- надежность работы и простота обслуживания;
- возможность обработки больших объемов дымовых газов (более  $1000000 \text{ нм}^3/\text{ч}$ );
- низкие эксплуатационные затраты.

Недостатками электрофильтров являются:

- недостаточно высокая степень улавливания тонких частиц;
- зависимость эффективности золоулавливания от УЭС золы;

возможность снижения эффективности работы при изменении состава угля.

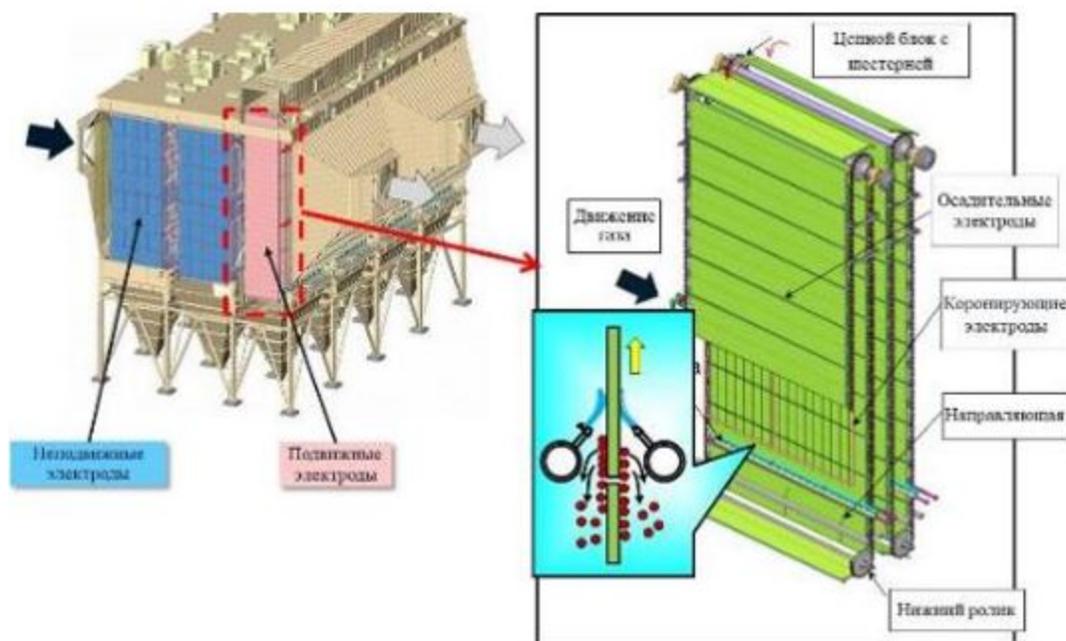


Рисунок 4.5. Электрофильтр с подвижными электродами

#### 4.1.1.3. Тканевые (рукавные) фильтры

Жесткие нормативные ограничения по выбросам твердых частиц в развитых и быстро развивающихся странах и, главное, принимаемые ограничения по выбросам наиболее тонкой фракции летучей золы обусловили расширяющееся применение в системах золоулавливания тканевых, преимущественно рукавных, фильтров. В Китае в текущем десятилетии до 2020 г. в рамках программы двух контролируемых зон с регламентированным уровнем выбросов золы менее  $30 \text{ мг/м}^3$  планируется внедрение рукавных фильтров, а не электрофильтров на новом оборудовании суммарной мощностью около 220 ГВт.

Тканевый (рукавный) фильтр работает по принципу улавливания при фильтрации золы через фильтровальные рукава, изготовленные из синтетического полимерного материала или стекловолокна, и в большей мере за счет фильтрации через образующийся слой золы.

Используемые в энергетике рукавные фильтры различаются по конструкции, методам очистки фильтров (встряхивание, обратная продувка, пневмоимпульсная очистка) и применяемым материалам. Наиболее распространенная конструкция - компактные (картриджные) фильтры с вертикальными рукавами на проволочном каркасе, с течением очищаемых газов извне рукава через фильтр в рукав и импульсной очисткой фильтров. Для очистки используется сжатый воздух, вводимый импульсно в рукав сверху посредством быстродействующего клапана. При этом ткань растягивается

вовне, и за счет инерционных сил и выходящего через ткань воздуха собранный слой золы отделяется и под действием сил тяжести выпадает в расположенный ниже бункер (рисунок 4.6).

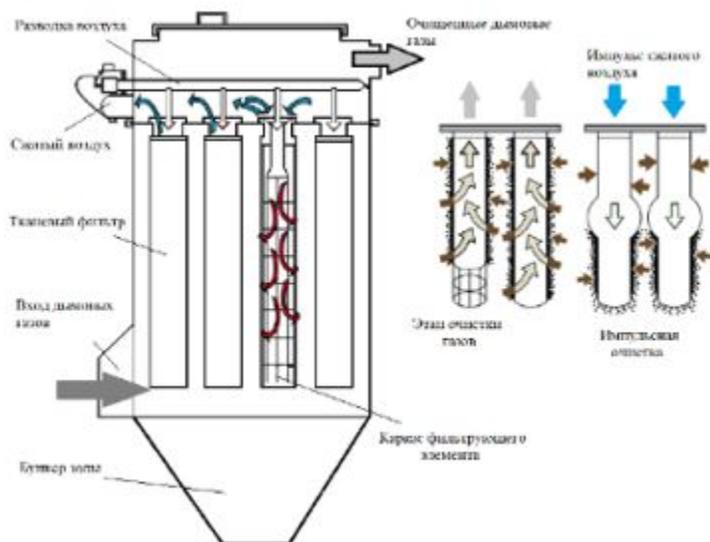


Рисунок 4.6. Схема рукавного фильтра с импульсной очисткой

Выбор материала фильтра зависит от характеристик и свойств золы, дымовых газов и конструкции. В таблице 4.2 приведены характеристики некоторых используемых материалов.

Таблица 4.2. Характеристики материалов рукавных фильтров

№ п/п	Материал	Плотность г/м <sup>2</sup>	Рабочая температура, С	Относительная стойкость (в баллах от 1 до 5) к	
				Кислота	Щелоч
1	2	3	4	5	6
1	Полипропилен (PP)	550	90	5	5
2	Полиэстер (PES)	550	135	4	2
3	Дралон Т (PAC)	500	125	4	3
4	Полиэфир (PE)	550	150	3	4
5	Полифенилсульфид (PPS)	550	180	4	4
6	Nomex (APA)	550	200	1	4
7	m-Aramid (MA)	550	200	3	3
8	Полиимид (PI)	550	240	4	2
9	Тефлон (PTFE)	580	230	5	5
10	Фиберглас (GLS)	580	240	4	3

Среди преимуществ рукавных фильтров в сравнении с электрофильтрами, наряду с высокой эффективностью и меньшими габаритами, практическая независимость от

электростатических свойств летучей золы, что позволяет использовать более широкий диапазон топлив и их смесей. Работа рукавных фильтров меньше зависит от режимов работы котла при условии обеспечения температуры газов выше точки росы, а уровень выходной концентрации золы от входной.

Преимуществами рукавных фильтров по сравнению с другими золоуловителями является высокая степень очистки дымовых газов (концентрация золы на выходе современных рукавных фильтров не превышает 10-20 мг/нм<sup>3</sup>) и независимость эффективности очистки от удельного электрического сопротивления улавливаемой золы.

К их недостаткам относятся высокие эксплуатационные затраты и повышенное гидравлическое сопротивление (до 2000 Па). Несмотря на вышеперечисленные недостатки, рукавные фильтры являются основным типом золоуловителей, применяемых в зарубежных развитых странах на ТЭС, обеспечивая концентрацию твердых частиц на выходе из аппарата до 10 мг/м<sup>3</sup>.

Рукавные фильтры могут создаваться для выдерживания показателей по фракции РМ 2,5 (размер менее 2,5 мкм), что не может быть или весьма сложно обеспечено в электрофильтрах. Кроме того, рукавные фильтры за счет улавливания тонких частиц позволяют накапливать и удалять химически реагирующие и конденсирующиеся вредные газы и аэрозоли.

В России рукавные фильтры установлены на двух ТЭС, сжигающих Экибастузский уголь: на Рефтинской ГРЭС и Омской ТЭЦ-5. На Рефтинской ГРЭС для очистки дымовых газов энергоблоков №4 и №5 мощностью 300 МВт применяются два рукавных фильтра фирмы «Альстом», а на блоке №7 мощностью 500 МВт используется один рукавный фильтр фирмы «Клайд Бергеманн». Рукавный фильтр фирмы «Люхр Фильтр» установлен на котле мощностью 150 МВт Омской ТЭЦ-5.

Опыт применения рукавных фильтров для улавливания высокоомной золы высокочерноугольных Экибастузских углей представляет особый интерес для Казахских ТЭС и может являться основанием для включения данных золоуловителей в справочник НДТ.

#### **4.1.1.4. Эмульгаторы**

Уменьшение в последние два десятилетия не только количества, но и удельных выбросов летучей золы на ТЭС Казахстана, связано в определенной мере с широкой заменой скрубберов на эмульгаторы. Эмульгаторы с эффективностью золоулавливания свыше 99 % были впервые разработаны и исследованы в КазНИИ Энергетики в 80-е годы прошлого века.

Принцип работы эмульгаторов для улавливания золы заключается в создании высоко эффективного массообмена между восходящим потоком закрученных в

лопаточных аппаратах завихрителей дымовых газов и подаваемой противотоком жидкостью с образованием эмульсионного слоя (в других терминах: режима инверсии фаз, пенного слоя). При этом резко увеличивается межфазная поверхность, которая вследствие проникновения вихрей каждой из фаз через границу их раздела постоянно разрушается и вновь восстанавливается, т. е. обновляется, что способствует осаждению и отводу уловленной пленкой жидкости пыли [84].

В настоящее время применяются два основных типа эмульгаторов: батарейные II поколения и кольцевые. Конструкция современного батарейного эмульгатора II поколения представлена на рисунке 4.7.

Дымовые газы поступают через патрубок ввода газов 1 в нижнюю часть корпуса 2 и входят в параллельно расположенные орошаемые насадки завихрителя 4, где они интенсивно закручиваются лопастями завихрителя 3.

Орошающая жидкость в виде воды подается в коллектор 8, откуда она поступает в водораспределительные трубы 9, а из отверстий труб - в водораспределительные стаканы 10, и, далее, через отверстия в стаканах в каждую насадку. При взаимодействии воды с вращающимся газовым потоком происходит образование пенного вращающегося слоя, который накапливается над лопастями. Вращение этого слоя способствует его турбулизации, при этом повышается межфазная контактная поверхность и ее обновляемость. В слое пены с высокоразвитой поверхностью улавливаются мелкие частицы золы, оставшиеся после прохождения газового потока через лопасти насадок завихрителя.

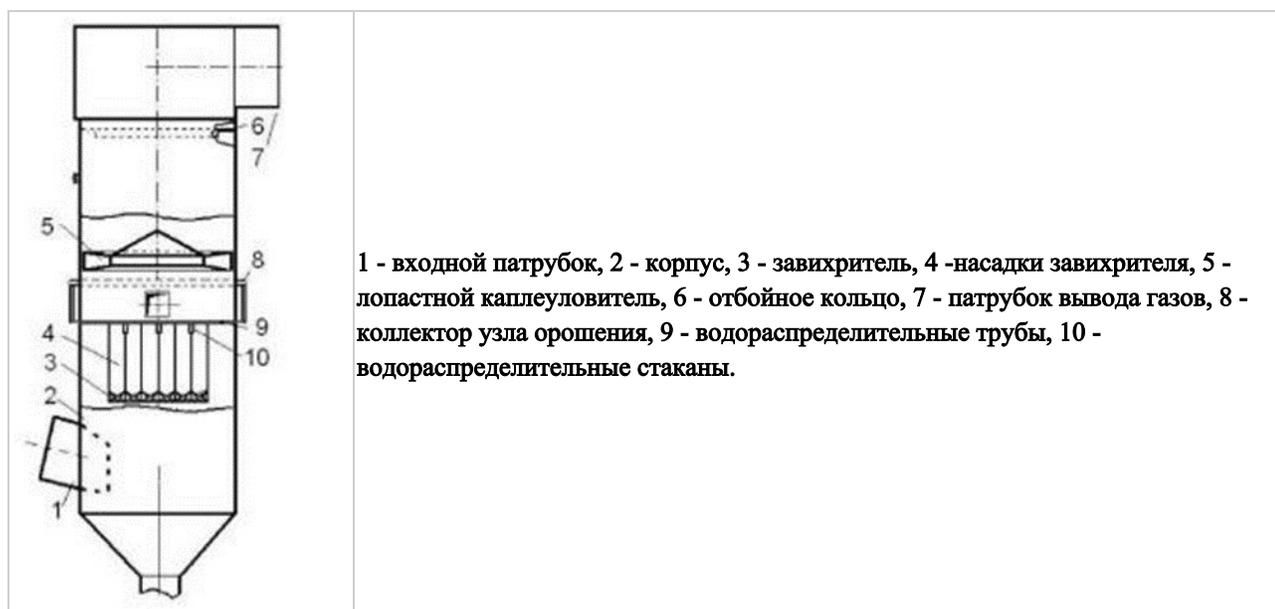


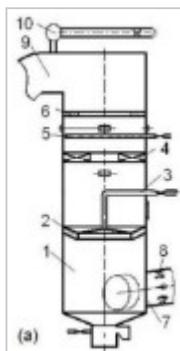
Рисунок 4.7. Схема батарейного эмульгатора второго поколения

Отработанная жидкость с уловленной золой (пульпа) сливается через лопасти 3 насадок завихрителя 4 в золосмывной аппарат.

Дымовые газы после очистки в эмульсионном слое поступают в лопастной каплеуловитель 5, где потерявшие вращательную скорость газы дополнительно закручиваются для сепарации водяных капель из дымовых газов, а оставшиеся на выходе из каплеуловителя не сепарированные водяные капли собираются под отбойным кольцом 6 и сливаются через лопасти каплеуловителя для дальнейшего участия в процессе очистки газов.

Успешная реконструкция золоулавливающих установок с монтажом батарейных эмульгаторов II поколения была проведена на котлах Петропавловской ТЭЦ-2, Степногорской ТЭЦ, ТЭЦ-2 АО «АлЭС», работающих на Экибастузском угле. Эффективность установленных аппаратов составила 99,399,6 %. Успешно внедрены батарейные эмульгаторы на котлах Усть-Каменогорской ТЭЦ. Эффективность золоулавливания на этих котлах превышает 99,2 %.

Конструкция кольцевого эмульгатора приведена на рисунке 4.8. Запыленные газы через тангенциальный вход поступают в нижнюю часть корпуса 1 под завихритель 2 и через него входят в закрученном виде в верхнюю часть корпуса. По трубе орошения 3 на тарелку завихрителя 2 подается орошающая вода, образуя вращающуюся ванну жидкости. При определенной скорости газа жидкость начинает в виде пленки и струй срываться с тарелки и смешиваться с дымовыми газами, образуя газожидкостную эмульсию, которая со временем накапливается в пристенной зоне корпуса непосредственно над завихрителем. При выходе на стационарный режим возникает противоток газ-жидкость и пульпа с уловленной золой сливается под действием силы тяжести на коническое днище корпуса, откуда через гидрозатвор удаляется в канал ГЗУ.



1 - корпус, 2 - завихритель, 3 - труба орошения, 4 - раскручиватель, 5 - перфорированная труба для смыва золы с раскручивателя, 6 - козырек, 7 - входной газоход, 8 - смывное устройство для очистки входного газохода, 9 - выходной газоход, 10- подвод горячего воздуха.

Рисунок 4.8. Кольцевой эмульгатор

Дымовые газы после промывки в эмульсионном слое, продолжая вращательное движение в объеме над завихрителем, проходят через раскручиватель 4, где дополнительно подкручиваются. За счет этого вращения капли пульпы, образуемые при схлопывании пузырей на верхней границе эмульсионного слоя и вылетающие из

него под действием центробежных сил, сепарируются на стенку скруббера до козырька 6. За счет высокого уровня тепло- и массообмена между жидкостью и газом во вращающемся пенном слое (режим инверсии фаз) с высокой эффективностью улавливаются твердые частицы (зола, пыль). Очищенные от твердых частиц и капель, газы удаляются из эмульгатора в выходной газоход 9.

Определяющими для данного устройства факторами эффективности очистки газов являются высота и равномерность распределения слоя эмульсии над завихрителем. Повышенное давление во вращающемся пенном (эмульсионном) слое за счет действия центробежных сил обуславливает устойчивое существование только мелких пузырей пены, что многократно увеличивает поверхность контакта фаз и интенсифицирует процессы тепло - массообмена, чему также способствует противоточное движение газа и жидкости. Примерный расход орошающей жидкости составляет 0,20,24 л/нМ<sup>3</sup> газа.

Очищенные газы имеют температуру 4050 °С и относительную влажность, близкую к 100 %, поэтому для исключения образования конденсата на стенках газохода, в дымососе и дымовой трубе и предотвращения коррозии, в газоход между эмульгатором и дымососом подается горячий воздух со второй ступени воздухоподогревателя, который повышает температуру очищенных газов до 7080 С.

Примером успешного применения кольцевых эмульгаторов для очистки дымовых газов ТЭС в России является проведенная в 2005-2009 г. замена мокрых скрубберов Южноуральской ГРЭС на кольцевые эмульгаторы. В результате эффективность золоулавливания поднялась до 99,599,7 %. В Казахстане кольцевые эмульгаторы установлены на котлах ТЭЦ-2 «Арселор Миттал Темиртау»,

Достоинствами эмульгаторов являются:

- высокая эффективность очистки дымовых газов (до 99.7 %);
- малые габариты;

- относительно невысокая стоимость (стоимость эмульгатора примерно в 2 раза ниже , чем стоимость ЭФ для одинаковых условий работы и эффективности очистки);
- высокая эффективность улавливания тонких частиц.

К недостаткам эмульгаторов относятся:

- невозможность получения сухой золы;
- чувствительность к изменению режимов работы котла;
- каплеунос, приводящий к появлению отложений в газоходах и дымовой трубе;
- необходимость подогрева выходящих из эмульгатора дымовых газов;
- невозможность использования эмульгаторов при содержании оксида кальция в золе более 10 %.

Из-за необходимости подогрева выходящих из эмульгатора дымовых газов снижение эффективности котла составляет 13 % в зависимости от доли избыточного воздуха. При этом пропуск избыточного воздуха через воздухоподогреватель приводит к более

глубокому охлаждению дымовых газов и снижению потерь тепла с уходящими газами, рассчитанных по температуре и избытку воздуха за котлом. Однако к потерям нужно добавить тепло, переданное дымовым газам присадкой избыточного горячего воздуха.

По данному НДТ приведен пример расчета экономики (смотрите Приложение 2) на примере среднего предприятия ТЭЦ РК, которое планирует произвести установку батарейных эмульгаторов II поколения на котлоагрегатах для золоулавливания.

#### **4.1.2. Техники предотвращения или сокращения выбросов диоксида серы**

Одной из наиболее остро стоящих перед теплоэнергетикой проблем является защита окружающей среды от вредных газообразных компонентов продуктов сгорания органических топлив, таких оксиды серы и азота. При этом, наиболее сложным является очистка дымовых газов от оксидов серы ( $\text{SO}_2$  - до 99 % и  $\text{SO}_3$  - 1 %), образующийся, при сжигании сернистых топлив.

Сернистый газ ( $\text{SO}_2$ ), является одним из наиболее вредных загрязнителей окружающей среды.

При выборе тех или иных техник по сокращению эмиссии диоксида серы из котельного агрегата необходимо учитывать следующие требования:

рост себестоимости производства основной продукции не должен быть существенным;

используемые реагенты не должны быть дорогими и дефицитными;

технологии должна обладать гибкостью к возможным изменениям режима горения топлива и производительности котла;

коррозия оборудования должна быть сведена к минимуму;

газы, выбрасываемые из установки, должны содержать минимальное количество сернистого ангидрида, а температура их должна быть достаточно высокой, чтобы обеспечить хорошее рассеивание в атмосфере.

минимально возможный объем реконструкции технологического оборудования и не требовать больших площадей;

Применимость той или иной технологии улавливания диоксида серы из дымовых газов также зависит как от свойств самого газа (температуры, влажности и особенно от содержания  $\text{SO}_2$ ), так и от свойств и состава минеральной части угля. В целом можно отметить, что все существующие методы очистки дымовых газов от  $\text{SO}_2$  являются весьма дорогими.

Сера, в твердом топливе содержится в трех формах: колчеданная  $\text{FeS}_2$ , органическая и сульфатная. В целом существует три метода уменьшения содержания серы в твердом топливе или газообразных продуктов, образующихся при ее сжигании, и тем самым уменьшить эмиссию диоксида серы в атмосферу:

1. Очистка угля от серы до его сжигания, в процессе его переработки (механическая, биологическая, термическая) путем уменьшения концентрации сернистых соединений и золы угля.

2. Технологические методы уменьшения диоксида серы во время сжигания, путем: а) газификации угля; б) подачи сорбентов, например известняка, в топку котла.

3. Сероочистка (десульфуризация дымового газа - ДС), т. е. извлечение  $\text{SO}_2$  из дымовых газов после сжигания - путем обработки дымовых газов активными сорбентами.

Следует отметить, первый метод для энергетических углей в Казахстане практически не используется, за исключением обогащения карагандинского угля и получения промпродукта, используемого в энергетике. Также можно отметить, что начаты работы по сухому обогащению экибастузского угля в незначительном количестве.

Технология очистки угля от серы путем газификации, имеет значительный потенциал, так как способ газификации угля с последующим извлечением углекислого газа, является одним из перспективных методов низкоуглеродного развития угольной энергетики.

Основной технологией для снижения эмиссии оксидов серы в атмосферу в теплоэнергетике является технология улавливания диоксида серы в специальных сероочистных аппаратах - десульфуризационных установках. Все технологии очистки газа от диоксида серы, основаны на взаимодействии  $\text{SO}_2$  с активными сорбентами и их переводом в нейтральное соединение (складируется на золоотвалах) или товарные продукты, которые далее используются. В качестве активных сорбентов используются распространены и относительно дешевые природные (известняк, мел, магнезит, доломит и другое) или искусственные (известь, аммиак, сода и другое) реагенты.

Обеспечение требуемых показателей по эмиссии  $\text{SO}_2$ , возможно различными способами. При этом выбор той или иной технологии определяется технико-экономическими характеристиками. Но в целом анализ показывает, что:

при небольшой степени необходимой сероочистки (30-35 %) целесообразны малозатратные технологии (использование уже имеющегося оборудования ТЭС: топочных камер котлов, газоходов, сухих и мокрых золоуловителей), при этом возможно использование активного дорогого реагента;

при большой степени необходимой сероочистки (85 % и более) необходимы дорогие технологии с использованием дешевых реагентов.

Технологии сероочистки классифицируются по следующим трем основным признакам:

1. По агрегатному состоянию реагентов, применяемых для связывания  $\text{SO}_2$ , которые в свою очередь подразделяются на:

мокрые методы, основанные на промывке газов растворами поглотителей в абсорберах различных типов и конструкций;

мокросухие (полусухие) методы предусматривают ввод водо-известковой суспензии в верхнюю часть топки или в газоход котла, в результате чего конечный продукт очистки получается сухим;

сухие основаны на поглощении  $\text{SO}_2$  твердыми сорбентами, при этом либо газы фильтруются через слой зернистого поглотителя, либо в газы вводится диспергированный твердый поглотитель, реагирующий с  $\text{SO}_2$  во взвешенном состоянии - сухими аддитивными.

2. По наличию или отсутствию регенерации реагентов, которые в свою очередь подразделяются на:

циклические;

нециклические.

3. По утилизации конечного продукта процесса сероочистки, которые в свою очередь подразделяются:

на технологии с получением товарной продукции;

на технологии без получения товарной продукции.

К особенностям сероулавливающих установок электростанций относится их крупномасштабность. Площадь, занимаемая сероулавливающими установками, соизмерима с площадью основных сооружений электростанции. Эксплуатация сероулавливающих установок связана с потреблением значительного количества реагентов (известняка, извести, аммиака и др.) и образованием соответствующего количества отходов сероулавливания, которые могут иметь и товарную ценность. Для улавливания 1 т оксидов серы из дымовых газов электростанций требуется 1,8 т известняка.

Химическая продукция, получаемая при очистке дымовых газов от диоксида серы, зависит от выбранного технологического процесса. При очистке аммиачно-циклическим методом в качестве готовых продуктов можно получить 100 %-ный сжиженный диоксид серы и сульфат аммония. При использовании магнезитового метода получается промежуточный продукт - кристаллы сульфата магния, которые после их обработки (сушка, обжиг) поступают в сернокислотное производство.

Очистка отходящих газов от диоксида серы экономически целесообразна при содержании 0,52,5 об.%. Удаление  $\text{SO}_2$  из дымовых газов весьма сложный процесс, т. к. необходимо переработать огромное количество газа, нагретого до высокой температуры и с малым содержанием диоксида серы 0,10,4 об.%. Методы дороги и малоэффективны.

Для очистки газов от сернистых соединений применяют несколько способов: промывку газов водой, известковый, кислотно-каталитический, комбинированный (сочетание кислотно-каталитического и известкового), магнезитовый, аммиачные (мокрый и сухой) методы. Наиболее полно разработаны три метода, основанных на селективном поглощении диоксида серы: аммиачно-циклический, магнезитовый и известковый.

#### 4.1.2.1. Очистка угля от серы до сжигания

Осуществляется путем предварительной переработки сернистого угля для снижения содержания серы и золы. Технологии предварительной очистки угля от сернистых соединений, основаны на методах физической и глубокой химической очистки. Органическая сера равномерно распределена в массе угля и не может быть удалена путем мокрого или сухого обогащения. Сульфатная сера составляет незначительную часть общей серы. Поэтому особый интерес приобретает возможность сокращения выброса диоксида серы путем удаления из топлива колчеданной серы, что значительно проще, чем очистка дымовых газов от  $\text{SO}_2$ . Используются следующие способы извлечения колчеданной серы:

с помощью гравитационных воздушных сепараторов используя ее большую плотность (около  $5 \text{ т/м}^3$ ) по сравнению с углем ( $2 \text{ т/м}^3$ ), степень извлечения колчедана - до 75 %;

химический метод, состоящий из четырех этапов: измельчение, нагревание, химическая обработка пентакарбонилем железа и обогащение (т. е. извлечение колчедана) магнитным способом (до 85 %).

Чтобы удалить не только колчеданную, но и органическую серу, необходимо применять сложные и дорогостоящие технологические процессы. Как показали проведенные исследования, возможности этого метода ограничены. В связи с тем, что пиритной серы обычно меньше, чем органической, то степень извлечения серы составляет 1040 %.

Наиболее перспективный метод снижения содержания серы для условий Казахстана является механическое обогащение (сухое, мокрое) угля. Как известно с увеличением зольности ряда углей (например, каражыринского, экибастузского углей), увеличивается его серосодержание за счет сернистых компонентов золы. Поэтому для таких углей, обогащение является перспективным способом уменьшения эмиссии диоксида серы.

В настоящее время частичному сухому обогащению подвергается незначительная часть экибастузского угля 3-го пласта с зольностью свыше 55 % до зольности 40-42 %.

Увеличение количества обогащаемого угля и глубины его обогащения, за счет использования мокрого обогащения, снизит серосодержание сжигаемого на станциях угля.

Следует отметить, что степень извлечения серы зависит от содержания колчеданной серы, начальной и конечной зольности обогащаемого угля.

#### **4.1.2.2. Использование малосернистого топлива**

Использование твердого топлива с малым содержанием серы является способом, который может снизить эмиссию диоксида серы. Уменьшение эмиссии  $SO_2$  будет пропорционально уменьшению серосодержания нового угля. При этом наличие в золе угля активных сорбентов по отношению к сере, может дополнительно снизить эмиссию диоксида серы, путем связывания образовавшегося  $SO_2$  золой содержащего соединения кальция, магния и других активных компонентов.

Но следует отметить, что зачастую переход на менее сернистый уголь может потребовать весьма значительную реконструкцию котла, что связано с теплотехническими характеристиками предлагаемого угля, например при снижении или увеличении содержания летучих в новом угле по сравнению с проектным потребуется изменение воздушного баланса между первичным и вторичным воздухом, изменения конструкции горелки и т.д. Снижение уровня температур плавления потребует уменьшение мощности котлоагрегата, для предотвращения шлакования ширмовых и поверхностей нагрева. Весьма значительное изменение коэффициентов размолоспособности, абразивности и т. д. может потребовать изменение систем пылеприготовления и другое.

Переход на другой вид топлива, например с угля на мазут возможен без значительных переделок котла, т. к. при проектировании конкретного котла уже принимается, что мазут является растопочным или замещающим.

Переход с угля на газ, потребует реконструкции котла, связанные с заменой горелок, поверхностей нагрева котла и т. д.

#### **4.1.2.3. Уменьшение эмиссии $SO_2$ во время сжигания**

Технология заключается в предварительной газификации угля и последующим удалением сероводорода из газообразных продуктов газификации. Газификация угля может осуществляться в газогенераторах (в плотном слое, в кипящем слое и в спутном потоке) при высоких температурах ( $900 \div 1800$  xC) и давлениях около  $0,5 \div 10,0$  МПа при недостатке кислорода -  $O_2$ . В результате газификации угля образуется синтез-газ с высокой удельной теплотой сгорания, при этом сера преобразуется в сероводород -  $H_2S$ . Удаление сероводорода, путем его переработки в элементарную серу, осуществляется

в абсорбционных аппаратах с помощью моно- и диэтанонолов при температурах 30÷40 °С. Такой метод является достаточно простым и рентабельным по сравнению с улавливанием SO<sub>2</sub> из дымовых газов.

Это связано, во-первых, с тем, что эффективность улавливания сероводорода H<sub>2</sub>S выше, чем улавливание диоксидов серы SO<sub>2</sub>. Во-вторых, объем обрабатываемых газов газификации существенно меньше, чем при сжигании того количества угля.

#### 4.1.2.4. Улавливание SO<sub>2</sub> подачей сорбентов в топку с топливом

Сухая известняковая технология (СИТ) наиболее простая, требующая наименьших капитальных и эксплуатационных затрат, легко реализуется в условиях действующей электростанции и используется в случае сжигания мало- и среднесернистых углей. Заключается в подаче известняка или доломита в количестве, в два и более раз превышающем стехиометрически необходимое для полного связывания диоксидов серы в топку котла. При этом различают два способа ввода известняка в топку:

подача совместно смеси угля и известняка в топку котла;

подача известняка в верхнюю часть топки котла в зону температур не более 1000-1100 °С.

Подаваемый в топку котла тонкоразмолотый известняк при высоких температурах обжигается (кальцинируется) с образованием окиси кальция и углекислоты:



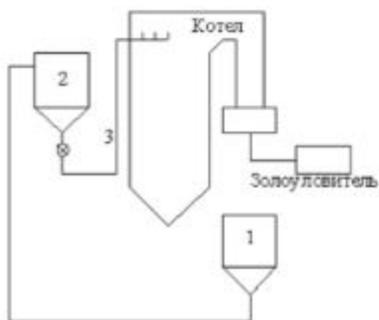
При температуре дымовых газов 500-900 °С окись кальция взаимодействует с сернистым ангидридом с образованием сульфита кальция:



При наличии кислорода дымовых газов (а он всегда имеется в режиме сжигания угля), часть сульфита кальция доокисляется в сульфат:



Полученная смесь сульфита и сульфата кальция вместе с золой и непрореагировавшей известью улавливается в золоуловителях и удаляются на золоотвал.



1 - силосная башня для хранения размолотого известняка; 2 - расходный бункер; 3 - система пневмотранспорта известняка в топку котла и его распределения в поперечном сечении топочной камеры

Рисунок 4.9. Принципиальная схема сероочистки по СИТ (сухой известняковой очистки)

Фактором, сдерживающим применение метода, являются:

1. Низкая эффективность, составляющая в среднем 3035 %.
2. Ввиду присутствия в улавливаемой золе химически активного сульфита кальция возникает проблема складирования отходов.
3. Подача известняка в топку котла приводит к снижению температуры плавления золы, что при использовании угля с температурой размягчения 1200 °С может вызвать повышенное шлакование поверхностей нагрева котла. Для основных энергетических углей Казахстана (экибастузский, борлинский) температура размягчения золы достигает 1300 тС и более.
4. При мокром золоулавливании общая степень сероочистки может быть повышена до 6065 % за счет того, что непрореагировавшая известь в водной среде дополнительно сорбирует  $SO_2$ . Это приводит к повышенному содержанию карбонатов и сульфатов, что может привести к их отложениям в системах гидрозолоудаления золы.
5. Для предотвращения образования отложений в мокром золоуловителе и системе внутреннего и внешнего гидрозолоудаления (ГЗУ), необходимо выбрать безопасный солевой режим работы золоотвала и системы оборотного водоснабжения, исключающий отложения карбонатов и сульфатов [35].

Помимо вводимых в топку активных сорбентов, образовавшиеся в процессе сжигания угля, диоксиды серы могут также улавливаться соединениями кальция находящимися в золе угля. Эффективность связывания оксидов серы зависит от характеристик угля: мольного отношения  $Ca/S$ , которая зависит от содержания  $CaO$  в угле и  $S^P$ ) и температурного уровня топочного процесса. С ростом соотношения  $Ca/S$ , при всех прочих равных условиях, степень улавливания  $SO_2$  увеличивается. Анализ характеристик углей Казахстана показывает, что теоретически (т. е. при 100 %

использовании CaO угля) степень улавливания диоксида серы, без добавки известняка в топку, может составить: для экибастузского угля 58 %; для каражиринского угля - 49 %; для шубаркульского угля - 18 %, для майкубинского угля - 37 %; для приозерного угля - 64 %. Следует отметить, что степень использования CaO золы обычно не превышает 1040 %, в зависимости от температуры топочного процесса. Тем не менее следует отметить, что от 5 до 15 % (в зависимости от режимных факторов, и состава минеральной части угля) диоксидов серы в отходящих газах обычно реагирует со щелочными элементами золы угля, благодаря чему сера связывается и удаляется с золой.

При степени улавливания диоксида серы до 3035 %, метод наименее капиталоемкий . Так, капвложения при реализации способа на энергоблоке мощностью 200 МВт Харанорской ГРЭС, составили не более 5 дол/кВт, а доля потребляемой электроэнергии равна 0,10,2 % [35].

#### **4.1.2.5. Улавливание SO<sub>2</sub> в процессе сжигания твердого топлива в кипящем слое**

Как отмечалось выше одним из способов снижения эмиссии SO<sub>2</sub> является организация фильтрации газа через слой зернистого поглотителя, который связывает диоксиды серы. Этот способ реализуется при сжигании топлива (твердого, жидкого и газообразного) в кипящем слое - КС: в пузырьковом кипящем слое (ПКС) или циркулирующем кипящем слое (ЦКС). Описание технологии ПКС и ЦКС рассмотрено в разделе 5.1.

Процесс сжигания топлива осуществляется в кипящем слое состоящего из инертного наполнителя (песок или другой твердый огнеупорный материала), частиц угля, золы угля и серопоглощающего сорбентов - в основном известняка. При этом используется дробленый уголь размером от 0 до 625 мм в зависимости от типа угля. Известняк подается 03 мм в случае сжигания в ПКС и грубомолотый, фракцией 00,5 мм в случае сжигания в ЦКС. Скорость фильтрации газа в слое ПКС составляет 23 м/с, для котлов ЦКС - до 56 м/с.

В целом химизм процесса связывания диоксида серы аналогичен технологии СИТ ( НДТ4.8). Подаваемые в топку известняк CaCO<sub>3</sub> кальцинируется до окиси кальция - CaO, который, при оптимальных температурах для десульфурации диоксида серы 850900 °С, вступает в реакцию с образовавшимся при горении SO<sub>2</sub> с образованием сульфита кальция - CaSO<sub>3</sub>. Далее CaSO<sub>3</sub> доокисляется кислородом, содержащийся в дымовых газах, фильтрующихся сквозь кипящий слой, до CaSO<sub>4</sub> (гипс). Продуктами процесса сероулавливания (твердая фаза) являются: гипс - CaSO<sub>4</sub>, некальцинированный известняк-CaCO<sub>3</sub>, непрореагировавший окись кальция - CaO.

Зола и твердые продукты сероулавливания частично выводятся непосредственно из топки котла, а вынесенные из топки улавливаются в золоулавливающих устройствах.

Следует отметить, что содержащиеся в золе угля минеральные компоненты (Ca, Mg, Na, K и другие щелочные металлы) являются активными сорбентами для связывания диоксида серы. Проведенные опыты по сжиганию экибастузских углей на экспериментальных установках показали, что в зависимости от зольности угля улавливается до 50 % SO<sub>2</sub>.

В целом для связывания до 95 % диоксида серы стехиометрическое соотношение Ca/S с учетом Ca, содержащегося в подаваемом в слой известняке и в золе угля, должно составлять на уровне 2,53,0.

#### 4.1.2.6. Нециклический мокрый известняковый (известковый) метод улавливания SO<sub>2</sub>

В целом мокрый процесс очистки дымового газа от SO<sub>2</sub> состоит из следующих стадий:

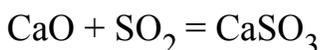
очистка отходящих газов от уноса пыли и золы;

промывка газа известковой - Ca(OH)<sub>2</sub> или известняковой - CaCO<sub>3</sub> водной суспензиями;

отделение кристаллов сульфита и сульфата от жидкости.

Мокрые методы наиболее хорошо отработаны в промышленных условиях и получили широкое применение в мировой энергетике. Связывание диоксида серы осуществляются по следующей схеме:

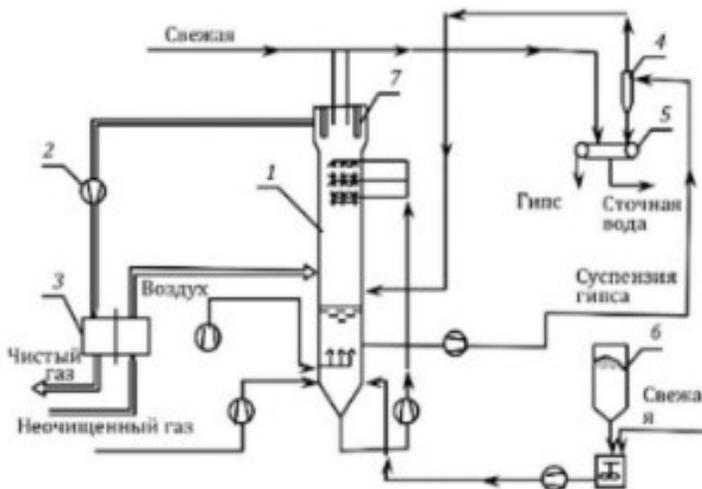
Известковая промывка:  $\text{Ca(OH)}_2 + \text{SO}_2 = \text{CaSO}_3 + \text{H}_2\text{O}$



Известняковая промывка:  $\text{CaCO}_3 + \text{SO}_2 = \text{CaSO}_3 + \text{CO}_2$

Технология основана на интенсивной промывке (распыления внутри газового) потока в абсорбере (скруббере) обеспыленных дымовых газов водной суспензии тонко измельченного известняка или гашеной извести. При этом технология может осуществляться по одно- или двухступенчатой схемам с окислением или без окисления сульфита кальция CaSO<sub>3</sub> в сульфат кальция CaSO<sub>4</sub>.

Упрощенная принципиальная нециклическая односкрубберная схема установки сероочистки рассматриваемым методом по технологии немецкой фирмы «Бишофф» приведена на рис. 4.10 [36].



1 - скруббер (абсорбер); 2 - дымосос; 3 - теплообменник; 4 - гидроциклон; 5 - вакуум-фильтр; 6 - расходный бункер известняка; 7 - каплеуловитель

Рисунок 4.10. Принципиальная схема установки сероулавливания по технологии фирмы «Бишофф»

Сероочистка дымовых газов осуществляется водной суспензией известняка или извести, распыляемой в противоточном скруббере 1. Очищенные от диоксида серы дымовые газы проходят через каплеуловитель 7, расположенный в верхней части скруббера, и с помощью дымососа 2 отводятся из аппарата. Для исключения конденсации водяных паров в газоотводящем тракте и улучшения условий рассеивания газов в атмосфере они подогреваются в теплообменнике 3 до температуры 100÷120 °С.

Промывочная суспензия постоянно циркулирует в скруббере. Распыление суспензии осуществляется с помощью сопел, расположенных в три яруса.

В нижней части скруббера (под зоной входа газов в него) расположена зона окисления. Принудительное окисление сульфита кальция в сульфат кальция ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  - гипс) позволяет значительно улучшить процесс обезвоживания твердой фазы до концентраций 90 % и более по сравнению с нерегулируемой кристаллизацией сульфата кальция в естественных условиях (обезвоживание твердой фазы не превышает 60 %). Это дает возможность предотвратить отложения в скруббере и повысить надежность сероочистки.

Параллельно с очисткой газа от диоксида серы, также осуществляется процесс собирания в растворе примесей. Они обусловлены выпадением летучей золы и хлорида кальция из потока из-за присутствия HCl в дымовых газах и примесей в известняке, которые концентрируются при рециркуляции. Система очищается водой для снижения содержания примесей.

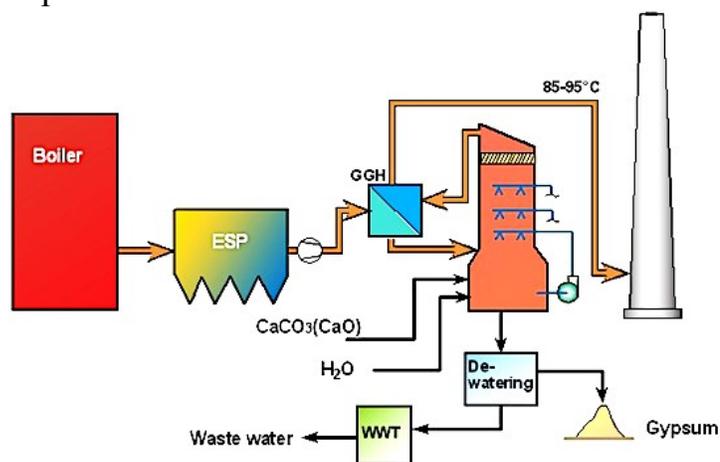
По мере накопления кристаллов гипса промывочная суспензия отбирается из скруббера и направляется в установку для его обезвоживания.

Регенерация промывочной жидкости осуществляется путем добавления свежей суспензии. Кроме системы воздушного окисления в скруббере отсутствуют другие встроенные элементы или мешалки.

Окончательное обезвоживание гипсового продукта в системах ДДГ с использованием известняка осуществляется с помощью барабанных центрифуг или вакуумных ленточных фильтров (ВЛФ). Там, где требуется конечный продукт с влажностью менее 10 %, используются барабанные центрифуги. Если требуется продукт с влажностью выше 10 %, используются ВЛФ. Получаемый гипс имеет высокие товарные качества (белизну и 9597 % чистоту), что позволяет использовать его для производства цемента, а также других строительных материалов и деталей.

Степень сероочистки - 9698 %. Расход электроэнергии - 1,62,84. Удельная площадь для оборудования 0,030,04 м<sup>2</sup>/кВт. Удельные капиталовложения в технологию составляет 110120 долл. США/кВт [35].

На рисунке 4.11 схематично представлена типичная технологическая линия мокрой сероочистки.



Boiler - котел; ESP - электрофильтр; GGH - теплообменник; Dewatering - удаление влаги; WWT - очистка воды; Gypsum - гипс.

Рисунок 4.11. Типичная технологическая линия мокрой сероочистки [37]

На рисунке 4.12 представлена конструкция абсорбера мокрой сероочистки.

Многочисленные разновидности технологии мокрого известнякового метода были в разное время разработаны фирмами «Бабкок-Вилькокс» (США), «Дойче Бабкок», «Энерги унд Ферфаренс-техник», «Маннесман Анлагенбау АГ», «Геези», «Штайн-Мюллер», «Тиссен» (Германия), институтами «Гипрогазоочистка», «НИИОГаз» и «ВТИ» (Россия).

Капиталовложения в нециклические способы очистки дымовых газов SO<sub>2</sub> от составляют около 1015 % стоимости энергоблока.

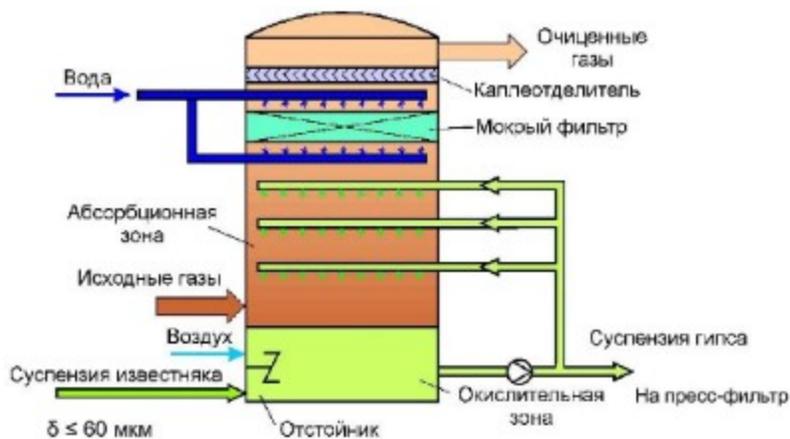


Рисунок 4.12. Конструкция абсорбера мокрой сероочистки [37]

Основными достоинствами технологий мокрых известняково-известковых методов очистки дымовых газов ТЭС являются:

высокая степень улавливания  $SO_2$  до 95-98 %;

наличие подходящих известняков практически в каждом регионе;

исходный реагент, промежуточные соединения и получаемый конечный продукт - двуводный гипс - нейтральны;

расход реагента близок к стехиометрическому соотношению  $CaS=1,021,05$ ;

простота технологий;

относительно низкая стоимость реагента;

отсутствие элементов, находящихся под высоким давлением или вакуумом.

К недостаткам этих методов можно отнести:

высокие капитальные затраты и эксплуатационные расходы (по различным оценкам увеличение стоимости вырабатываемой электрической и тепловой энергии на ТЭС, обусловленное сероочисткой газов, составляет 15÷25 %);

значительное количество отходов в виде пульпы или золошлаков, содержащих гипс ;

большие площади и объемы, занимаемые оборудованием;

неудобство работы с жидкостями;

высокая коррозионная активность рабочей суспензии и образование отложений твердой фазы в абсорберах;

необходимость снижения температуры газов перед абсорбцией до 70÷80 оС;

необходимость подогрева очищенных дымовых газов перед эвакуацией их в окружающую среду.

В России мокро известняковая технология была проверена на опытно-экспериментальной установке производительностью 106 тыс. м<sup>3</sup>/ч газа на Губкинской ТЭС [37].

Рассматриваемые технологии целесообразно применять только в случаях, когда требуется высокая степень очистки дымовых газов, а все другие факторы имеют второстепенное значение.

#### 4.1.2.7. Циклические мокрые методы улавливания SO<sub>2</sub>

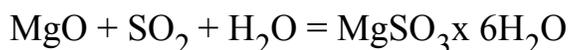
В системах мокрой нециклической сероочистке с однократной циркуляцией, с использованием известняка, известняковая суспензия нейтрализует и удаляет SO<sub>2</sub> в виде гипсового продукта. Для данного процесса необходим постоянный источник сорбента.

Циклические технологии улавливания SO<sub>2</sub> это технологии, в которых адсорбент (поглощающее твердое или жидкое вещество) регенерируется и возвращается в цикл, а улавливаемый диоксид серы используется. Реализация данной технологии приводит к необходимости использовать и эксплуатировать сложное химическое производство, значительно дороже по капиталовложениям и эксплуатационным затратам, чем нециклические технологии. Капиталовложения в циклические способы очистки дымовых газов от SO<sub>2</sub> составляют около 3040 % стоимости энергоблока.

Циклические методы могут быть рентабельны при содержании серы в топливе свыше 3,54 %. В остальных случаях экономически целесообразно применять мокрый известняковый или мокросухой известковый метод.

#### 4.1.2.8. Магnezитовый циклический способ улавливания SO<sub>2</sub>

Сущность этого способа заключается в связывании диоксида серы при промывки дымовых газов магнезитовой суспензией по реакции.



Образовавшийся сульфит магния отфильтровывают, сушат и разлагают термически (900-1000 °C), при этом получается чистый SO<sub>2</sub>, который используется как сырье для получения серной кислоты и оксид магния - MgO, который вновь возвращается в процесс

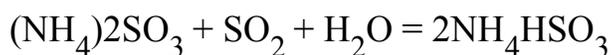
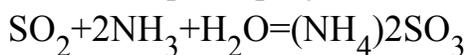
Преимущества метода - степень очистки до 95-96 %, возможность очистки запыленных газов с высокой температурой, отсутствие отходов и сточных вод получение товарного продукта в виде газа, содержащего 10-19 % SO<sub>2</sub>, используемого в производстве серной кислоты контактным способом, небольшие расходы реагента, обусловленные его регенерацией и возвращением в цикл. Расход энергии на процесс - 1,52,3 %.

Недостаток метода - способ громоздок, требуются значительные капитальные и эксплуатационные расходы (на регенерацию поглотителя), отложение кристаллического сульфата магния на поверхности абсорбера, наличие сернокислотного производства и многочисленные операции с твердыми веществами (кристаллами сульфита, золы, оксида магния). В целом способ применяется редко - в основном на установках, которые работают на сернистом топливе.

Установка по улавливанию  $\text{SO}_2$  по магнезитово-циклическому методу была испытана на Северодонецкой ТЭЦ [37].

#### 4.1.2.9. Аммиачно циклический способ улавливания $\text{SO}_2$

Предлагаемая технология является альтернативой технологии с использованием известняка, но в данной технологии в качестве очищающего вещества используется водный раствор аммиака. В результате реакции между диоксидом серы и водным раствором аммиака образуется сульфит аммония с последующим его реагированием с диоксидом серы, в результате чего образуется бисульфит аммония.



В целом аммиачно-циклический техника обеспечивает степень извлечения диоксида серы - до 99 %. Циклическость технологии заключается в получении полезных продуктов из смеси сульфита и бисульфита аммония, а также компонентов, возвращаемых в цикл для улавливания диоксида серы из дымовых газов. В зависимости от способа разложения бисульфита аммония различают несколько вариантов этого метода:

1. Получение товарных продуктов: серы и сульфата аммония путем нагрева сульфит и бисульфита аммония в автоклаве при 140-160 °С.

2. Получение диоксида серы, используемого для производства серной кислоты, путем обработки бисульфита аммония серной кислотой,

3. Получение диоксида серы, азотных и фосфорных удобрений, путем обработки бисульфита аммония азотной (фосфорной) кислотой (такие установки установлены преимущественно в США)

Аммиачные методы относительно экономичны и эффективны, недостаток их - безвозвратные потери дефицитного продукта - аммиака. Расход энергии на процесс - до 1,5 %.

В России на Дорогобужской ТЭЦ запущена установка, использующая аммиачно-циклический метод улавливания диоксида серы производительностью 1 млн  $\text{м}^3/\text{ч}$  газа [37].

Применение в Казахстане данной технологии в среднесрочной и долгосрочной перспективе - нецелесообразно, ввиду отсутствия высокосернистых энергетических углей, в также весьма сложной технологии, больше похожей на химическое производство.

#### 4.1.2.10. Упрощенная мокросухая техника улавливания $SO_2$

При приведенной сернистости менее 0,3 %/кг/МДж предпочтительна технология упрощенная мокросуха серочистка (УМСС), основанная на впрыске тонкодисперсной известковой суспензии перед форкамерой электрофильтра. На рисунке 4.13 представлена принципиальная схема упрощенной мокросухой известковой серочистки

Технология основана на вводе тонкодиспергированной известковой суспензии в форкамеру электрофильтра или в газоподвод перед форкамерой. Суспензия в пневматические форсунки, обеспечивающая ее тонкий ее распыл, подается пневматически или с использованием перегретого пара. Для приготовления известковой суспензии используют негашеную  $CaO$  или гашеную  $Ca(OH)_2$  известь.

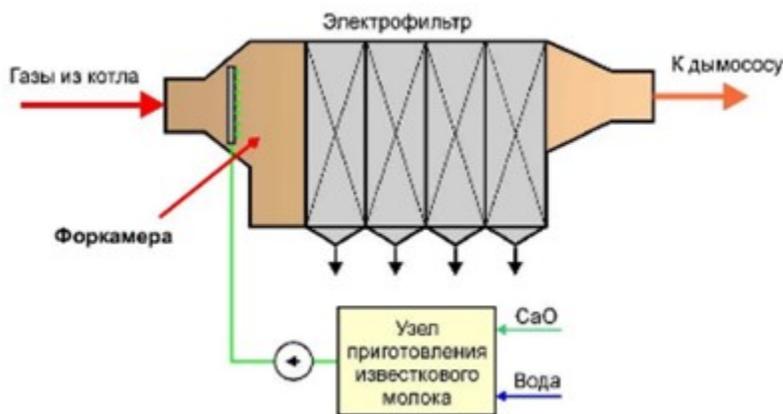


Рисунок 4.13. Принципиальная схема упрощенной мокросухой известковой серочистки [37]

При подаче суспензии в газовый поток диоксид серы связывается жидким реагентом. Под воздействием тепла дымовых газов вода из смеси испаряется и в золоуловитель поступает сухая смесь летучей золы и отходов серочистки. Следует отметить, что в результате данного процесса происходит охлаждение и увлажнение дымовых газов, что приводит к повышению эффективности работы электрофильтра [35].

Удельные капитальные затраты для реализации этой технологии 26 \$/кВт.

Увеличение расхода энергии на собственные нужды составляет примерно 0,03 %.

Удельная площадь для размещения оборудования- 0,0005 м<sup>2</sup>/кВт.

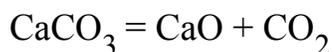
Степень улавливания  $SO_2$  технологии составляет 5060 %.

Данный способ предъявляет повышенные требования к реагенту, поглощающему  $\text{SO}_2$ , который должен обладать высокой реакционной способностью. Дешевый природный известняк оказался непригодным для этой цели, а многие другие не удовлетворяют требованиям по стоимости. Поэтому практически возможно использование только гашеной извести, для приготовления которой необходимы тщательное выдерживание технологии и применение качественной воды.

#### 4.1.2.11. Полусухой метод десульфуризации дымовых газов «Лифак»

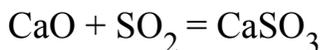
Процесс «Лифак», разработанный финской фирмой «Тампелла» по существу является совмещением сухого аддитивного и полусухого методов сероулавливания [36]

Известняк в виде мелкодисперсной пыли, 80 % фракций которой имеют размер не более 32 мкм, вводится с помощью пневматических сопел в поток дымовых газов с температурой 950-1100 °С для обеспечения процесса кальцинирование известняка по реакции:



Ввиду того, что при изменении нагрузки котла местоположение зоны оптимальных температур (950-1100 °С) также изменяется, то узлы ввода известняка обычно устанавливаются по крайней мере в двух сечениях газового тракта.

По мере продвижения кальцинированного известняка по газовому тракту котла происходит связывание части диоксида серы по реакциям:



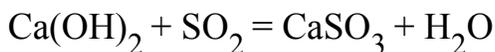
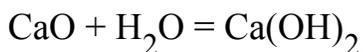
Степень улавливания диоксида в этой фазе, как и при технологии МСИТ (сухая известняковая технология) составляет 30-35 %. Целью подачи известняка в высокотемпературный поток, помимо связывания части  $\text{SO}_2$ , является обеспечить переход известняка в окись кальция в максимально возможном количестве.

Активация непрореагировавшего кальция осуществляется в отдельном реакторе путем повышения влажности дымовых газов. Распыление воды создает реакционно особые условия, позволяющие значительно повышать коэффициент использования кальция. Чем ближе к точке росы охлаждаются дымовые газы, тем выше степень улавливания серы.

После котла дымовые газы, содержащие смесь твердых веществ в виде золы, сульфита и сульфата кальция и непрореагировавшей извести поступает в активационный реактор, в который впрыскивается вода. Распыливание воды до

оптимального размера капель обеспечивается при помощи системы сопел, работающих на сжатом воздухе, разработанной фирмой Тампелла.

В реакторе негашеная известь CaO в результате контакта с водой переходит в активную гашеную, которая соединяется с SO<sub>2</sub> с образованием сульфита кальция:

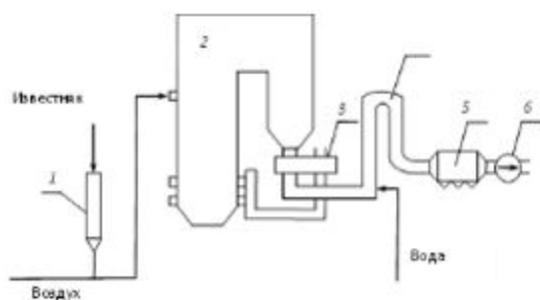


По мере движения газового потока в реакторе, капли жидкости испаряются, температура газов понижается. На выходе из реактора остается сухая смесь золы, сульфита и сульфата кальция, которая затем улавливается в электрофильтре или в рукавном фильтре.

Расход известняка зависит от расхода топлива, от его качества (серосодержание, влажность, зольность и др.), которые может меняться. Для обеспечения требуемых санитарных норм по эмиссии SO<sub>2</sub>, количество подаваемого известняка автоматически корректируется по концентрации SO<sub>2</sub> в дымовых газах после котла. Количество вводимой в реактор воды регулируется в зависимости от конечной температуры газов в реакторе, превышающей на 10 - 15 аС температуру точки росы.

Высокая степень автоматизации установки, дистанционное управление оборудованием со щита управления упрощает ее обслуживание, осуществляемое, как правило, только обходчиками.

Принципиальная схема технологии «Лифак» представлена на рис. 4.14.



1 - бункер известняка; 2 - котел; 3 - теплообменник; 4 - активационный реактор; 5 - золоуловитель; 6 - дымосос

Рисунок 4.14. Схема сухой аддитивной очистки дымовых газов ТЭС от диоксида серы по технологии «Лифак»

Общая степень очистки достигает величины 96 % при молярном соотношении Ca/S равном 2. Эффективность очистки тем выше, чем ближе температура потока к точке

росы. Температура дымовых газов в реакторе поддерживается на 10-15 °С выше температуры точки росы, что обеспечивает получение продуктов реакции в сухом виде.

Дополнительно требующиеся площади оказываются минимальными, так как реактор размещается в несколько модифицированном газоходе котла, что особенно важно в случае оснащения сероулавливающими установками действующих ТЭС.

Капитальные и эксплуатационные затраты на установку «Лифак» значительно ниже затрат на сероочистные установки по любому другому методу.

Удельные затраты за 1 кВт установленной электрической мощности по методу «Лифак» для блока 100 МВт составляют:

капитальные затраты - 1,8 ы/кВт;

эксплуатационные расходы (известняк, вода, электроэнергия, обслуживание) - 2,18 е/кВт;

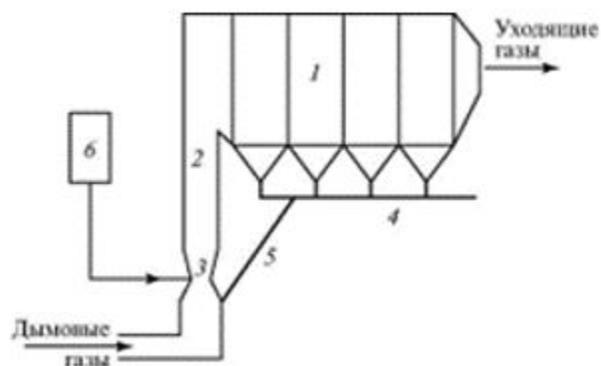
общие затраты - 2,9 ы/кВт.

По фактическим данным общие удельные затраты на установки по методу «Лифак» колеблются в пределах 10,8-15,2 х/кВт для ТЭС мощностью от 120 до 1200 МВт.

#### 4.1.2.12. Технология сероочистки с циркулирующей инертной массой

Мокросухая технология с циркулирующей инертной массой заключается в подготовке увлажненной, до влажности не более 8 % смеси из уловленной в электрофильтре или рукавном фильтре золы с последующей подачей этой смеси в дымовые газы перед электрофильтром. При такой влажности смесь обладает хорошей сыпучестью, что позволяет надежно транспортировать твердый реагент к газоходу и равномерно распределять его в объеме уходящих дымовых газов.

Технология реализуется следующим образом. Уловленная в первом и втором поле электрофильтра зола по системам 4 и 5 направляется в смеситель 3 расположенный в газоходе перед золоуловителем куда из узла 6 подается подготовленная готовая суспензия. Зола, являющаяся инертным носителем с большой поверхностью на которую нанесен реагент, позволяет максимально интенсифицировать процессы массообмена.



1- электрофильтр (рукавный фильтр), 2 - подводящий газоход, 3 - зона ввода реагента, 4 - система пневмотранспорта уловленной золы, 5 - золопровод возврата части уловленной золы в подводящий газоход, 6 - узел приготовления, хранения и подачи известковой суспензии.

Рисунок 4.15. Схема установки сероочистки с циркулирующей инертной массой

Данный метод целесообразно применять при высоком расположении электрофильтра, когда между ним и выходным газоходом котла имеется протяженный вертикальный участок.

Степень улавливания  $\text{SO}_2$  технологии составляет до 93 %. Коэффициент избытка реагента  $\text{Ca/S}=1,051,1$ . Удельные капитальные затраты на эту технологию оцениваются примерно в 15 дол/кВт, рост потребления электроэнергии - в 0,4 %. Стоимость улавливания  $\text{SO}_2$  - 280320 долл. США/т. Удельная площадь для размещения оборудования,  $0,040,05 \text{ м}^2/\text{кВт}$  [35].

Как и в случае упрощенной мокросухой технологии, улучшаются электрофизические свойства дымовых газов и обеспечивается стабильная работа электрофильтра.

#### 4.1.2.13. Технология полусухой сероочистки по NID-технологии

Компанией «Альстом Пауэр Стован» разработана NID-технология (Novel Integrated Desulphurisation), реализующая полусухой метод десульфуризации газов, основанную на реакции между  $\text{SO}_2$  и  $\text{CaO}$ ,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  в условиях повышенной влажности [37].

Технология прошла промышленные испытания на энергоблоках мощностью свыше 200 МВт, с достигнутой эффективностью системы сероочистки 95 % при  $\text{Ca/S} = 1,25$ .

Принципиальная схема этой технологии приведена на рисунке 4.16 [37].

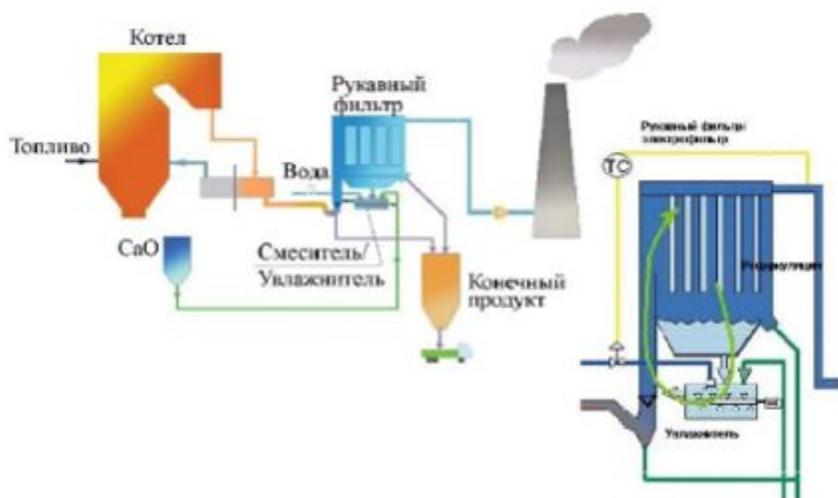


Рисунок 4.16. Схема полусухой сероочистки по NID технологии Alstom

Технология NID заключается в следующем. Обычно в действующих полусухих десульфурационных технологиях известь подается в очищаемые газы в виде суспензии, то в NID-технологии существует специальный смеситель/увлажнитель, в который подается часть уловленной в ЗУ золы и известь. Полученная смесь увлажняется водой до влажности 5-6 %, что достаточно, для активации извести для абсорбции  $SO_2$  при обычной для полусухого метода температуры на 10-20 °С выше точки насыщения. На практике диапазон температуры составляет 65-75 °С.

Данная технология обеспечивает существенное увеличение количества рециркулирующего реагента (золы и гашеной извести), по сравнению с существующими полусухими способами десульфурации, что приводит к соответственному увеличению поверхности реагирования. Меньшее время (менее 2-х секунд) необходимое для сушки рециркулирующего реагента, приводит к существенному уменьшению (на 20 %) габаритов реактора, по сравнению с традиционным полусухим методом, но при этом эффективность абсорбции вследствие большой реакционной поверхности, такая же, как и для стандартного полусухого метода.

Влажность уловленной в золоуловителе рециркулирующей золы составляет менее 3 %. Часть золы выводится из цикла, а часть снова направляется в увлажнитель, в который также добавляется свежая известь -  $Ca(OH)_2$ .

Увлажнитель является наиболее важным элементом NID процесса, поддерживающий равновесную влажность золы путем постоянного впрыскивания воды во входящий поток золы.

Поскольку влажность конечного продукта низкая (смесь летучей золы с сульфитом кальция, сульфатом, гидроксидом, хлорида карбоната) то можно использовать систему пневмозолоудаления, для дальнейшего использования и хранения в силосах. Конечный продукт может быть захоронен, но также может быть использован, для: засыпки шахт, выравнивания ландшафтов; дорожного покрытия, изготовления стройматериалов и т. д.

Преимущества установки NID-технологии по сравнению с традиционными полусухой и мокрой технологиями десульфурации:

- низкие капитальные затраты благодаря компактному решению;
- простота технологии обеспечивает 99 %-ную эксплуатационную готовность установки;
- сокращение потребления энергии;
- компактность, не требует много места - реактор и увлажнитель расположены под золоуловителем;

высокая эффективность улавливания  $\text{SO}_2$  - до 90-95 % при таком же расходе известняка, как и для других полусухих методов;  
удельная стоимость технологии - 25 долл.США/кВт.

Таблица 4.3. Сравнение техник сероочистки

№ п/п	Способ сероочистки	Степень улавливания $\text{SO}_2$ , %
1	2	3
1	Очистка угля от серы до сжигания	1040
2	Использование малосернистого топлива	-
3	Уменьшение эмиссии $\text{SO}_2$ во время сжигания	-
4	Уменьшение $\text{SO}_2$ подачей сорбентов в топку с топливом	1040
5	Уменьшение $\text{SO}_2$ в процессе сжигания твердого топлива в кипящем слое	до 95
6	Нециклические мокрый известняковый (известковый) метод улавливания $\text{SO}_2$ .	96-98
7	Магнезитовый циклический способ улавливания $\text{SO}_2$	95-96
8	Аммиачно циклический способ улавливания $\text{SO}_2$	до 99
9	Упрощенная мокросухая технология улавливания $\text{SO}_2$	50-60
10	Полусухой метод улавливания $\text{SO}_2$ по технологии «Лифак»	до 96
11	Технология сероочистки с циркулирующей инертной массой	до 93
12	Технология полусухой сероочистки по NID-технологии	90-95

#### 4.1.3. Техники предотвращения и/или сокращения выбросов $\text{NO}_x$ при сжигании твердого топлива

##### Общие вопросы образования оксидов азота при сжигании твердого топлива

Оксиды азота а  $\text{NO}_x$  являются одними из основных вредных газовых выбросов при работе ТЭС. При этом механизм образования оксидов азота при сжигании различных видов топлив - разный. Так, при высокотемпературном сжигании газа -  $\text{NO}_x$  в основном образуется за счет окисления азота воздуха. При сжигании угля большей частью оксиды азота образуются из азота топлива. В целом, можно отметить, что количество образующихся оксидов азота зависит от технологии сжигания, конструктивных особенностей топочной камеры, режимных параметров процесса сжигания топлива и может в определенном диапазоне регулироваться технологическими методами. В состав оксидов азота входят моноокись азота  $\text{NO}$  (до 95 %), двуокись азота  $\text{NO}_2$  (около 45 %), закись азота и другие оксиды.

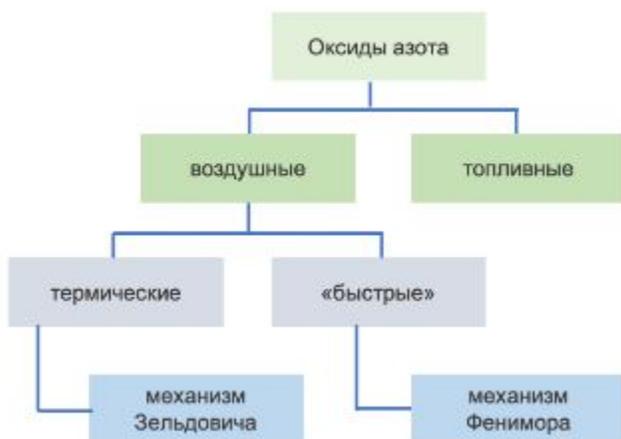
Процесс образования оксидов азота при горении топлива весьма сложный и до конца еще не разработанный процесс, но в целом можно отметить 3 основных группы источников образования оксида азота при горении (рис. 4.17):

1. Образование термических оксидов азота.
2. Образование топливных оксидов азота.
3. Образование быстрых оксидов азота.

1. **Термические** (воздушные) оксиды азота - образуются за счет окисления молекулярного азота воздуха в зоне максимальных температур. Такой механизм образования оксидов азота осуществляется в основном при сжигании газомазутного топлива в высокотемпературном газовом факеле. Образование  $\text{NO}_x$  по Зельдовичу зависит от ряда факторов, среди которых:

температура в зоне горения. Образование  $\text{NO}$  происходит при температурах выше 1500 °С. С увеличением температуры происходит экспоненциальный рост образования  $\text{NO}$ ;

Рисунок 4.17. Схема источников образования оксидов азота



время пребывания в зоне горения. С увеличением времени пребывания продуктов сгорания в высокотемпературной зоне горящего факела эмиссия оксидов азота увеличивается;

избыток воздуха в факеле. С увеличением избытка воздуха выход  $\text{NO}_x$  растет, достигая максимальной величины при определенном (экстремальном) избытке воздуха, с дальнейшим увеличением избытка воздуха концентрация  $\text{NO}_x$  уменьшается за счет разубоживания воздухом. При этом, значение экстремального коэффициента избытка воздуха, зависит от вида топлива, способа организации сжигания и аэродинамики факела.

Имеющиеся теоретические и экспериментальные исследования позволили определить наиболее оптимальные пути и методы снижения эмиссии оксидов азота, такие как:

- снижение общего уровня температур в топке котла;

снижение максимальных локальных температур в топке;

уменьшение максимальной температуры и содержания кислорода в зоне максимальных температур;

уменьшение общего избытка окислителя в пределах, обеспечивающих не превышение химического недожога сверх допустимого.

**2. Быстрые оксиды азота.** Быстрое образование оксида азота во фронте пламени - явление, органически связанное с горением и присуще пламени углеводородов и углесодержащих топлив. Причем процесс образования начинается уже у передней границы фронта пламени в области температур около 1000 К.

Основные признаки быстрого окисления азота в пламенах:

кратковременность процесса;

слабая зависимость выхода NO от температуры горения;

сильная зависимость выхода NO от соотношения топливо-воздух.

Доля «быстрых» оксидов азота при факельном сжигании не превышает, как правило, 10-15 % от общего выхода оксидов азота в топочном процессе. При низкотемпературном сжигании их доля существенно ниже. Задача снижения «быстрых» NO<sub>x</sub> пока не решена.

**3. Топливные оксиды азота** - образуются за счет окисления азота топлива. В целом механизм окисления топливного азота, описывается следующими процессами: выход летучих компонентов угля, включающих азотсодержащие соединения, переход азотсодержащих соединений в оксиды азота, диффузионный процесс смешения летучих с окислителем. Большая часть оксидов азота при сжигании угля образуются, в основном, за счет окисления азотных соединений, выделяющихся при скоростном термическом разложении частиц топлива (пиролиза). Этот процесс идет при температуре 550-1000 °С.

Следует отметить, что лишь некоторая часть топливного азота переходит в оксиды азота.

Азотсодержащие соединения в углях состоит из аминов, пептидов, аминокислот и др. Так как, для превращения топливного азота, входящего в различные соединения, а также на образование из них NO, требуется меньшая энергия, чем энергия расщепления молекулы N<sub>2</sub>, то даже при сравнительно невысоких температурах (1000-1300 °С) образование существенных количеств NO вполне возможно (рис.4.18). Следует отметить, что влияние топливных NO<sub>x</sub> на общий выброс оксида азота более существенно при низких температурах процесса горения, например, при сжигании низкокачественных углей, особенно при сжигании топлива в кипящем слое.

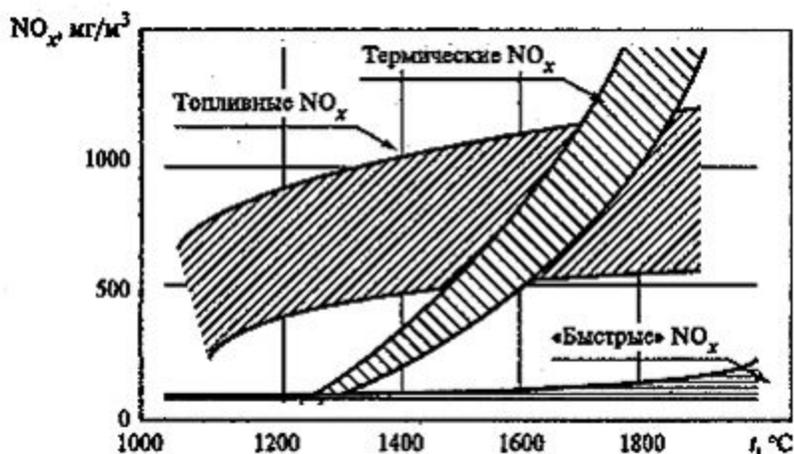


Рисунок 4.18. Зависимость образования оксидов азота от температуры при сжигании органического топлива

Образование оксидов азота при сжигании угля на 75-80 % определяется окислением летучих азотсодержащих соединений, которые в свою очередь зависят от природы азотсодержащих соединений топлива - термической устойчивости. А так как природа азотсодержащих соединений топлива, их количество для различных органических топлив различна, то не существует однозначной связи содержания азота в топливе (материнский азот) и выхода оксидов азота. Таким образом, процесс конверсии азота топлива в оксиды азота является многофакторным процессом, что не всегда учитывается.

В целом можно отметить, что при сжигании азотсодержащих топлив оксиды азота образуются, в основном, за счет окисления азотных соединений, находящихся в газовой фазе ( $\text{HCN}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{CN}$ ,  $\text{NH}_2$ ) после пиролиза топлива. Этот процесс идет при температуре 550-1000 eC. Окисление азота, оставшегося в коксовых частицах, незначительно влияет на выход  $\text{NO}_x$  (не более 20-25 % общего выхода «топливного» азота). Значительная часть азота топлива переходит в молекулярный азот, часть азота сохраняется в связанном виде в уносе.

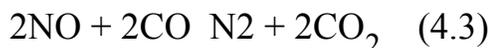
Следует отметить, что при нагревании угля наблюдается двухстадийное выделение азотсодержащих соединений: вначале они выходят с так называемыми ранними летучими, а затем, с гораздо большей трудностью - из коксового остатка в виде поздних летучих.

Механизм превращения топливного азота представляется следующим образом. По мере прогрева из угля под воздействием высокой температуры выходят летучие вещества и остается кокс.  $\text{NO}$  образуется как из азота летучих, так и из азота кокса. С другой стороны, образовавшийся  $\text{NO}$  восстанавливается до  $\text{N}_2$  за счет реакций с азотистыми веществами летучих, а также за счет гетерогенной реакции  $\text{NO}_x$  с коксом.

Механизм окисления азота топлива, перешедшего в газовую фазу до NO был предложен Фенимором [38]. Он включает образование активного азотистого радикала RN, которыми могут быть NH<sub>3</sub>, NH<sub>2</sub>, NH, N, CN и последовательные реакции, в которых NO образуется при окислении RN и последующего разрушения NO:

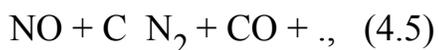
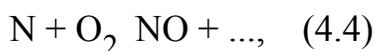


В газовой фазе, возможно также восстановление NO при взаимодействии с окисью углерода по следующей реакции:



Определенное количество оксидов азота генерируется также при окислении кокса, но при этом необходимо отметить, что кокс в определенных условиях восстанавливает NO до N<sub>2</sub>. Азотистые соединения, оставшиеся в твердой фазе в коксовом остатке, в виде поздних летучих выходят весьма медленно. При этом время их выхода без доступа кислорода превышает время сгорания частиц.

Образование NO и N<sub>2</sub> из азота кокса происходит на поверхности коксовой частицы по следующим двум последовательным реакциям:



Из приведенных теоретических положений и расчетов, следует, что в отличие от выбросов пыли и серы, уровень выбросов которых в основном зависит от золо-и серосодержания в угле, уровень выбросов NO зависит от многих характеристик угля: доли азотсодержащих соединений, вышедшей с ранними летучими, реакционных свойств коксового остатка, температуры топочного процесса, избытка воздуха, времени нахождения газообразных продуктов сгорания в зоне высоких температур, конструктивных особенностей топочной камеры и многое другое.

В целом, в теплоэнергетике, для снижения эмиссии оксидов азота применяются топочные технологические способы, влияющие на процесс горения угля, а также очистки дымовых газов с использованием химических методов.

**Техники снижения выбросов NO<sub>x</sub> можно разделить на две основные группы:**

I. Первичные (технологические) техники - подавление образования NO<sub>x</sub> в процессе горения топлива, целью которых является торможение реакций образования оксида азота NO с одновременным ускорением восстановительных реакций, обеспечивающих переход азотсодержащих компонентов топлива в безвредный молекулярный азот N<sub>2</sub>.

При этом, применение таких первичных технологий не должны приводить к снижению эффективности сжигания топлива, к снижению надежности работы котла, а также повышению выбросов других загрязняющих веществ и другое. Также принятое решение по выбору какого-либо метода должно быть экономически обоснованным.

Реализация первичных технологий возможна различными методами, которые в свою очередь состоят из ряда мероприятий.

1. Режимно-наладочные мероприятия:

снижение избытка воздуха;

нестехиометрическое сжигание;

упрощенное двухступенчатое сжигание;

2. Модернизация топочного процесса:

применение низкоэмиссионных горелок;

ступенчатая подача воздуха для горения;

рециркуляция дымовых газов;

подача пыли высокой концентрации (ПВК);

концентрическое сжигание;

ступенчатое сжигание топлива:

двухступенчатое сжигание;

трехступенчатое сжигание.

3. Новые технологии сжигания:

атмосферный пузырьковый кипящий слой (ПКС);

циркулирующий кипящий слой (ЦКС);

кипящий слой под давлением (КСД).

II. Вторичные методы уменьшения эмиссии оксидов азота - очистка дымовых газов от оксидов азота с использованием химических методов. Промышленно применяются две азотоочистные технологии:

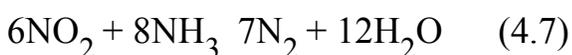
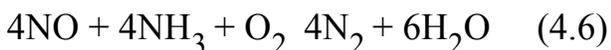
1. селективное некаталитическое восстановление оксидов азота - СНКВ (SNCR);

2. селективное каталитическое восстановление оксидов азота - СКВ (SCR).

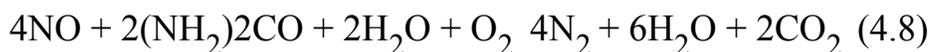
При более высокой эффективности СКВ-технологии удельные капитальные затраты в нее на порядок выше, чем в СНКВ. Напротив, расход восстановителя, чаще всего аммиака, при СКВ технологии в 2-3 раза ниже вследствие более высокой селективности использования аммиака по сравнению с СНКВ. Химизм процесса основан на реакциях типа 4.2.

В процессах в системе азотоочистки в качестве реагента используется аммиак или мочевины:

Реакция с аммиаком



Реакция с мочевиной (карбамидом)



В процессе СКВ, для восстановления  $\text{NO}_x$  используется аммиак путем подачи его в дымовые газы, когда они проходят через катализатор. Этим способом достигаются чрезвычайно высокие уровни восстановления  $\text{NO}_x$ , как правило, около 90 %.

Процесс СНКВ зависит от подачи аммиака в потоки дымовых газов для реакции с  $\text{NO}_x$  при высоких температурах. При сжигании угля степень восстановления  $\text{NO}_x$  достигается, как правило, до 50 %.

## Режимно-наладочные методы

### 4.1.3.1. Контролируемое снижение избытка воздуха.

Снижение выбросов  $\text{NO}_x$ , рост выбросов  $\text{CO}$ .

Данная технология является одной из самых малозатратных, простых и распространенных способов снижения эмиссии оксидов азота. Технология основана на зависимости эмиссии оксидов азота от избытка воздуха, носящей экстремальной характер, показывающая, что максимальная концентрация  $\text{NO}_x$  наблюдается при  $i_{\text{в.т.}} = 1,2 \div 1,3$ . При этом же избытке воздуха наблюдается и максимальная эффективность выгорания топлива.

При снижении избытка воздуха  $a_{\text{в.т.}}$  до  $1,03 \div 1,07$  концентрации  $\text{NO}_x$  существенно сокращается с одновременным резким ростом потери тепла с химическим и механическим недожогом и других вредных загрязняющих веществ. При значительном снижении избытка воздуха, возможно шлакование топки котла из-за опасности возникновения зон с резко восстановительной средой. Также это может привести к возникновению коррозионных процессов поверхностей нагрева котла.

Таким образом, реализация такого способа снижения эмиссии оксидов азота возможна лишь при определении оптимального диапазона снижения избытка воздуха, которое обеспечивало бы необходимую величину снижения эмиссии оксидов азота с относительно приемлемыми потерями химического и механического недожога и сохранения надежности работы котла.

Следует отметить, что у данного способа существует довольно высокий потенциал, особенно это касается старых котлов, на которых до этого не производились работы по

уменьшению эмиссии оксидов азота. Речь идет об установке новых горелок, которые смогут обеспечить приемлемую эффективность сжигания углей при низких избытках воздуха.

В целом, анализ показывает, что реализация данного метода может снизить эмиссию оксидов азота на величину 1035 %. Верхний предел относится скорее к бурым и высокорекреационным каменным углям с большим выходом летучих (шубаркульский, каражиринский). Для низко реакционных углей (экибастузский и борлинский) сокращение эмиссии будет меньше. Также можно отметить, что перспектива развития этой технологии связана с созданием малотоксичных горелок.

#### **4.1.3.2. Нестехиометрическое сжигание.**

Снижение выбросов  $\text{NO}_x$ , возможен рост выбросов  $\text{CO}$ . Нестехиометрическое сжигание - это нетрадиционный способ сжигания топлив с организацией в топочной камере отдельных восстановительной ( $\gamma < 1$ ) и окислительной ( $\gamma > 1,21,25$ ) зон горения при сохранении традиционных избытков воздуха на выходе из топки. В восстановительной зоне ввиду недостатка кислорода в этой зоне по реакциям 4.2 и 4.3 происходит восстановление образовавшихся оксидов азота и генерируется  $\text{CO}$ , которое дожигается в окислительной зоне до  $\text{CO}_2$ . Образование термических  $\text{NO}_x$  в окислительной зоне сдерживается снижением температуры горения, за счет больших избыточных объемов воздуха [39].

Следует отметить, что при сжигании твердого топлива эффект от нестехиометрического горения не столь значителен, по сравнению с газомазутным топливом. Это связано в основном, с незначительной чувствительностью процесса образования топливных оксидов азота на температуру процесса по сравнению с термическими оксидами азота.

На практике существует большое разнообразие возможных схем организации нестехиометрического сжигания, выбор которых зависит от габаритных размеров топки, типа и числа горелочных устройств. Так, для одноярусного встречного расположения горелок в топке котла нестехиометрическое сжигание может быть организовано «по горизонтали» - т. е. часть горелок работает с  $\gamma < 1$ , остальные горелки с  $\gamma > 1,21,25$ . Если котел имеет двухъярусную компоновку горелок, то возможна организация большого числа комбинаций нестехиометрического сжигания «по вертикали».

Существующий опыт показывает, при реализации нестехиометрического сжигания реакционных углей снижение эмиссии оксидов азота составляет 2535 %. Для низко реакционных углей, типа экибастузского и борлинского, эта величина будет существенно ниже и будет зависеть от ряда факторов.

#### 4.1.3.3. Упрощенное двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

Снижение выбросов  $\text{NO}_x$ .

Технология основана на организации в объеме топочной камеры двух основных процессов (ступеней), влияющих на образование оксидов азота в факеле и осуществляется следующим образом:

1. Все топливо подается в первый ярус (ступень) горелок с избытком воздуха обычно при  $\alpha = 0,80,95$ , где осуществляется выход и воспламенение летучих, нагрев и воспламенение угольной пыли.

2. Подача оставшегося воздуха подается в отключенные по топливу горелки второго яруса, где осуществляется смешение с продуктами сгорания из первой ступени и догорание топливоздушной смеси. Избыток воздуха на выходе из топки поддерживается на уровне  $1,21,25$ .

Для реализации данного метода требуется, чтобы топка котла отвечала следующим требованиям:

большое количество горелок или их многоярусная компоновка;

запас производительности горелок по топливу;

расстояние между ярусами горелок должно обеспечивать достаточно протяженную восстановительную зону.

Анализ этих требований показывает, что полностью выдержать эти требования весьма сложно. Одна из причин - увеличение мощности горелки по топливу практически в два раза, что для пылеугольных котлов трудноразрешимая задача. Также следует отметить, что реализация упрощенного двухступенчатого режима сжигания не столь эффективна и вызывает определенные трудности ведения режима при изменении мощности котла. При реализации способа возможно существенное повышение температуры в районе ширм, вызванное затягиваем горящего факела. Поэтому данное технологическое решение в угольной энергетике практически не применяется, но находит свое применение при сжигании газомазутного топлива.

#### Технологические методы, требующие изменения конструкции котла

#### 4.1.3.4. Применение низкоэмиссионных горелок (LNB)

При модернизации угольных котлоагрегатов с целью уменьшения эмиссии  $\text{NO}_x$ , должно быть приоритетным вариантом. Это связано в первую очередь тем, что на угольных котлах в основном образуются топливные оксиды азота, конечная концентрация которых, во многом определяется их образованием на начальном участке пылеугольного факела горелки. Во-вторых, данная модернизация не затрагивает поверхности нагрева котла и обеспечивается только лишь заменой старой горелки на

новую с их установкой в ту же самую горелочную амбразуру. В целом такая модернизация является относительно малозатратной.

Конструкция низкоэмиссионных горелок обеспечивает режим ступенчатого сжигание твердого топлива в горелочном факеле. Показатели работы низкоэмиссионных горелок зависят от компоновки котла, качества топлива и эксплуатационных режимов. На рисунках 4.19 и 4.20 схематически показана двухканальная по вторичному воздуху горелка и схема развития и смешения горящего горелочного факела со вторичным и третичным воздухом. Прогрев, выход и воспламенение летучих, прогрев и воспламенение угольных частиц аэросмеси в факеле вихревой горелки осуществляется за счет приосевой рециркуляции горячих газов из ядра факела. Оптимизация избытка первичного воздуха и количества подсосываемых к устью горелки газов рециркуляции обеспечивает минимум образования топливных оксидов азота на начальном участке горелочного факела. Дальнейшее образование топливных оксидов азота в факеле в основном будет определяться скоростями воспламенения топлива и его смешения с вторичным воздухом. Организация по ходу продвижения горелочного факела, более продолжительной зоны с недостатком кислорода, путем задержки подмешивания вторичного воздуха к топливовоздушной горячей смеси, приводит к меньшей общей эмиссии оксидов азота, ввиду осуществления в восстановительной зоне реакций 4.2; 4.3 и 4.5. В то же время конструкция такой горелки не должна привести к ухудшению топочного процесса, т. е. сохранение достигнутой эффективности сжигания угля и обеспечение безшлаковочного режима работы котла.

Таким образом, конструкция малотоксичных горелок должна регулировать не только прогрев и горение топливовоздушной смеси, но и интенсивность и необходимую последовательность смешения развивающего горящего факела со вторичным воздухом. Это решается путем разделения вторичного воздуха, в основном, на два потока. Подбором регулирования соотношения количества вторичного и третичного воздуха, скоростей и крутки внутренних и внешних потоков вторичного воздуха на малотоксичных горелках удастся наиболее оптимально организовать ступенчатый подвод воздуха в факеле отдельной горелки.

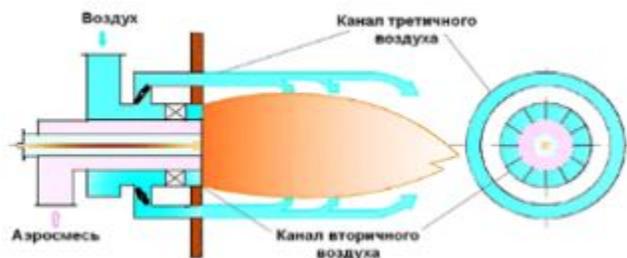
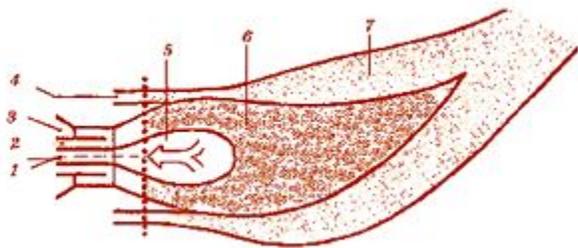


Рисунок 4.19. Низко эмиссионная горелка с затянутым смесеобразованием



1 - первичный воздух; 2 - топливо и воздух; 3 - внутренний вторичный воздух; 4 - наружный вторичный воздух; 5 - зона выхода летучих и внутренней рециркуляции; 6 - восстановительная зона; 7 - окислительная зона дожигания

Рисунок 4.20. Факел малотоксичной горелки со ступенчатой подачей воздуха

В целом можно отметить, что в мире разработаны значительное количество малотоксичных горелок различной конструкции, но при этом они должны обеспечить:

требуемую эффективность выгорания топлива при минимизации первичного избытка воздуха;

минимизацию подмешивания вторичного воздуха к корню воспламенившегося и горящего факела топливной аэросмеси;

необходимую скорость тепло-и массообменных процессов между выходящей из горелки аэросмесью и рециркулируемыми из ядра факела высокотемпературными потоками газа с низким содержанием кислорода;

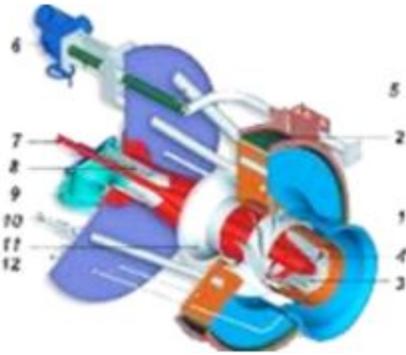
безшлаковочную работу котельного агрегата.

Малотоксичные горелки можно использовать одновременно с другими первичными способами снижения эмиссии  $\text{NO}_x$ , например, с двухступенчатым, трехступенчатым сжиганием, что приведет к более высоким показателям по снижению эмиссии оксидов азота.

В качестве примера на рис. 4.21 представлена горелка Foster Willer [40] серии Vortex. Отличительной особенностью этой горелки, является наличие цельного завихрителя, который по сравнению с горелками с лопастными аппаратами с радиальными лопатками, более эффективное перемешивание топлива с воздухом и весьма мощную приосевую рециркуляцию горячих газов из ядра факела. Горелка, с минимальным количеством подвижных элементов (всего три подвижных элемента: перемещение аксиального завихрителя 1, заслонка перераспределения расхода 2 и внутренний сердечник регулирования аэросмеси 4), что повышает ее надежность при возможности глубокого регулирования, обеспечивает эффективное снижение  $\text{NO}_x$ .

Опыт применения малотоксичных пылеугольных вихревых и прямоточных горелок, различной конструкции с использованием высококачественных марках каменных углей показал, что эмиссия оксидов азота снижается на 40-50 % по сравнению с уровнями

выбросов до реконструкции при незначительном увеличении содержания горючих в уносе.



1 - аксиальный завихритель, 2 - передвижная заслонка для ре-гулирования расхода, 3 - пылеугольная насадка для формирова-ния отдельных струй, 4 - подвижный внутренний сердечник для регулирования распределения и расхода пыли углей широкого диапазона, 5 - направляющая труба средств розжига, 6 - привод за- слонки, 7 - труба растопочного газа/ мазута, 8 - защита от износа, 9- приспособляемое к существующим конструкциям подсоединение по аэросмеси, 10 - контроль пламени, 11 - устройство регулирования воздушной зоны, 12 - трубки системы контроля потоков.

Рисунок 4.21. Горелка Фостер Виллер из серии Vortex

При этом, необходимо отметить, что эффект от применение таких горелок при сжигании низко реакционных углей, типа экибастузского и борлинского, будет несколько ниже. В [41] показано, что эмиссия  $\text{NO}_x$  при сжигании каменных углей с использованием низкоэмиссионных горелок с высоким тепло напряжением в топке обычно составляет  $650 \text{ мг/нМ}^3$ , а при использовании высокорекреакционных углей удастся получить менее  $400 \text{ мг/нМ}^3$ .

Для обеспечения требуемой эффективности по уменьшению эмиссии оксидов азота желательно обеспечить как можно быструю скорость выхода летучих из угля и тем более в условиях более низкой температуры процесса. Это решается путем организации более тонкого помола используемого угля. И это тем более относится к низко реакционным экибастузскому и борлинскому углю.

Организация стадийного подвода вторичного воздуха к горелочному факелу, обеспечение более интенсивного перемешивания воздуха и топлива на выходе из горелки и создания мощной приосевой циркуляции горячих газов к устью горелки, осуществляется путем более сильной крутки всех потоков вторичного воздуха и аэросмеси. Усиление крутки потоков вторичного воздуха и аэросмеси приводит к увеличению общего аэродинамического сопротивления горелки, что требует для новых котельных агрегатов со встроенными низко эмиссионными горелками, установки более

мощных дутьевых вентиляторов. При реконструкции действующего котла с установкой низкоэмиссионных горелок, вопрос решается с учетом местных условий: либо установка нового дутьевого вентилятора, либо конструкция горелки должна быть выполнена для работы с меньшим аэродинамическим сопротивлением.

Испытания проведенные на котле ПК-39-II на ТЭС ЕЭК с использованием двухпоточных по вторичному воздуху горелок и при организации нестехиометрического сжигания обеспечило снижение эмиссии оксидов азота до  $600 \text{ мг/нм}^3$ . Применение малотоксичных горелок на Карагандинской ТЭЦ-3 при сжигании экибастузского угля на котле 420 т/час привело к снижению эмиссии  $\text{NO}_x$  с 800 до  $600 \text{ мг/нм}^3$ , на котле СКД 500 т/ч Рефтинской ГРЭС при сжигании также экибастузского угля с 1760 до  $1080 \text{ мг/нм}^3$  [42].

Удельные расходы на установку малотоксичных горелок со ступенчатой подачей воздуха для котлов на твердом топливе составляют 78 долл.США/кВт.

#### **4.1.3.5. Двухступенчатое сжигание (стадийная подача воздуха) с реконструкцией котлов.**

Подавление оксидов азота.

Одним из вариантов часто используемого метода снижения эмиссии оксидов азота, в объеме топки, является технология со ступенчатой подачей воздуха (двухступенчатое сжигание), реализуемая путем подачи части воздуха (третичный воздух) через специальные воздушные фурмы, установленные выше основных горелок котла (рис. 4.22).

Технология заключается в том, что в первичной зоне горения сжигание топлива осуществляется с недостатком кислорода ( $\alpha = 0,80,95$ ), остальное количество воздуха, требуемое для полного сжигания топлива, подается выше уровня расположения горелок на одном или нескольких уровнях по длине факела. При этом высота топки должна быть достаточной для догорания топлива после ввода третичного воздуха.

Организация восстановительной зоны, обеспечивает восстановление азота путем реакций азотсодержащих веществ с продуктами неполного сгорания (СО) и коксом угля по реакциям 4.2; 4.3 и 4.5.

Конструктивно стадийное горение применяют в котельных агрегатах с многоярусным расположением горелок, что позволяет регулировать соотношение топливо-воздух по длине факела. Горелочные устройства нижнего яруса работают с недостатком воздуха, остальной воздух подается через фурмы воздушного дутья или горелочные устройства верхнего ряда, куда топлива подается мало

При всем разнообразии схем реализации данной технологии (зависящие от типа котла, конструкции горелок, их количества и расположения, тип используемого

топлива и его качество) в ее основе лежит организация сжигания топлива при недостатке кислорода с организацией восстановительной зоны.

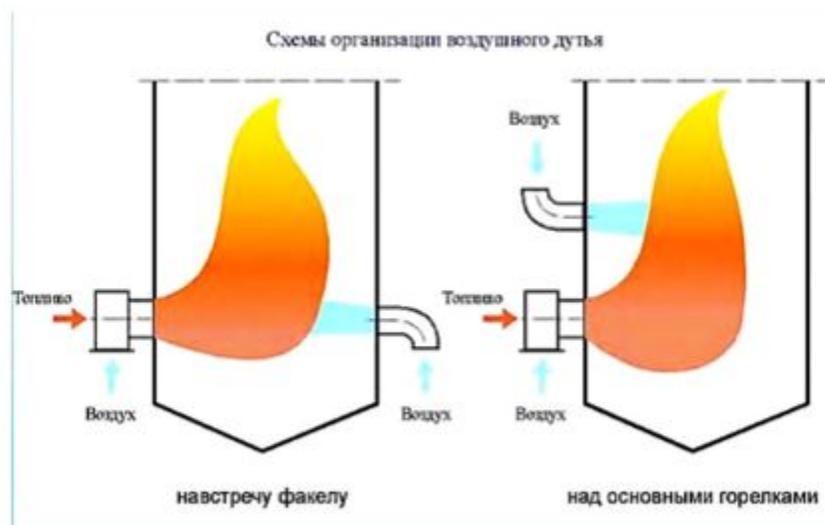


Рисунок 4.22. Схема технологии двухступенчатого сжигания

Увеличение эффективности сокращения эмиссии оксидов азота наблюдается при более глубоком снижении избытка воздуха в горелки (первичного и вторичного), которое сопровождается соответственным увеличением доли третичного воздуха. Но при этом, количество воздуха, подаваемое в горелки, должно быть достаточным для обеспечения необходимого температурного уровня в факеле, для выхода и воспламенения летучих, а также для нагрева и воспламенения коксового остатка угольной пыли. В целом принимается, что доля третичного воздуха обычно составляет 1530 % (зависит от ряда факторов) от общего расхода воздуха.

При использовании данной технологии необходимо обеспечить оптимальную схему подачи третичного воздуха в топку: расстояние фурм от горелок, количество фурм, скорость ввода воздуха в топку, аэродинамику потока третичного воздуха (тангенциальное, поточное). Также требуется недопущение появления высоких концентраций СО вблизи экранных поверхностей нагрева, для избежания их высокотемпературной коррозии.

Необходимо выбрать оптимальное расстояние установки воздушных фурм от верхнего яруса горелок, для обеспечения максимально возможного эффекта по уменьшению эмиссии  $\text{NO}_x$ , но при этом избежать резкого роста химического и механического недожога. Также желательно организовать процесс смешения горящего факела с третичным воздухом несколько замедленным.

В [41] приведен пример «усиленного» двухступенчатого сжигания (BOFA), разработанный компанией «Митсуи Бабкок», заключающееся установкой специальных сопел третичного воздуха, обеспечивающие более высокую скорость истечения

воздуха приводящее к улучшению его перемешивания с продуктами сгорания. В целом это приводит к более низким потерям с механическим недожогом при достаточно высокой эффективности подавления выбросов оксидов азота. Так, на станции «Sines Power Station» Португалия на блоке 320 МВт, после внедрения BOFA удалось достичь эмиссии  $\text{NO}_x$  466 мг/нм<sup>3</sup> при механическом недожоге 5,6 %, снизив эмиссию  $\text{NO}_x$  на примерно 40 %, по сравнению с эмиссией до реконструкции.

В целом можно отметить, что для Казахстана, внедрение двухступенчатой технологии больше подходит для бурых углей (майкубинский и тургайские угли) и для высокорекреационных каменных длиннопламенных углей (шубаркульский и каражиринский угли). Эффект снижения эмиссии оксидов азота может составить 2050 % и будет зависеть от местных условиях (тип котла, конструкторское исполнение схемы, тип и качество используемого топлива и другое). Комбинация ступенчатого сжигания и малотоксичных горелок позволяет достичь эффективности снижения оксидов азота до 75 % (также зависит от местных условий).

Для низко реакционных углей (экибастузский, борлинский угли) при соблюдении требуемой эффективности сжигания угля, эффект по снижению эмиссии оксидов азота будет несколько ниже. При более глубоком снижении эмиссии  $\text{NO}_x$ , будет наблюдаться резкий рост механического недожога. Внедрение этой технологии совместно с малотоксичными горелками на действующих котлах целесообразно осуществлять на крупных (высоких) котлах (котлах 420 т/ч, котлах ЭС АО «ЕЭК» и ЭГРЭС-1 и 2). При этом степень сокращения эмиссии оксидов азота будет также зависеть от местных условий.

Наиболее перспективно применение технологии двухступенчатого сжигания совместно с применением малотоксичных горелок для вновь создаваемых экологически чистых котлоагрегатов для сжигания низко реакционных углей (экибастузского, борлинского).

Основным недостатком технологии двухступенчатого сжигания твердого топлива, и особенно низко реакционного, возможность повышения химического и механического недожога топлива.

#### **4.1.3.6. Трехступенчатое сжигание.**

Подавление образования оксидов азота. Технология трехступенчатого сжигания (Reburning Technology) заключается в создании трех зон, при этом во второй зоне (восстановительной) осуществляется восстановление оксидов азота образованных в первой, основной (нижней) зоне. Над второй, восстановительной зоне расположена дожигательная зона, в которой происходит дожигание химического и механического недожога восстановительной зона. Схематично технология реализуется следующим образом (рис. 4.23).

1 -я основная зона «зона горения» - в расположенные в нижней части топки основные горелках подается большая часть массы топлива (7590 %). Процесс сжигания осуществляется при небольшом избытке воздуха  $\lambda = 1,01,03$ . В этой зоне осуществляется подавление образования топливных и термических оксидов азота на начальной стадии горения.

2-я зона «зона восстановления» - установлены дополнительные горелки, куда подается остальное топливо (1025 %). Воздух в добавочные горелки подается столько, сколько требуется для поддержания избытка воздуха в зоне на уровне  $\lambda = 0,850,98$ , что обеспечивает подавление образования топливных и термических  $\text{NO}_x$ . Также, в этой зоне осуществляется восстановление образующихся в первой зоне  $\text{NO}_x$  и различных азотистых радикалов  $\text{RN}_i$  в  $\text{N}_2$

Восстановление оксидов азота осуществляется за счет прохождения реакций азотсодержащих веществ с продуктами неполного сгорания (CO) и коксом угля по реакциям 4.2; 4.3 и 4.5.

С повышением доли топлива восстановителя эффективность снижения  $\text{NO}_x$  возрастает, но при этом увеличивается недожог.

Вопрос равномерного распределения восстановительного топлива по сечению топки осуществляется путем подмешивания в аэросмесь восстановительного топлива дымовых газов, что способствует созданию сильно турбулизованных, с низким избытком воздуха топливно-воздушных струй с большой проникающей способностью.

Время пребывания в зоне восстановления должно быть достаточным для выхода летучих из топлива и протекания реакций восстановления в газовой фазе. В качестве первого приближения высоту зоны можно выбрать из условия времени пребывания газового потока в ней  $t_{\text{вст}} = 0,450,6$  с. Для менее реакционных углей время пребывания должно быть больше.

3-я зона «зона дожигания» располагается выше восстановительной зоны, в ней установлены сопла подачи воздуха для организации полного сгорания топлива. Процесс сжигания осуществляется при  $\lambda = 1,0$ .

Практическая реализация метода трехступенчатого сжигания в топках котлов возможна лишь при наличии нескольких ярусов горелок. При этом их расположение на стенах топочной камеры (встречное, одностороннее, тангенциальное) не является определяющим фактором.

Технология трехступенчатого сжигания представляется перспективной для пылеугольных котлов для снижения эмиссии оксидов азота, а также и по условиям обеспечения минимальной газовой коррозии экранных труб.

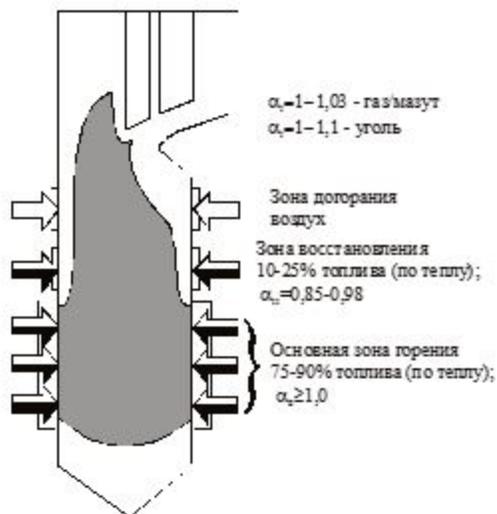


Рисунок 4.23. Схема организации трехступенчатого сжигания

Увеличение эффективности снижения эмиссии оксида азота при трехступенчатом сжигании можно добиться путем:

1. Использования в первичной зоне горения современных малотоксичных горелочных устройств (снижение концентрации оксидов азота в уходящих газах на 75-80 %).

2. Использовании в восстановительной зоне в качестве дополнительного топлива природного газа в количестве 15-20 % по теплу.

3. Использование в восстановительной зоне в качестве дополнительного топлива пыли основного топлива, но более тонкого помола.

Основными преимуществами технологии трехступенчатого сжигания являются ее универсальность по топливу, возможность внедрения на котлах даже при сжигании высокосернистых топлив, высокая эффективность снижения выбросов оксидов азота, составляющая в зависимости от условий реализации 40-75 %.

К недостаткам способа следует отнести его сложность, как правило значительный объем реконструкции при внедрении и связанные с этим довольно большие капитальные затраты, а также некоторое увеличение недожога топлива.

Примеры реконструкции котлов с переводом на трехступенчатое сжигание:

На электростанции Vado Ligure в Италии на угольном котле эмиссия  $\text{NO}_x$  была уменьшена с 630 до 300  $\text{мг/нм}^3$ , при сжигании низко реакционного южноафриканского угля эмиссия  $\text{NO}_x$  была ниже 370  $\text{мг/нм}^3$ . Отмечено, что самое большое сокращение эмиссии  $\text{NO}_x$  достигнуто для котлов, имеющих высокие начальные уровни  $\text{NO}_x$  [41] (Россия) на ряде котлов сжигающих экибастузский уголь были проведены

реконструкционные работы по переводу котлов ПК-14 и ПК-10 на технологию трехступенчатого сжигания. Проведенные исследования показали снижении эмиссии оксидов азота на 4550 %, [43].

На котле ТП-230 (ст.№6) ТЭЦ-17 Мосэнерго была выполнена упрощенная схема трехступенчатого сжигания подмосковного бурого угля, заключающаяся в монтаже сопел третичного воздуха. До реконструкции концентрация  $\text{NO}_x$  составляла 1025 мг/нМ<sup>3</sup>. После реконструкции эмиссия оксидов азота составила 450480 мг/нМ<sup>3</sup>/. Упрощенная реконструкция была также проведена на угольном котле Добротворской ГРЭС, при этом концентрация  $\text{NO}_x$  снизилась с 840 до 540 мг/нМ<sup>3</sup>, [42].

Таким образом, трехступенчатое сжигание обеспечивает снижение эмиссии  $\text{NO}_x$ , при сжигании низко реакционного экибастузского угля почти в два раза, для высокореакционного бурого угля эффект снижения эмиссии оксида азота выше и составляет более чем в два раза.

В целом технология трехступенчатого сжигания обеспечивает снижение эмиссии оксидов азота до 4075 %, в зависимости от применяемого угля, начальной концентрации  $\text{NO}_x$ .

#### 4.1.3.7. Концентрическое сжигание

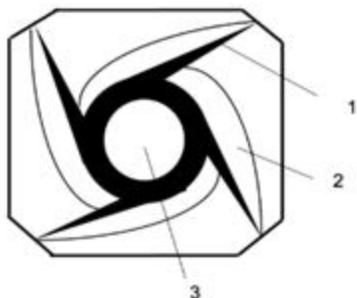
Подавление образования оксидов азота.

Концентрическое сжигание осуществляется в тангенциальных топках, путем различного угла ввода аэросмеси (по касательной к малой условной окружности) и вторичного воздуха (по касательной к концентрично расположенной окружности большего диаметра) - рис. 4.24. Образующиеся при этом два концентричных восходящих потока формируют обогащенную топливом среду в центре топочной камеры и обедненную среду в периферийной части потока вблизи экранных поверхностей. Помимо снижения эмиссии оксидов азота (за счет увеличения времени пребывания продуктов горения в высокотемпературном пространстве с недостатком кислорода обеспечивающие прохождение реакций восстановления азотсодержащих соединений топлива до молекулярного азота), концентрическое сжигание исключает образование восстановительной коррозионноопасной среды вблизи труб экранов, их шлакование. Таким образом образуется «ступенчатость сжигания по горизонтали». При этом, «ступенчатость по горизонтали» дает почти такой же эффект, как и ступенчатость по вертикали.

«Ступенчатость сжигания по высоте» реализуется путем размещения сопел третичного воздуха в верхней части горелок, либо в других вариантах их

расположением выше горелок. В последнем случае направление крутки сопел третичного воздуха может выбираться противоположным и переменным по высоте по отношению к крутке потока в горелках.

Данный метод показал высокую эффективность по снижению оксидов азота при низком недожоге применительно к бурым, даже шлакующим, и реакционным каменным углям и в меньшей мере к низко реакционным каменным углям типа СС, т. е. типа экибастузского и борлинского. Достигнутые показатели по эффективности подавления образования оксидов азота 2050 %, в зависимости от типа используемого угля.



1 - поток первичного воздуха с угольной пылью; 2 - вторичный воздух; 3 - зона, обогащенная топливом

Рисунок 4.24. Принципиальная схема концентрического сжигания

Эффективность схемы концентрического сжигания определяется степенью обогащения топливом центральной зоны топочной камеры и соответственно обогащения воздухом периферийной зоны, примыкающей к топочным экранам. Увеличение доли вторичного воздуха и угла (в плане) между потоками аэросмеси и вторичным воздухом приведет к более глубокому снижению выбросов  $\text{NO}_x$ . Но при этом, пребывание топлива в зоне с недостатком окислителя снижает скорость выгорания коксового остатка, а время пребывания в верхней части топки после ввода третичного воздуха ограничено существующими размерами топочной камеры. Все это может привести к росту потери тепла с механическим недожогом. Поэтому при внедрении данной технологии необходимо учитывать данный фактор.

В Казахстане действуют значительное количество котлов с тангенциальным сжиганием, но без внедрения технологии концентрического сжигания. Следует также отметить, что на этих котлах сжигается низко реакционный уголь - борлинский и экибастузский.

Существующие примеры реконструкции тангенциальных топок с переводом на концентрическое сжигание.

На двухкорпусном прямоточном котле типа ПК-40 паропроизводительностью 640 т/ч (Беловская ГРЭС) со встречной компоновкой прямоточных горелок была

осуществлена реконструкция с переориентировкой осей горелок с различным отклонением потоков аэросмеси и вторичного воздуха от стенки топки. В реконструированной топке с жидким шлакоудалением достигнуто уменьшение выхода оксидов азота на 50-60 %.

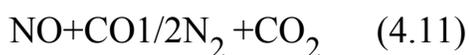
Более чем на 50 % снижены выбросы на котле типа П-57Р при переходе от встречной компоновки вихревых горелок к концентрическому сжиганию - установке прямоточных угловых горелок с различным углом ввода аэросмеси и части вторичного воздуха. При исходной концентрации оксидов азота в дымовых газах  $16001000 \text{ мг/м}^3$  в рабочем диапазоне нагрузок реконструкция позволила выйти на уровень  $600450 \text{ мг/м}^3$ .

Удельные капиталы на реконструкцию котла с монтажом дополнительных разводов в экранах для сопел третичного воздуха, подводом воздушных коробов к ним, с организацией «ступенчатость по горизонтали» и ступенчатость по вертикали составляют 1525 долл. США/кВт, а стоимость снижения эмиссии  $\text{NO}_x$  400-440 долл. США/т  $\text{NO}_x$ , [44]

#### 4.1.3.8. Горелки с предварительным подогревом пыли.

Подавление образования оксидов азота.

Одним их наиболее эффективных средств подавления топливных оксидов азота является предварительный подогрев угольной пыли до температуры, при которой начинается активный выход летучих. Если этот процесс организовать до поступления топлива в топку и при существенном недостатке окислителя ( $=0,020,05$ ), то большая часть азотосодержащих газообразных компонент топлива ( $\text{NH}_3$  и другие), продукты частичной газификации ( $\text{CO}$ ), вышедшие вместе с летучими (при  $i \ll 1$ ), участвуют в образовании молекулярного азота  $\text{N}_2$ , а не его оксида:



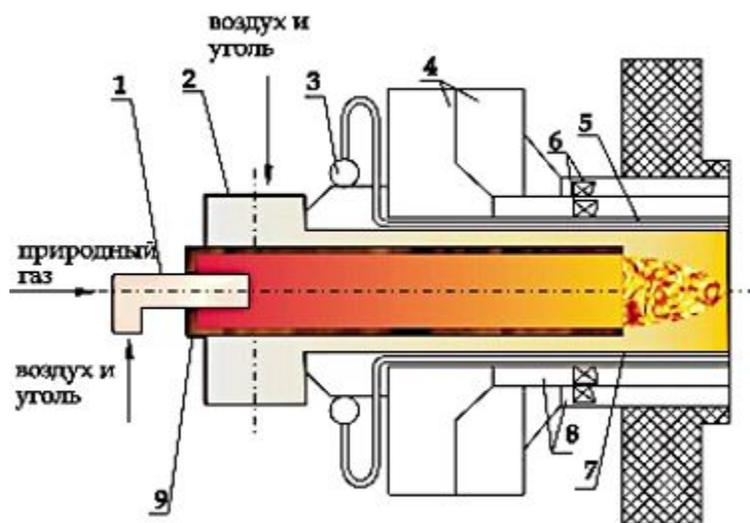
Горелки с предварительной термподготовкой угольной пыли применимы для широкой гаммы углей: от бурых до низко реакционных каменных марки Т. При температуре термической обработки пыли  $700 \text{ }^\circ\text{C}$  выбросы топливных оксидов азота могут уменьшаться в 24 раза в зависимости от степени метаморфизма топлива. Это значительно больше, чем обеспечивается известными «малотоксичными» горелками, снижающими концентрацию  $\text{NO}_x$  обычно в 1,62 раза. Сжигание низко реакционных углей - одна из наиболее перспективных областей применения таких горелок, так как упомянутые «малотоксичные» горелки для них малоэффективны. Эффект снижения

выхода оксидов азота в топке может быть усилен путем сочетания горелок с предварительной термopодготовкой угольной пыли и методом двух или трехступенчатого сжигания в топочной камере.

Испытаниями на стенде КазНИИЭ при подогреве пыли кузнецкого угля до 730 оС установлено снижение образования  $\text{NO}_x$  в 2-2,5 раза.

Значительный объем работ были проведены ВТИ. Разработанная горелка была испытана на котле П-50 энергоблока 300 МВт Каширской ГРЭС, работающей на кузнецком тощем угле.

На рис. 4.25 представлен схематический вид горелки с термoxимической подготовкой твердого топлива.



а - схема процесса термoxимической подготовки: 1 - канал подачи на ТХП; 2 - улитка первичной аэросмеси; 3 - коллектор подсветочного газа; 4 - улитка вторичного воздуха; 5 - трубки подачи газа; 6 - аксиальные регистры; 7 - канал первичной аэросмеси; 8 - канал вторичного воздуха; 9 - муфеля

Рисунок 4.25. Горелка с термoxимической подготовкой угля

Для рациональной организации процесса термopодготовки (уменьшение теплоемкости пылегазовой смеси для ограничения потребления вспомогательного топлива, снижение коэффициента подачи кислорода в зоне пиролиза до  $< 0,05$  в расчете на угольную пыль с целью обеспечения высокой эффективности снижения эмиссии топливных оксидов азота) и облегчения установки устройства в горелки угольную пыль желательно подавать в виде пылевзвеси с высокой концентрацией топлива.

Наиболее просто это осуществляется на котлах, оборудованных системами пылеприготовления с промежуточным бункером пыли. Для котлов с системами

пылеприготовления с прямым вдуванием приходится применять более сложное решение: дополнительно устанавливать пылеотделитель и другое вспомогательное оборудование.

При испытании аналогичной горелки на котле ТПП-210А теплофикационного дубль-блоком 250 МВт ТЭЦ 22 Мосэнерго при сжигании кузнецкого тощего угля, концентрации  $\text{NO}_x$  уменьшилась с 1300 мг/нм<sup>3</sup> до 700800 мг/нм<sup>3</sup> (приводилась даже цифра 500 мг/нм<sup>3</sup>). Эти же горелки были внедрены на Ижевской ТЭЦ-2. Аналогичные горелки созданы Институте угольных энерготехнологий НАНУ, [45].

В целом можно отметить, что реализация метода сжигания угля с предварительной термохимической подготовкой приводит к снижению концентрации  $\text{NO}_x$  в продуктах сгорания в 2,0-3,0 раза (в зависимости от типа угля, условий режима), а процесс горения коксовых частиц в факеле начинается на более ранней стадии, что снижает содержание горючих в уносе.

#### **4.1.3.9. Рециркуляция дымовых газов.**

Подавление образования оксидов азота.

Рециркуляция дымовых газов в топочную камеру влияет на результирующую концентрацию оксидов азота за счет изменения как температуры, так и концентрации окислителя в зоне прохождения реакций образования и восстановления оксидов азота, осуществления тепло-и массообменных процессов выхода и воспламенения летучих, нагрев и воспламенения частиц кокса угля. Существуют различные схемы подачи дымовых газов в топку, но наиболее оптимальной и более результативной оказалась схема, когда газы рециркуляции подавались в топку через горелки. Такая схема подачи 15 % газов рециркуляции при сжигании газомазутного топлива снижает выбросы  $\text{NO}_x$  примерно на 50 %.

На рисунке 4.26 представлена схема рециркуляции дымовых газов в котел. Как видно из схемы часть дымовых газов после котла дымососом рециркуляции газов - ДРГ отбирается из газохода котла и подается в смесительную камеру - СК и далее распределяется по горелкам котла. При сжигании твердого топлива газы обычно отбираются после золоуловителя.

Выравнивание распределения температур и исключение высокотемпературных зон в топке также достигается рециркуляцией дымовых газов. Так как в горелки подается частично разбавленный воздух, концентрация кислорода у основания пламени понижена, поэтому понижена и температура всего пламени. Такой режим горения оказывает существенное влияние на образование термических оксидов, но мало воздействует на топливные оксиды. Поэтому рециркуляция дымовых газов дает лучшие результаты применительно к топливу с низким содержанием азота, чем с

высоким. И в целом, данная технология в основном применяется при сжигании газомазутного топлива.

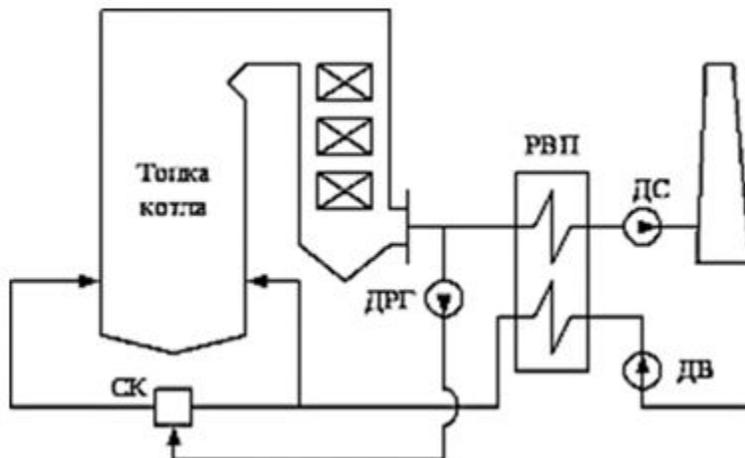


Рисунок 4.26. Типичная схема рециркуляции дымовых газов в топку котла

Для основных энергетических углей Казахстана, экибастузского и борлинского, применение рециркуляции газов нецелесообразно, т. к. она может существенно снизить температуру горения, что может привести к снижению эффективности выгорания угольных частиц. Тем не менее, для ряда высокорекреакционных и высококалорийных углей с большим выходом летучих, типа шубаркульского и каражиринского, применение рециркуляции газов может дать эффект по снижению оксидов азота на уровне 1020 %. Для низко реакционных углей этот эффект будет меньше и при этом будет нарушаться стабильность горения факела.

В целом можно отметить, что применение технологии рециркуляции дымовых газов нецелесообразно для угольной энергетики Казахстана, применяющей в основном низко реакционные экибастузский и борлинский угля.

#### 4.1.3.10. Подача пыли высокой концентрации (ПВК).

Подавление образования оксидов азота

Сущность способа подачи состоит в том, что пыль к горелкам подается не первичным воздухом, а независимым от него автономным воздухом при высокой концентрации пыли в смеси (3050 кг топлива/кг воздуха, в отличие от традиционных схем с концентрацией 0,30,6 кг/кг). В этом случае диаметр пыле проводов в зависимости от мощности горелок составляет всего 4080 мм (вместо 300500 мм в действующих системах), а расход транспортируемого воздуха около 0,10,3 % общего расхода воздуха на горение.

Новая система подачи пыли позволяет:  
упростить компоновку котлоагрегата;

удешевить компоновку котлоагрегата за счет экономии металла, а также снизить затраты на ремонт и замену пыле проводов;

уменьшить расходы электроэнергии на собственные нужды;

снизить выбросы  $\text{NO}_x$  в среднем на 30 %.

В результате комплексных исследований была разработана и осуществлена новая прогрессивная технология - система пыле подачи с высокой концентрацией пыли (ПВК), равной 100 кг/кг по пыли проводам малого диаметра (6080 мм) при низкой скорости (612 м/с) транспортирующего агента (сжатого воздуха от постороннего источника или с помощью паропылевоздушного эжектора).

Система ПВК (рис. 4.27) включает: источник сжатого воздуха для аэрации пыли, промбункера, аэрационного пыле питателя, устройств подачи воздуха на транспорт пыли в горелку, пыле проводов, узла ввода пыли высокой концентрации в основной пыле провод первичного воздуха, горелки. В целом применение ПВК позволит уменьшить эмиссию оксидов азота до 10-20 %: в зависимости от типа используемого угля.

В результате комплексных испытаний, проведенных на Беловской ГРЭС, установлено, что при внедрении системы ПВК, [46]:

увеличение КПД брутто котла составляло 1,02 % при нагрузке 200 МВт;

жидкое шлакоудаление было устойчивым;

образование  $\text{NO}_x$  уменьшилось на 20,1,4 %.

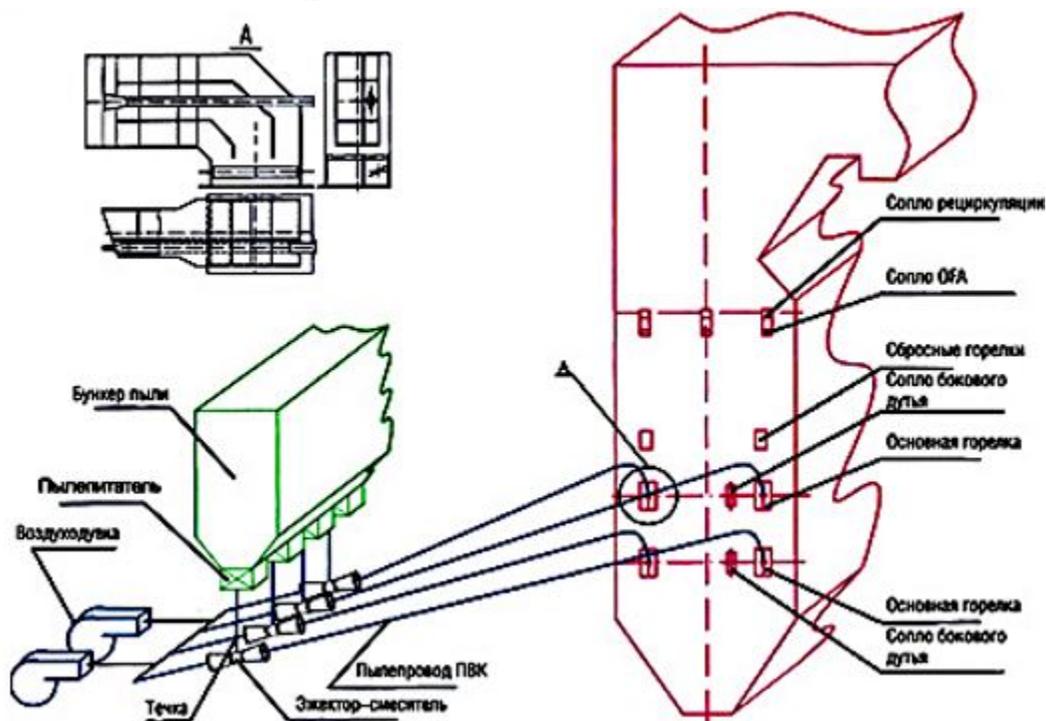


Рисунок 4.27. Схема подачи пыли высокой концентрации

Технология подачи пыли высокой концентрации - ПВК, используется на котлах с промбункером.

#### **4.1.3.11. Сжигание твердого топлива в пузырьковом и циркулирующем кипящем слое.**

Как отмечалось выше одним из способов снижения эмиссии  $\text{NO}_x$  является сжигание твердого топлива в низкотемпературном пузырьковом (ПКС) и циркулирующем (ЦКС) кипящем слое. Описание технологии ПКС и ЦКС рассмотрено в разделе 5.1.

Процесс сжигания топлива осуществляется в кипящем слое состоящего из инертного наполнителя (песок или другой твердый огнеупорный материала), частиц угля, золы угля и серопоглощающего сорбентов - в основном известняка. При этом используется дробленый уголь размером от 0 до 6-25 мм в зависимости от типа угля. Скорость фильтрации газа в слое ПКС составляет 23 м/с, для котлов ЦКС - до 5-6 м/с.

Процесс сжигания угля в кипящем слое осуществляется при температурах 750-950  $^{\circ}\text{C}$ , что обеспечивает полностью отсутствие образование воздушных оксидов азота, а также уменьшение образование топливных оксидов азота. На уменьшение эмиссии оксидов азота также сильное влияние оказывает особенность горения угольных частиц. Процесс образования  $\text{NO}$  осуществляется по реакции 4.1 и частично по реакции 4.4. Восстановление  $\text{NO}_x$  осуществляется по реакциям 4.2, 4.3 и 4.5. Но при этом, в отличии от пылеугольного сжигания наиболее сильное влияние на процесс восстановления  $\text{NO}$  оказывает реакция 4.5, т. е. восстановление на поверхности угольной (коксовой) частицы. Высокое содержание угольных частиц в пузырьковом слое, обеспечивает эффективное восстановление образовавшихся в нижней части слоя  $\text{NO}$  до  $\text{N}_2$  по мере продвижения газов через слой. При сжигании угля в ЦКС дополнительным фактором оказывающее сильное влияние на снижение эмиссии  $\text{NO}_x$  является наличие весьма значительной по размерам восстановительной зоны с высоким содержанием  $\text{CO}$  в газах, от воздухораспределительной решетки (ВРР) до места подачи вторичного воздуха. Также, при сжигании в ЦКС во всем объеме топki, за счет рециркуляции вынесенных из топki частиц твердой фазы, образуется высококонцентрированный двухфазный поток с высоким содержанием угольных частиц. Наличие этих двух факторов: высокого содержания угольных частиц в объеме топki и  $\text{CO}$  приводит к существенному снижению эмиссии  $\text{NO}_x$  за счет восстановительных реакций к 4.3 и 4.5.

Сжигание твердого топлива в ЦКС позволяет поддерживать эмиссию  $\text{NO}_x$  не более 200  $\text{мг/нм}^3$ .

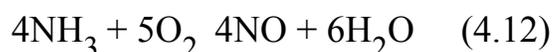
#### **4.1.3.12. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)**

Сокращение эмиссии оксидов азота

Суть технологии заключается во вводе аммиака, мочевины или иного подобного соединения на основе амина, который реагирует с  $\text{NO}_x$  в присутствии с кислородом и разлагает его, образуя азот и воду. Ввод реагента осуществляется в зону с температурой 850-1100 °С. Высокая селективность аммиака и его производных (мочевины, циануровой кислоты, меламина, формамида, цианамида и др.) при восстановлении оксидов азота в присутствии кислорода была установлена Лайоном (Exxon Research and Engineering Company) в 1975 г. На базе этих исследований в США рядом фирм были разработаны и внедрены технологии некаталитического восстановления оксидов азота. Основными преимуществами СНКВ-технологии являются низкие капитальные вложения и металлоемкость. Удельные капитальные затраты 1015 \$ США на кВт.

Основная реакция восстановления оксида азота осуществляется по формуле 4.6.

При достижении нижней границы температурного окна скорость реакции существенно снижается, а при достижении верхней границы начинает доминировать нежелательная реакция окисления аммиака:



На рисунке 4.28 представлена принципиальная схема реализации технологии СНКВ [47]. Как видно из рисунка количество подаваемого аммиака регулируется автоматически по показаниям приборов измеряющих концентрации оксидов азота и аммиака в дымовых газах на выходе из котла. Оптимальное мольное отношение  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$ , при эксплуатации систем СНКВ, составляет 1,52,5.

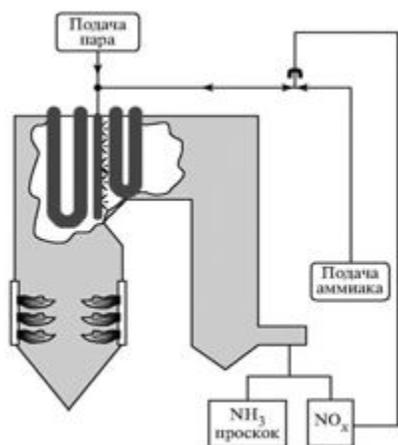


Рисунок 4.28. Схема организации процессов СНКВ

Проблемой технологии является узкая температурная зона 850-1100 °С в диапазоне, в котором осуществляется данный способ. При изменении нагрузки котла необходимая

температурная зона меняет свое местоположение в топке и газоходах котла. Подача реагента при температуре газов превышающей 1100 °С приводит к дополнительной генерации  $\text{NO}_x$ , при вводе реагента в температурную зону менее 850 °С, возникает проскок непрореагировавшего аммиака (являющийся сильным загрязнителем) в окружающую среду. Для предотвращения последствий передвижения требуемой температурной зоны на котлах, использующих технологию СНКВ устанавливают большое число точек ввода реагента, в которые он будет подаваться в зависимости от перемещения температурного окна (рис. 4.29), что приводит к увеличению капитальных затрат на внедрение технологии.

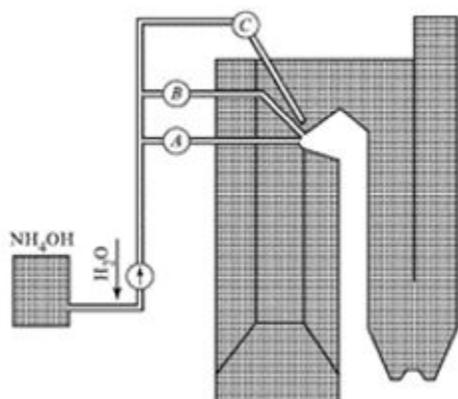


Рисунок 4.29. Различные способы ввода аммиачной воды в поток

Реализация данной технологии, при тщательно контролируемых условиях ввода реагента, позволяет снизить эмиссию оксидов азота до 40-50 % (практически достигнутые в настоящее время показатели).

Усовершенственная технология СНКВ была разработана и запатентована Российском государственном университете им. Губкина совместно с ВТИ.

Суть усовершенствования заключается в применении в качестве восстановителя оксидов азота карбамида, что обеспечивало экологическую безопасность применения на станции, по сравнению с применением жидкого аммиака.

Разработанная технология обеспечивает более высокую степень очистки газов при меньшем удельном расходе восстановителя по сравнению с известными некаталитическими технологиями. Процесс очистки не сопровождается образованием побочного продукта - монооксида углерода (СО) и характеризуется значительно меньшим выбросом непрореагировавшего аммиака.

Технология внедрена на Каширской ГРЭС и Тольяттинской ТЭЦ (до перевода их на сжигание газа). Результаты по очистке оксидов азота, полученные после установки СНКВ, концентрация оксидов азота составила 150200  $\text{мг/м}^3$ .

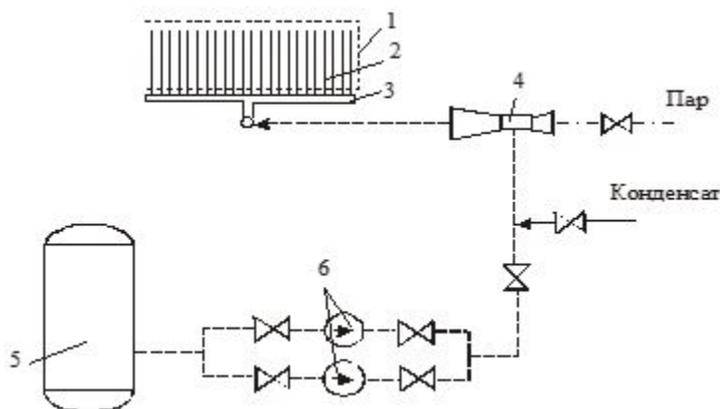
Затраты по внедрению технологии СНКВ составили 2123 долл./кВт.

На рисунке 4.30 приведена принципиальная технологическая схема (СНКВ) установки на Тольятинской ТЭЦ. Реализация технологии осуществляется следующим образом [48].

Из стационарной емкости для хранения аммиачной воды 5, одним из двух насосов-дозаторов 6 (один насос - резервный) аммиачная вода подается в смеситель 4, в котором происходит испарение аммиачной воды. Смесь аммиака с паром после смесителя поступает в устройство впрыска в газоход 1, в зону температур 900-1070 pC.

Пар подается через коллектор 3 в количестве необходимом для охлаждения сопел и раздающих труб 2 до температур, обеспечивающих заданный ресурс их эксплуатации, а также достаточном для раздачи аммиака по сечению газохода.

Процесс СНКВ зависит от подачи аммиака в потоки дымовых газов для реакции с  $\text{NO}_x$  при высоких температурах. При сжигании угля степень восстановления  $\text{NO}_x$  достигается, как правило, до 50 %.



1- устройство для впрыска аммиака в газоход, 2-раздающие трубы,3-коллектор, 4-смеситель, 5-емкость, 6-насос-дозатор

Рисунок 4.30. Принципиальная технологическая схема (СНКВ) установки на Тольятинской ТЭЦ

Процесс очистки газов регулируется с помощью автоматической системы управления, которая позволяет задавать и поддерживать необходимую степень очистки газов от  $\text{NO}_x$ ; контролировать все параметры процесса и, при необходимости, изменять их значения; обрабатывать статистические данные процесса очистки и выводить их на дисплей компьютера в графическом или другом виде.

В последние годы было показано, что подача в реакционную зону наряду с реагентом-восстановителем некоторых других веществ приводит к расширению температурного «окна» процесса и в конечном итоге к увеличению времени протекания реакции и повышению эффективности.

При практической реализации системы СНКВ возникает ряд трудностей связанных с:

наличием температурной неравномерности дымовых газов по всему сечению газохода;

невозможностью предотвращения изменения температуры в реакционной зоне при изменении нагрузки котла;

недостаточной протяженностью реакционной зоны для обеспечения необходимого времени протекания реакции;

невозможностью распределения аммиака по сечению газохода так, чтобы везде соотношение  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  было близко к оптимальному;

возможностью роста концентрации оксидов азота в дымовых газах, из-за протекания реакции окисления аммиака до  $\text{NO}_x$ , при превышении температуры газов свыше 1100 eC;

проскоком токсичного аммиака, при снижении температуры газов ниже 950 eC.

#### **4.1.3.13. Селективное каталитическое восстановление (СКВ)**

Сокращение эмиссии оксидов азота

Наиболее эффективной вторичной технологией удаления оксидов азота из продуктов горения всех видов топлива, является восстановление оксидов азота до инертного газообразного азота путем использования технологии селективного каталитического восстановления (СКВ). Использование катализаторов приводит к усилению эффекта некаталитического восстановления оксидов азота, уменьшить расходы реагентов и существенно снизить температуру процесса. При более высокой эффективности СКВ-технологии удельные капитальные затраты в нее на порядок выше, чем в СНКВ. Напротив, расход восстановителя, чаще всего аммиака, при СКВ технологии в 2-3 раза ниже вследствие более высокой селективности использования аммиака по сравнению с СНКВ.

Восстановление  $\text{NO}_x$  в процессе СКВ осуществляется путем подачи аммиака в дымовые газы, при их проходе через катализатор, что обеспечивает уровни восстановления  $\text{NO}_x$ , свыше 90 %.

Процесс денитрификации описываются уравнениями 4.3-4.9.

Впервые СКВ-процесс был реализован в Японии в конце 70-х годов прошлого века и в настоящее время широко используется, причем исследования этого процесса продолжаются и направлены в основном на увеличение ресурса традиционных катализаторов и разработку принципиально новых каталитических систем.

В ходе селективного каталитического восстановления оксиды азота -  $\text{NO}$  и  $\text{NO}_2$  удаляются из дымовых газов в виде продуктов реакции с впрыскиваемым в газовый

тракт (обычно в виде водного раствора) восстановителем, например аммиаком (или мочевиной). Газы проходят через реактор СКВ с катализатором, в котором  $\text{NO}_x$ , взаимодействуя с выбранным реагентом, восстанавливаются до элементарного азота, побочным продуктом реакции является водяной пар.

Температурная зона каталитического процесса восстановления  $\text{NO}_x$  - выше 300 °C. Время контакта минимально, что связано с большими скоростями потока дымовых газов. К катализаторам предъявляются весьма жесткие требования - высокая активность и избирательность каталитического действия, термостабильность, устойчивость к действию ядов, высокая механическая прочность. Катализаторы не должны быть потенциально опасными, а их производство не должно привносить дополнительное загрязнение в окружающую среду.

Использование комбинированной схемы, сочетающей высокотемпературное некаталитическое восстановление оксидов азота (НСКВ) и применение низкотемпературной каталитической очистки (СКВ) позволяет обеспечить практически полную очистку газов от  $\text{NO}_x$ , существенно снизить проскок не прореагировавшего аммиака, многократно усилить эффект некаталитического восстановления оксидов азота, снизить расходы реагентов и повысить стабильность системы очистки. Эффективность очистки в случае использования данного метода - свыше 90 %, что обеспечит выполнение самых жестких европейских экологических нормативов по  $\text{NO}_x$ .

В состав системы СКВ входят:

- 1) каталитический реактор;
- 2) система подачи реагента.

Использование гибридной технологии, сочетающей низкотемпературное каталитическое и позволяет обеспечить практически полную очистку газов от  $\text{NO}_x$  и существенно снизить проскок не прореагировавшего аммиака. При использовании в качестве восстановителя карбамида значительно расширяется температурный диапазон работы катализатора. Это стабилизирует эффективность очистки газов при изменении нагрузки тепловых агрегатов.

На рисунке 4.31 схематически представлена система СКВ. Поток газа в реакторе СКВ направляется и контролируется установленными в газоходе перегородками и выпрямителями потока, которые сводят к минимуму потерю давления при обеспечении равномерного распределения дымовых газов по слоям катализатора. Дизайн и расположение данных элементов основывается на результатах гидродинамических расчетов (computerized fluid dynamics, CFD). Катализаторы поставляются в виде модулей. Они располагаются в реакторе СКВ на отдельных уровнях (слоях). Основными параметрами для выбора типа и емкости катализатора являются объем и состав дымовых газов, начальная и целевая концентрации  $\text{NO}_x$ , целевой расход и

допустимый выброс аммиака, а также требуемый срок службы и диапазон рабочих температур каталитической системы. Вход реактора связан с выходом теплообменника; соединительный канал также содержит систему охлаждения для регулирования температуры газа, поступающего в реактор СКВ.

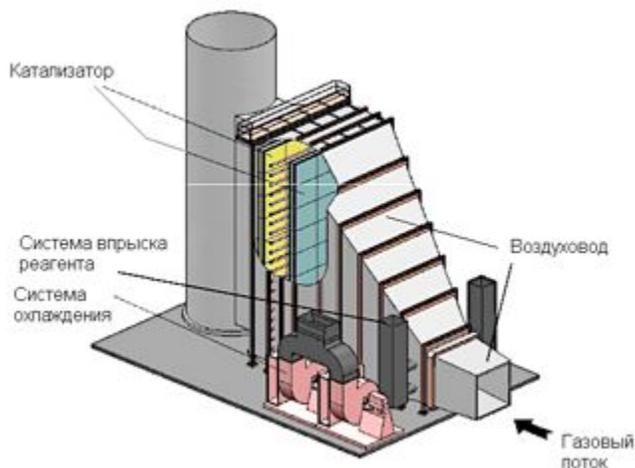


Рисунок 4.31. Система СКВ

Конфигурация реактора СКВ обычно включает в себя определенное число слоев катализатора, при котором система обеспечивает требуемые пределы выбросов, однако в нее может также быть включен дополнительный резервный уровень, который может потребоваться в будущем, в случае введения более строгих норм выбросов, но обычно устанавливается с целью оптимизировать расход каталитических элементов, т. е. управлять ресурсом катализатора так, чтобы спланировать практически полную деградацию катализатора к моменту его плановой замены, привязанному к производственной кампании предприятия. Над каждым рабочим уровнем установлены пневматические системы удаления пыли с поверхности катализатора. За счет резервирования этих очистных устройств гарантируется поддержание чистоты катализатора и, следовательно, соблюдение лимитов выбросов.

Конструкция системы СКВ подразумевает установку газоанализаторов до и после реактора каталитического восстановления, а также устанавливается байпас реактора, который обеспечивает возможность подачи дымовых газов минуя реактор. Скорость подачи аммиака контролируется концентрацией  $\text{NO}_x$  на выходе газа. Слой катализатора очищается прерывистым способом (как минимум один раз в течение 24 часов) с использованием сжатого воздуха и пара. Конечными продуктами химических реакций являются азот и водяной пар, которые являются естественными компонентами окружающего воздуха и могут выводиться в атмосферу.

Восстановительный агент (реагент), инжектируется в поток дымовых газов до катализатора. Вблизи поверхности катализатора происходят с разной степенью интенсивности восстановительные реакции, в результате которых оксиды азота

переходят в молекулярный азот. Процесс восстановления осуществляется по реакциям 4.3.6-4.3.9.

Инжекция аммиака осуществляется преимущественно вдувом смеси воздуха с предварительно испаренным и подмешанным безводным аммиаком, реже - впрыском водного раствора аммиака непосредственно в поток.

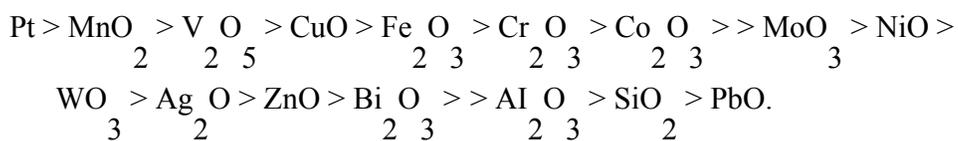
Инжекция карбамида осуществляется преимущественно непосредственным впрыском раствора карбамида в поток дымовых газов. Либо предварительной газификацией и разложением карбамида с получением аммиачно-газовой смеси и последующим вдувом.

Аммиак на электростанции хранится, как правило, в виде водного раствора или в сжиженном состоянии при давлении 1,7 МПа (17 бар) и температуре 20 °С. Для небольших установок часто используют более дорогую, но и более безопасную при транспортировке и хранении мочевины в виде белых кристаллических гранул, которые растворяют в воде перед инъекцией в газоход.

Водный раствор аммиака перед вводом в газоход нагревается в электрическом нагревателе. Для нагрева раствора аммиака можно использовать также пар или горячую воду. Для повышения эффективности восстановления  $\text{NO}_x$  и снижения проскока аммиака необходимо обеспечить равномерное распределение инжектируемого реагента. Только при соблюдении требуемого отношения  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  по всему сечению газохода перед катализатором удастся снизить проскок аммиака до его концентрации в дымовых газах, не превышающей 2 ppm (0,0002 % по объему).

Другой причиной, заставляющей добиваться минимального проскока аммиака, является опасность взаимодействия  $\text{NH}_3$  с  $\text{SO}_3$  в дымовых газах при охлаждении последних до температуры 220 °С. Образующийся при этом бисульфат аммония повышает опасность загрязнения и коррозии поверхностей нагрева. Следует отметить, что помимо режимных параметров, эффективность улавливания оксидов азота зависит и от самого катализатора, в том числе и от формы каталитической решетки, через которую проходят дымовые газы в смеси с аммиаком. Чаще других на практике встречаются каталитические реакторы пластинчатого или сотового типа. На рис. 4.32 представлен сотовый катализатор. Сотовые структуры, имеют форму параллелепипедов с продольными каналами различного сечения. В основном эти катализаторы производят экструзией однородной катализаторной массы; каналы имеют квадратное сечение с минимальными размерами 2x2 мм. Плоские катализаторы изготавливаются из сетки из нержавеющей стали, на которую наносится каталитический материал.

В качестве катализаторов селективного восстановления оксидов азота испытаны оксиды ванадия, хрома, цинка, железа, меди, марганца, никеля, кобальта, молибдена и др. Каталитическая активность их при 200-350 °С снижается в ряду:



Блочные катализаторы сотовой структуры (ячеистое строение с параллельными каналами определенной геометрии и с тонкими разделяющими стенками между ними) обладают рядом уникальных свойств: значительная однородность геометрической структуры, максимальное соотношение поверхности к объему, низкое гидравлическое сопротивление, а также высокая механическая прочность и термостабильность. Наиболее оправданно применение блочных катализаторов в процессах с высокими эндотермическими эффектами при малых временах контакта и высоких объемных скоростях реакционных систем. Блочные катализаторы широко используются в практике газовой очистки в западных странах. Известные фирмы «Corning», «Engelhard» (США), «Siemens», «Degussa», «BASF» (Германия), «NGK» (Япония), «Haldor Topsoe» (Дания) и другие производят блочные сотовые носители и катализаторы.

При селективном восстановлении оксидов азота аммиаком применяют оксидный катализатор  $\text{V}_2\text{O}_5/\text{TiO}_2$  в виде гранул или сотовых блоков при 250-400 °С. Промотирующее действие оказывает  $\text{WO}_3$ , а связками служат силикатные добавки. Катализатор фирмы «Shell» может работать при низких температурах (120-350 °С) и объемных скоростях 40000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>(кат.)·ч. При малом содержании серы в топливе срок службы катализатора достигает 100 тыс. часов (16 лет). Однако реакция окисления  $\text{SO}_2$  в  $\text{SO}_3$  приводит к сульфатированию и разрушению катализатора. Кроме того, при избытке аммиака образуется сульфат аммония, осаждающийся на холодных участках технологического оборудования и вызывающий коррозию, а также создающий дополнительное сопротивление газовому потоку.

Для керамических монолитных и композитных катализаторов СКВ широко используются оксиды ванадия, титана и вольфрама ( $\text{V}_2\text{O}_5$ ,  $\text{TiO}_2$  и  $\text{WO}_3$ ). Обычно из оксида титана изготавливают подложку, а из оксида ванадия - рабочую поверхность.

В целом рабочая температура применяемых в промышленности катализаторов лежит в пределах 180-500 °С, в зависимости от типа катализатора, типа топлива, состава топочного газа и других компонентов очистной системы.

Конфигурация реактора СКВ обычно включает в себя определенное число слоев катализатора, при котором система обеспечивает требуемые пределы выбросов, однако в нее может также быть включен дополнительный резервный уровень, который может потребоваться в будущем, в случае введения более строгих норм выбросов, но обычно

устанавливается с целью оптимизировать расход каталитических элементов, т. е. управлять ресурсом катализатора так, чтобы спланировать практически полную деградацию катализатора к моменту его плановой замены, привязанному к производственной кампании предприятия. Над каждым рабочим уровнем установлены пневматические системы удаления пыли с поверхности катализатора. За счет резервирования этих очистных устройств гарантируется поддержание чистоты катализатора и, следовательно, соблюдение лимитов выбросов. На рисунке 4.33 в качестве примера схематически приведен реактор с четырьмя слоями катализатора.

Катализатор устанавливается внутри реактора, который может быть расположен в разных местах очистной системы. Чаще всего используются две конфигурации: на входе очистной системы (система высокого загрязнения) и на ее выходе (которая работает с уже очищенным газом). Лучшее решение выбирается, принимая во внимание параметры процесса, место установки и стоимость решения.

Водный раствор аммиака или мочевины вводят в трубопровод на входе системы СКВ и немедленно испаряют. Для впрыска раствора аммиака используются двухпоточные форсунки (аммиак и сжатый воздух). Система статических смесителей, установленная в трубопроводе после точек впрыска аммиака, обеспечивает достаточное перемешивание аммиака. Смесь газа и аммиака поступает в установку сверху и выходит горизонтально в нижней части. Система газораспределения обеспечивает надлежащее распределение газа по всему поперечному сечению установки.



Рисунок 4.32. Сотовый катализатор



Рисунок 4.33. Пример реактор с четырьмя слоями катализатора

Таблица 4.4. Сравнение техник снижения эмиссии оксидов азота

№ п/п	Техники снижения эмиссии оксидов азота	Степень снижения, %
-------	--	---------------------

--	--	--

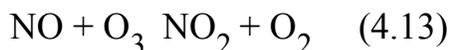
1	2	3
1	Контролируемое снижение избытка воздуха.	1035
2	Нестехиометрическое сжигание	2535
3	Упрощенное двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.	1015
4	Низко эмиссионные горелки со стадийной подачей воздуха (LNB)	3050
5	Двухступенчатое сжигание (стадийная подача воздуха) с реконструкцией котлов	2050
6	Комбинированное использование двухступенчатого сжигания и малотоксичных горелок	до 75
7	Трехступенчатое сжигание	40-75
8	Комбинированное использование трехступенчатого сжигания и малотоксичных горелок	7580
9	Концентрическое сжигание.	2050
10	Горелки с предварительным подогревом пыли.	5065
11	Рециркуляция дымовых газов	1020
12	Подача пыли высокой концентрации (ПВК)	1020
13	Сжигание твердого топлива в пузырьковом и циркулирующем кипящем слое	до 200 мг/Нм <sup>3</sup>
14	Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)	4050
15	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	до 90

#### 4.1.4. Комбинированные техники предотвращения и/или сокращения выбросов $NO_x$ и $SO_x$

##### 4.1.4.1. Мокрые озонно-аммонийные методы.

Подавление образования оксидов азота и серы.

Метод разработан в СССР, а также используется за рубежом в Германии и Японии. Технологии, реализующие эти методы, предназначены для одновременной очистки дымовых газов ТЭС от оксидов азота  $NO_x$  и оксидов серы  $SO_2$ . Процесс осуществляется, путем окисления оксида азота  $NO$  в газовой фазе озоном  $O_3$  до диоксида азота по реакции:



Далее дымовые газы поступают двухступенчатый скоростной реактор (абсорбер Вентури), куда через двухканальные эжекционные форсунки подаются орошающая жидкость и озон. В качестве орошающей жидкости используется водным раствором аммиака или других аммоний содержащих сорбентов (отходов производства мочевины и диаммония фосфата). В растворе озонированного аммиака низшие оксиды азота и серы окисляются до высших окислов  $N_2O_5$  и  $SO_3$ . При контакте с водой образуется смесь азотной и серной кислот, которая нейтрализуется вводом аммиачной воды в циркуляционную емкость. Таким образом осуществляется поглощение оксидов азота и серы.

Увеличение стехиометрического отношения  $O_3/NO_x$  приводит к почти прямо пропорциональному росту степени очистки дымовых газов от  $NO_x$  и  $SO_2$  (рис. 4.34).

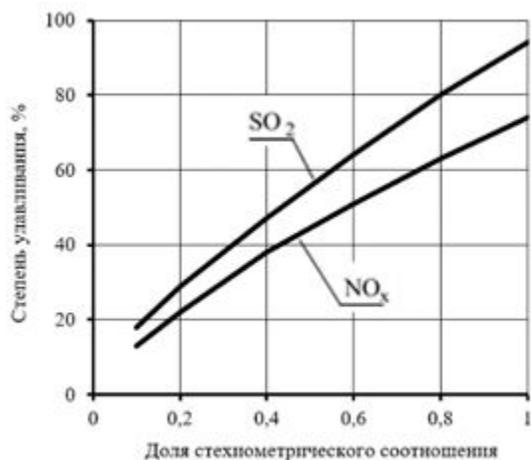
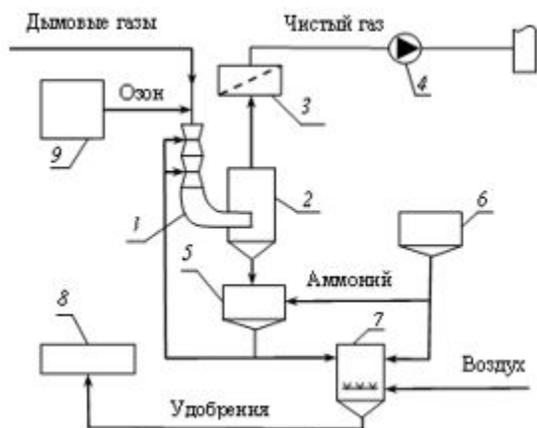


Рисунок 4.34. Зависимость степени улавливания  $SO_2$  и  $NO_x$  от доли стехиометрического соотношения соответственно  $NH_3$  и  $O_3$

Принципиальная технологическая схема установки одновременной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота озонно-аммонийным методом приведена на рис. 4.35.



1 - скруббер; 2 - каплеуловитель; 3 - подогреватель; 4 - дымосос; 5 - циркуляционная емкость; 6 - емкость аммонийного раствора; 7 - реактор; 8 - узел подготовки удобрений; 9 - озонатор

Рисунок 4.35. Принципиальная технологическая схема установки одновременной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота

Дымовые газы от котла после золоочистки смешиваются с озонированным воздухом (генерация озона осуществляется в озонаторе 9) и направляются в абсорбер 1, представляющим собой два последовательно установленных коагулятора Вентури. С помощью двухпоточных форсунок, расположенных в конфузорах труб Вентури, в абсорбер вводится поглотительный раствор.

При орошении газов поглотительным раствором происходят сложные физико-химические процессы в газовой и жидкой фазах, в результате чего дымовые газы очищаются в абсорбере от оксидов серы и азота. Очищенные газы освобождаются от капельной влаги в центробежном каплеуловителе 2 и дымососом 4 после нагрева в подогревателе 3 удаляются через дымовую трубу в окружающую среду. Каплеуловитель 2 орошается поглотительным раствором или технической водой.

Отработанный поглотительный раствор самотеком поступает в циркуляционную емкость 5, в которой осуществляется его нейтрализация аммиачной водой, подаваемой из емкости 6.

Нейтрализованный поглотительный раствор циркуляционным насосом подается к форсункам абсорбера и каплеуловителя, замыкая цикл очистки дымовых газов. Для компенсации потерь раствора в емкость 5 подается техническая вода.

При достижении определенной концентрации сульфита и бисульфита в поглотительном растворе часть его отводится из циркуляционного контура в реактор-окислитель 7, где сульфиты и бисульфиты окисляются до сульфатов атмосферным воздухом, образуя жидкие удобрения, состоящего из смеси аммиачной селитры  $\text{NH}_4\text{NO}_3$  и сульфата аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ . Далее удобрения сушатся и складываются в узле 8. Готовые удобрения поставляются потребителям.

Аналогичная схема была введена и испытана на опытно-промышленной установке производительностью 10 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$  газа на Молдавской ГРЭС, [37].

К основным достоинствам технологий мокрых озонно-аммонийных методов следует отнести:

- одновременную очистку газов в одном оборудовании от  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$ , что существенно уменьшает площади под газоочистку и капитальные затраты по сравнению с другими мокрыми технологиями;

- достижение высокой степени очистки газов (от оксидов серы - до 90 %, от оксидов азота - до 75 %);

- получение товарного продукта в виде эффективного комплексного аммонийного удобрения, содержащего некоторое количество макро- и микроэлементов;

- отсутствие сточных вод.

Недостатками технологий озонно-аммонийных методов являются:

- большие затраты электрической энергии на подготовку воздуха и выработку озона: соответственно около 45 и 50 % от общего расхода энергии на собственные нужды. Энергоемкость метода оценивается в  $6,0 \div 6,5$  % от эквивалентной мощности энергоблока (с учетом энергозатрат на сушку и выпарку удобрений);

- возможность появления вторичных выбросов в виде утечек аммиака;

- необходимость охлаждения газов перед абсорбером до  $75 \div 80$  оС и последующего их подогрева после очистки перед сбросом в дымовую трубу.

#### 4.1.4.2. Мокрые аммонийно-карбамидные методы.

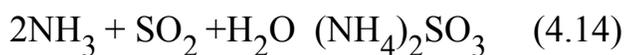
Подавление образования оксидов азота и серы.

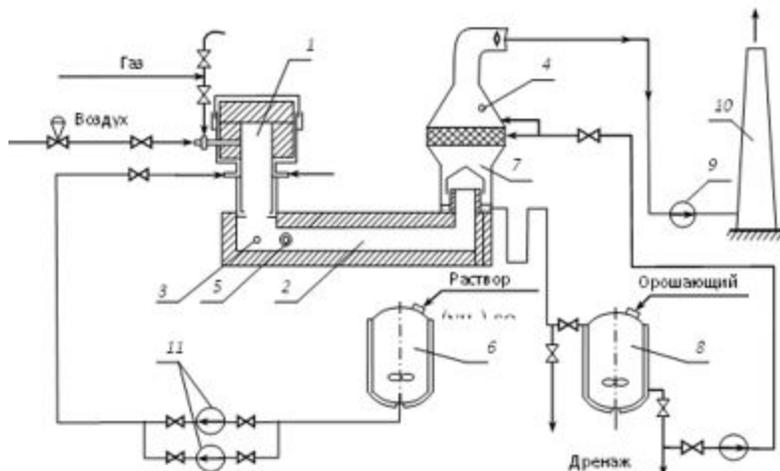
Технологии, реализующие эти методы, основаны на взаимодействии диоксида серы с аминосодержащим реагентом. Для нейтрализации  $\text{SO}_2$  используются продукты термического разложения карбамида, в результате контакта которых с  $\text{SO}_x$  в насадочном скруббере обеспечивается практически полное связывание  $\text{SO}_2$  с образованием раствора сульфит-бисульфитных солей аммония.

Технологическая схема установки очистки дымовых газов ТЭС от диоксида серы аммонийно-карбамидным методом приведена на рис. 4.36.

Левая часть технологической схемы на рис. 4.36 (поз. 1, 3, 6, 11) представляет собой схему подготовки высокотемпературных дымовых газов с заданным содержанием  $\text{SO}_2$  и к собственно технологии сероочистки дымовых газов не имеет отношения, в связи с чем, здесь не рассматривается.

Процесс сероочистки протекает следующим образом. В газоход 2, где температура дымовых газов составляет  $600 \div 800$  тС, вводится 10 % водный раствор карбамида с помощью форсунки 5. Удельный расход раствора определяется исходя из расхода дымовых газов и содержания  $\text{SO}_2$  в них. В среднем расход карбамида составляет около  $0,008$  кг на  $1 \text{ м}^3$  продуктов сгорания (при нормальных условиях) при среднем содержании  $\text{SO}_2$  около  $0,02 \text{ г/м}^3$ . Раствор подается навстречу потоку газов. Диаметр капле раствора составляет  $230 \div 300$  мкм. После охлаждения в газоходе 2 продукты сгорания с температурой  $180 \div 200$  йС поступают в насадочный скруббер 7. В начальный период работы установки скруббер орошается водой из емкости 8. При этом температура газов снижается до  $70 \div 90$  оС, при которой в скруббере протекают процессы нейтрализации оксидов серы и растворения аммонийных солей:





1 - циклонный реактор; 2 - газоход; 3, 4 - пробоотборные точки; 5 - форсунка; 6 - емкость с раствором сульфата аммония; 7 - насадочный скруббер; 8 - емкость с орошающим раствором; 9 - дымосос; 10 - дымовая труба; 11 - насосы

Рисунок 4.36. Технологическая схема установки для очистки дымовых газов ТЭС от диоксида серы аммонийно-карбамидным методом

После скруббера раствор с температурой  $60 \div 80$  °С подается в емкость 8, после чего насосом 11 возвращается в цикл. Насыщение раствора происходит за счет его многократной циркуляции в качестве орошающей жидкости. По мере увеличения содержания солей эффективность поглощения повышается. Очищенные дымовые газы с температурой  $70 \div 90$  °С сбрасываются дымососом 9 в дымовую трубу 10.

Степень очистки дымовых газов от  $\text{SO}_2$  составляет  $90 \div 95$  %, от  $\text{NO}_x$  т  $20 \div 30$  %. Содержание аммиака в очищенных газах остается в количестве  $8 \div 16$  мг/м<sup>3</sup>.

К достоинствам технологий аммонийно-карбамидных методов очистки дымовых газов ТЭС можно отнести:

- высокую степень очистки дымовых газов от  $\text{SO}_2$  и частичную очистку от  $\text{NO}_x$ ;
- отсутствие необходимости предварительного охлаждения газов перед скруббером и последующего подогрева перед дымовой трубой;
- относительную простоту технологической схемы.

К недостаткам этих технологий относятся:

- недостаточная отработанность технологий для их широкого применения;
- загрязнение окружающей среды вторичными загрязнителями (аммиак, дренажи).

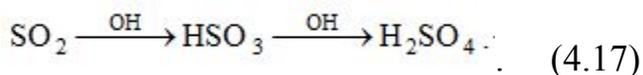
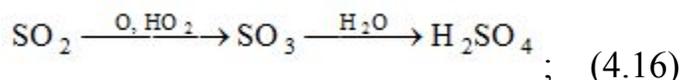
#### 4.1.4.3. Электронно-лучевой (радиационно-химический) метод одновременной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота.

Подавление образования оксидов азота и серы

Физико-химические процессы с участием  $\text{SO}_2$ , протекающие в газах при облучении электронами, изучены еще недостаточно. Считается, что к удалению  $\text{SO}_2$  приводят три группы реакций:

- 1) газофазные, индуцированные ионизирующим излучением;
- 2) гетерогенные, индуцированные ионизирующим излучением;
- 3) термические, обусловленные взаимодействием  $\text{SO}_2$  с аммиаком  $\text{NH}_3$ .

Первая группа реакций (газофазных) может быть представлена цепочкой реакций, ведущих к образованию паров серной кислоты:



Реакции протекают с большой скоростью.

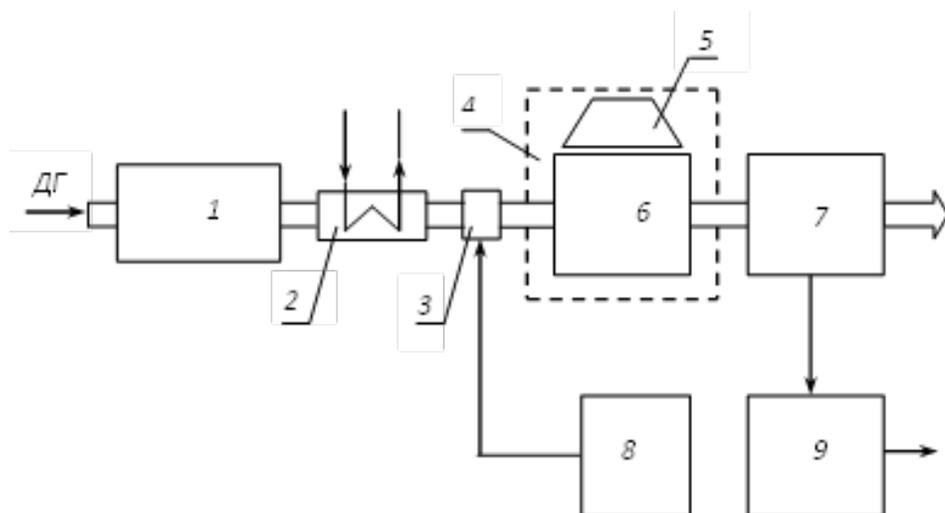
Определяющую роль при электронно-лучевой очистке газов от  $\text{SO}_2$  играет гетерогенный процесс формирования аэрозольных частиц, на поверхности или внутри которых протекают химические реакции связывания  $\text{SO}_2$  и  $\text{NH}_3$  в соли аммония. Иницируется этот процесс облучением газов, в результате которого происходит образование радикалов  $\text{HSO}_3$  и  $\text{HSO}_5$ , которые в дальнейшем кластеризуются, зарождавая цепочку гетерогенных реакций с  $\text{SO}_2$  и  $\text{NH}_3$ .

Процесс очистки газов осуществляется в реакторе при температуре  $80 \div 100$  eC. Электронно-лучевая очистка дымовых газов от  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$  может осуществляться как по сухой, так и по мокрой технологиям. Принципиальная технологическая схема установки, разработанная в Энергетическом институте (Россия), работающей по технологии, реализующей сухой вариант очистки дымовых газов, представлена на рис. 4.37.

Дымовые газы после очистки от золы в электрофилт্রে 1 охлаждаются и конденсируются в теплообменнике 2, а затем смешиваются с аммиаком с смесителе 3. Далее в реакторе 6 газы облучаются потоком быстрых электронов, генерируемых ускорителем 5. Образующиеся в газах твердые соли аммония отделяются в фильтре 7, после чего дымовые газы удаляются в атмосферу, а соли аммония - в гранулятор 9 и далее потребителю. Производительность установки по газам -  $10 \text{ тыс. м}^3$ .

Температура газов в реакторе e  $70 \div 100$  eC; расход аммиака a  $10 \div 22$  кг/ч; степень очистки газов от  $\text{SO}_2$  т  $80 \div 90$  %.

Степень улавливания диоксида серы не зависит от интенсивности облучения. Значительное количество  $SO_2$  улавливается даже при отсутствии облучения, благодаря реакции  $SO_2$  с аммиаком. Однако при повышении температуры газов от 65 тС до 88 оС без облучения степень улавливания  $SO_2$  практически линейно снижается с 60 до 10 %.



ДГ - дымовые газы; 1 - электрофильтр; 2 - теплообменник; 3 - смеситель; 4 - радиационная защита; 5 - ускоритель электронов; 6 - реактор; 7 - фильтр; 8 - узел хранения, подготовки и подачи аммиака; 9 - гранулятор смеси сульфата и нитрата аммония

Рисунок 4.37. Принципиальная технологическая схема установки электронно-лучевой очистки дымовых газов ТЭС от оксидов серы и азота

Таблица 4.5. Сравнение техник одновременного снижения эмиссии оксидов серы и азота

№ п/п	Техники снижения эмиссии оксидов азота и серы	Степень снижения, %
1	2	3
1	Мокрые озонно-аммонийные методы	Оксиды серы - до 90 Оксиды азота - до 75
2	Мокрые аммонийно-карбамидные методы.	Оксиды серы - 90-95 Оксиды азота - 20-30
3	Электронно-лучевой (радиационно-химический) метод одновременной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота	Оксиды серы - 80-90 Оксиды азота - 70-80

#### 4.1.5. Техники сокращения выбросов СО и несгоревших углеводородов

Выбросы несгоревших газов, могут быть разделены на две основные группы: оксид углерода (СО) и углеводороды ( $C_xH_y$ ). Оксид углерода (СО) во всех случаях является промежуточным продуктом процесса сжигания. Выбросы несгоревших газов являются следствием неполного сгорания и могут быть обусловлены слишком низкими

температурами горения, слишком коротким периодом пребывания в зоне горения или неэффективным смешением топлива и воздуха для горения, что приводит к образованию локальных зон нехватки кислорода. Выбросы несгоревших газов могут быть снижены улучшением технологии сжигания.

Оксид углерода является наиболее важным продуктом недожога. Это устойчивое соединение присутствует даже при высоких температурах, если нет кислорода. Углеводороды, напротив, могут легко распадаться и образовывать сажу при высоких температурах в среде с нехваткой кислорода. Выбросы несгоревших углеводородов могут происходить из-за низкой температуры в зоне горения и недостаточного смешения топлива и воздуха. Однако такое сочетание условий редко встречается в современных установках для сжигания.

Если сгорание хорошо контролируется, то выбросы CO можно удерживать на уровне  $50 \text{ мг/Нм}^3$ . Выбросы углеводородов в современных котлах энергетических установок незначительны и обычно ниже  $5 \text{ мг/Нм}^3$ .

На выбросы продуктов неполного сгорания влияет несколько параметров. Обычно, выброс несгоревших газов составляют самый большой объем, когда существуют трудности с контролем отношения топливо/воздух в топке или когда объем топлива неоднородный (как это происходит с отходами или биомассой). Уголь с небольшой химической активностью и содержанием летучих (антрациты, тощие угли) приводит к увеличению выбросов несгоревших газов. Большой объем выбросов также может быть следствием низких температур горения, которое обусловлено использованием низших сортов топлива, частичной нагрузкой или неисправностью горелки.

Некоторые меры по сокращению выбросов  $\text{NO}_x$ , например, сжигание с недостатком или избытком воздуха, могут приводить к увеличению выбросов несгоревших газов. В этих случаях важность обеспечения эффективной смеси воздуха и топлива в системе сжигания следует особо выделить. Снижение выбросов  $\text{NO}_x$  с помощью технологии СНКВ также может привести к большим выбросам CO. Выбросы CO могут сокращаться при подаче известняка в псевдооживленный слой котла.

НДТ для сведения к минимуму выбросов окиси углерода является полное сжигание, которое связано с конструкцией топки, использованием высокоэффективного технологического контроля процесса горения, технического обслуживания и ремонта.

Вследствие отрицательного воздействия восстановления  $\text{NO}_x$  на CO оптимизированная система снижения выбросов  $\text{NO}_x$  будет также удерживать уровни CO на нижнем уровне:  $3050 \text{ мг/Нм}^3$  для сжигания пылевидного топлива и ниже  $100 \text{ мг/Нм}^3$  для сжигания в кипящем слое.

В случае с топливосжигающими установками на буром угле, где в качестве НДТ рассматриваются первичные меры снижения выбросов  $\text{NO}_x$ , уровни окиси углерода могут быть выше ( $100200 \text{ мг/Нм}^3$ ).

Схема сжигания с пристенным дутьем отличается от традиционного концентрического сжигания тем, что воздух, обеспечивающий ступенчатость сжигания по горизонтали, подается не только через основные горелки, но и через дополнительные сопла. В этом случае происходит затягивание подмешивания воздуха к первичному факелу за счет ступенчатой подачи вторичного воздуха через концентрические каналы горелки и ступенчатости по горизонтали (за счет направления струй вторичного воздуха к топочным экранам). Эти струи вторичного воздуха защищают топочные экраны от шлакования.

В этом случае часть вторичного воздуха подается в топку с отклонением от направления основного воздушного потока и аэросмеси. В результате горение топлива на стадии выхода летучих происходит в среде, несколько обедненной кислородом, что приводит к значительному снижению образования топливных  $\text{NO}_x$ . Роста недожога при этом почти не происходит: необходимый для горения воздух просто подмешивается к факелу чуть позже, на стадии воспламенения и горения коксового остатка. Такая схема, при котором часть вторичного воздуха направляется вдоль стен топки, обеспечивает снижение содержания  $\text{CO}$  и повышение концентрации кислорода вблизи экранов топочной камеры.

НДТ для минимизации выбросов  $\text{CO}$  - это использование технологий полного сжигания топлива, для которых нужна удачная конструкция камеры сгорания или топочной камеры, использование эффективного мониторинга и технологий управления процессами горения, а также профилактическое обслуживание системы сжигания топлива. Не только создание и поддержание условий сжигания, но и хорошо оптимизированная система снижения выбросов  $\text{NO}_x$ , позволит поддерживать уровень выбросов  $\text{CO}$  ниже  $100 \text{ мг/Нм}^3$ .

Кроме этого, использование катализатора окисления для снижения выбросов  $\text{CO}$  может считаться применением НДТ в случае, если источник выброса находится в густонаселенном городском районе.

#### **4.1.6. Техники предотвращения и/или уменьшения выбросов металлов**

Металлы, содержащиеся в большинстве ископаемых видов топлива, в процессе сгорания высвобождаются и могут выбрасываться в атмосферу в виде частиц или паров. Среди веществ, которые могут попадать в окружающую среду при сжигании углей на ТЭС, наибольшую экологическую опасность представляют соединения: ртути Hg, мышьяка As, селена Se, свинца Pb, кадмия Cd, цинка Zn, сурьмы Sb, висмута Bi,

бериллия В, кобальта Со, хрома Сг, меди Сu, никеля Ni, ванадия V, марганца Mn, молибдена Мо. Попадая в организм человека в относительно небольших количествах, они способны накапливаться в ряде органов и тканей человека, вызывая их разрушение, возникновение злокачественных опухолей и мутагенные эффекты, понижение сопротивляемости к инфекциям.

Некоторые из этих металлов очень токсичны, особенно в достаточно высоких концентрациях.

Металлы попадают в окружающую среду несколькими потоками, в основном это золошлаковые отходы и дымовые газы, которые выбрасываются через дымовую трубу. Благодаря большому количеству топлива, потребляемому при производстве энергии, в окружающую среду могут выбрасываться большие количества потенциально опасных металлов. Большинство металлов связаны с твердыми частицами. Летучие элементы в основном конденсируются на поверхности небольших частиц в дымовых газах благодаря их большой площади поверхности. Ртуть Hg является высокотоксичным металлом, появляется в некоторых фракциях отходов при совместном сжигании на электростанциях угля и мазута, а также в углях низкого качества, выделяется в основном в газообразном виде и слабо улавливается системами газоочистки.

Массовый баланс тяжелых металлов для различных видов углей различен и зависит во многом от типа газоочистного оборудования. Баланс может быть представлен для различных типов крупных электростанций, работающих на угле, в виде структурной схемы (рисунок 4.38).

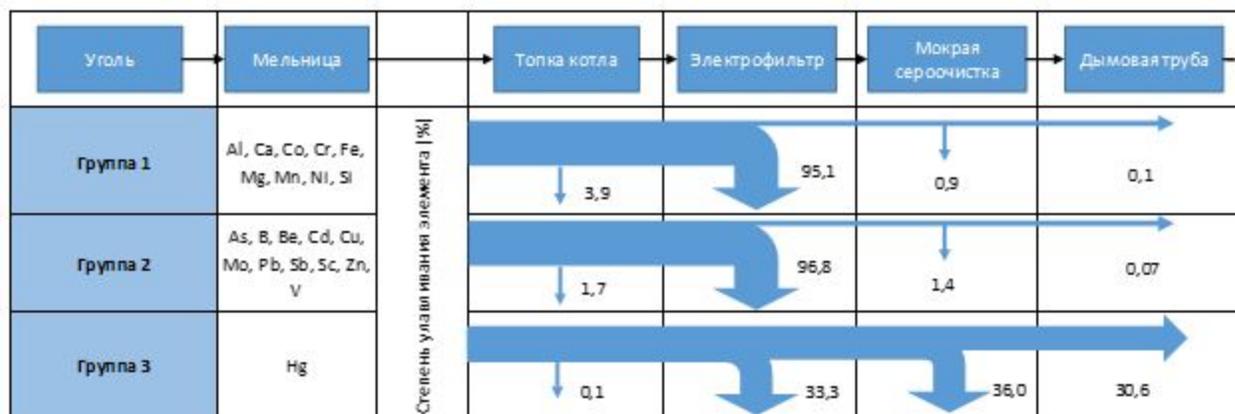


Рисунок 4.38. Массовый баланс тяжелых металлов на электростанциях, работающих на угле

## Тяжелые металлы

Поведение тяжелых металлов в процессе сжигания определяется сложными химическими и физическими процессами. В основном тяжелые металлы в процессе горения испаряются, а затем при охлаждении конденсируются на твердых частицах летучей золы. Большинство металлов имеет достаточно низкие давления пара при

температурах, которые существуют в обычных устройствах очистки дымовых газов и возможна их конденсация на твердых частицах. Поэтому НДТ для уменьшения выбросов тяжелых металлов с дымовыми газами энергоустановок, сжигающих каменный или бурый уголь должны использовать высокоэффективные электрофильтры ЭФ (с уровнем эффективности более 99,5 %) или рукавные фильтры РФ (с уровнем эффективности более 99,95 %).

Ртуть имеет высокое давление паров при обычных температурах дымовых газов в устройствах очистки и ее удаление пылеулавливающими устройствами является очень непостоянным. Низкие уровни выбросов ртути достигаются с помощью сухих и мокрых известь/известняковых скрубберов, которые рассматриваются как НДТ для снижения  $SO_2$  для крупных топливосжигающих установок.

Угли хорошего качества содержат сравнительно мало ртути и наиболее низкие уровни выбросов обычно достигаются при применении РФ и ЭФ, где высокоэффективные электрофильтры обеспечивают хорошее качество удаления ртути ( битуминозный уголь) при температурах менее 130 °С. Кроме того, некоторые конструкции систем очистки дымовых газов могут удалять окисленную или, в какой-то степени, осевшую на твердые частицы, ртуть. В том, что касается рукавных фильтров ( РФ) или электрофильтров (ЭФ), работающих в сочетании с технологиями десульфуризации дымовых газов ДС, такими как мокрая известковая ДС, сухие скрубберы или ввод сухого сорбента, в среднем может быть получена степень удаления ртути 75 % (50 % в ЭФ и 50 % в установке ДС) или 90 % при дополнительном селективном каталитическом восстановлении. При сжигании полубитуминозного каменного или бурого угля эффективность улавливания значительно ниже и находится в диапазоне от 30 до 70 %. Более низкие уровни улавливания ртути в установках, работающих на полубитуминозном угле и бурых углях, связывают с низким содержанием углерода в золе и относительно более высоким количеством газообразной ртути в дымовых газах.

Периодический мониторинг ртути следует отнести к НДТ. Рекомендованная частота мониторинга: ежегодно или каждый третий год, в зависимости от используемого типа угля. Необходим контроль общих выбросов ртути, а не только ртути на твердых частицах.

### **Выбросы тяжелых металлов**

Выбросы тяжелых металлов возникают в результате их наличия в качестве естественного компонента в ископаемых видах топлива. Большинство учитываемых тяжелых металлов выбрасываются в виде соединений (например, оксидов, хлоридов) совместно с твердыми частицами. В связи с этим, НДТ для снижения выбросов

тяжелых металлов обычно является применение высокоэффективных пылеулавливающих устройств, таких как ЭФ или ТФ. В паровой фазе частично присутствуют только ртуть и селен.

### **Первичные меры снижения содержания Hg в твердом топливе**

Очистка топлива (в основном угля) представляет собой возможность для удаления ртути из топлива перед его сжиганием. Существующие типы процессов очистки основаны на том принципе, что уголь имеет меньшую плотность, чем пиритная сера, камень, глина или прочие производящие золу примеси, которые содержатся в нем. Механическое оборудование, использующее импульсную подачу воды или воздуха, может физически выделять и удалять примеси. Центробежная сила, комбинированная с водой и воздухом, дает дальнейшую сепарацию угля от примесей. Другой метод - это промывание в плотной среде, где используют тяжелые жидкие растворы, обычно содержащие магнетит (мелко размолотые частицы оксида железа) для отделения угля от примесей. Мелкий уголь иногда очищается с использованием флотации. Эта технология отличается от прочих, поскольку она фокусируется в меньшей степени на гравитации и в большей на химической сепарации.

### **Технологии обработки дымовых газов для снижения выбросов ртути**

Большинство металлов имеет достаточно низкие давления паров при обычной температуре работы оборудования по контролю загрязнений, и их конденсация на материале частиц возможна. Напротив, ртуть имеет в этих условиях высокое давление паров, ее сбор обычным газоочистным оборудованием существенно отличается. Наиболее важными факторами, влияющими на выбросы ртути от котлов, являются объем и температура отходящих газов, содержание хлоридов, концентрация ртути и химическая форма выделяемых соединений. Химические соединения ртути, выбрасываемые котлами, существенно различаются в зависимости от установки. Эффективность удаления зависит от представленных соединений ртути.

Факторами усовершенствованного контроля ртути являются низкие температуры (менее 150 °C), присутствие эффективных сорбентов ртути и применение метода для сбора сорбента. В основном высокие уровни углерода в летучей золе улучшают абсорбцию ртути на материале частиц, которые впоследствии удаляются оборудованием контроля частиц. Кроме того, присутствие хлороводорода ( $\text{HCl}$ ) в потоке отходящих газов может привести к образованию хлорида ртути, который легко абсорбируется на содержащих углерод частицах. Наоборот, оксид серы ( $\text{SO}_2$ ) в дымовых газах может действовать как восстанавливающий реагент, преобразующий окисленную ртуть в элементарную, которую гораздо труднее собирать.

Технологии контроля, разработанные для контроля других загрязнений, кроме ртути (например, кислых газов и частиц) отличаются по своей возможности удаления

ртути, но в основном могут достигать снижения не более 50 % (кроме высокоэффективных для хлорида ртути мокрых скрубберов).

### **Снижение выбросов металлов в системах очистки выбросов**

Электрофильтры и рукавные фильтры обычно используются для удаления частиц из потока отходящих газов на установках по сжиганию твердого или жидкого топлива. Эти системы могут работать с общей эффективностью более 99,9 %. Однако эффективность удаления в основном ниже в диапазоне малых размеров частиц, т. е. в диапазоне размеров, в котором частицы насыщаются металлическими элементами.

Тканевые фильтры имеют сходную с ЭФ эффективность удаления частиц (т. е. более 99,9 %), но они лучше работают с тонким материалом частиц и менее чувствительны к пылевой нагрузке и характеристикам летучей золы. Эффективность сбора может быть увеличена путем использования кондиционирования отходящих газов малыми количествами добавок перед фильтрами.

Некоторые элементы могут оставаться в газообразной фазе пока топочные газы не остынут в достаточной для конденсации степени. Во время их прохода через тканевые фильтры они охлаждаются в достаточной для конденсации Hg степени. В некоторых оценках сообщается, что средняя эффективность удаления Hg порядка 40 % может быть достигнута для электростанций, оснащенных тканевыми фильтрами. Эффективность удаления Hg существенно зависит от свойств топлива (например, содержания  $S_r$ ).

### **Снижение выбросов металлов системами десульфуризации ДС**

Мокрые скрубберы систем ДС являются эффективным методом снижения выбросов некоторых металлов. Это связано в основном с тем, что температура отходящих газов снижается примерно на 5060 аС при прохождении через абсорбер, что позволяет большинству из летучих металлов сконденсироваться из паровой фазы, и быть удаленными из отходящих газов. Конденсированные металлы затем в основном переходят в сточные воды.

Эффективность удаления из отходящих газов составляет 3050 % для Hg и 6075 % для Se. Однако известно, используемая в некоторых системах, может быть существенным источником As, Cd, Pb и Zn, и, таким образом, концентрации этих элементов могут даже увеличивать их выброс. Выбросы из скруббера зависят от конкретных процессов и условий эксплуатации.

Средняя эффективность удаления Hg, равная 96,6 %, была достигнута, например, путем добавки гипохлорита натрия в дымовые газы от системы сжигания отходов. Гипохлорит натрия стабилизирует Hg в дымовых газах, обеспечивая улавливание водой скруббера. Hg затем может быть удалена из сточных вод с использованием процессов восстановления, испарения, конденсации и отделения Hg.

Общее удаление Hg в различных системах ввода сухих сорбентов изменяется в пределах 3585 %. Эти системы, используемые совместно с системами удаления частиц перед сухими скрубберами, обеспечивают высокую степень связывания металлов благодаря высокому содержанию этих элементов (включая летучие), которые затем удаляются перед установкой ДС. Наивысшие эффективности удаления, особенно для мелких частиц, достигаются системами сухих скрубберов с тканевыми фильтрами далее по потоку газов. Данные системы могут достигать высоких степеней удаления металлов. Эти установки, оснащенные системами улавливания частиц перед сухими скрубберами, имеют эффективность удаления Hg до 70 % уже перед входом в установку ДС.

## **4.2. Водопотребление и методы сокращения сбросов в воду**

### **4.2.1. Водопотребление и характеристика сточных вод**

Энергоисточники являются крупными потребителями воды. Вода используется в технологическом цикле электростанций для производства пара, восполнение потерь в тепловых сетях, для охлаждения основного и вспомогательного оборудования.

Тепловые электростанции оказывают отрицательное воздействие на водные объекты при заборе (изъятии) большого количества воды, нарушая естественный баланс водной среды.

Водопотребление зависит от типа энергоисточника, единичной мощности турбин и параметров пара, вида применяемого топлива и района размещения, специфики работы внешних потребителей тепловой энергии и др. Источниками водоснабжения являются поверхностные водные объекты, подземные воды, а также городской водопровод. Мероприятия по сокращению водопотребления во многом зависят от источника воды.

Повышение единичной мощности турбин и параметров пара, использование газа вместо твердого топлива снижают удельный объем воды на выработку электроэнергии.

Для КЭС на органическом топливе мощностью 1 млн кВт полное водопотребление составляет около 0,9 км<sup>3</sup> воды в год. По данным Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформированию Республики Казахстан, доля энергетики в общем объеме потребления пресной воды промышленностью страны составляет около 5 % (5,5 км<sup>3</sup>).

### **4.2.2. Характеристика сточных вод**

Тепловые электростанции являются источником сточных вод. В поверхностные водоемы отводится 84 % от общего водопотребления энергоисточниками, в основном - это условно чистые воды (99,9 %).

Принято различать: производственные сточные воды, дождевые стоки с поверхности зданий и территорий, хозяйственно-бытовые стоки.

Загрязненные сточные воды ТЭС состоят из различных по количеству и качеству потоков. В их состав входят:

- 1) нагретые воды систем охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования;
- 2) регенерационные воды водоподготовительных установок (ВПУ);
- 3) замазученные и замасленные воды;
- 4) промывочные и консервационные воды;
- 5) воды обмывки наружных поверхностей нагрева котлов;
- 6) воды систем ГЗУ;
- 7) сточные воды из систем очистки дымовых газов;
- 8) воды после гидроуборки топливных цехов и других помещений ТЭС;
- 9) поверхностные ливневые и талые воды;
- 10) бытовые сточные воды.

В зависимости от их происхождения потоки сточных вод содержат:  
взвешенные вещества;  
нефтепродукты;  
водорастворимые вещества (органические, неорганические).

На ТЭС, в соответствии с проектными решениями, в целях сокращения использования исходной воды, должны использоваться системы оборотного и повторно - последовательного водоснабжения, при которой сбросные воды одного типа непосредственно или после некоторой обработки будут исходными для других потребителей той же ТЭС (или внешних).

Целью водоохранных мероприятий является безопасная эксплуатация и предотвращение ухудшения состояния водных объектов. Для этого необходимо принятие мер по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, оценка их эффективности, возможности реализации, а также обеспечение оптимальных способов соблюдения экологического благополучия водного объекта, в том числе внедрение наилучших доступных техник.

В комплексе водоохранных мероприятий выделяется два основных направления:

1. Применение современных высокоэффективных видов оборудования и техник (наилучших доступных техники) для предотвращения (снижения) сбросов.
2. Применение систем, сооружений и установок для очистки, повторного использования и утилизации сточных вод.

Выбор метода и технологии очистки производственных сточных вод зависит от конкретных условий ТЭС: мощности установленного оборудования, системы охлаждения, режима работы, технологии водоподготовки, вида топлива, способа золошлакоудаления, местных климатических, гидрогеологических и прочих факторов с соответствующими технико-экономическими расчетами.

#### **4.2.2.1. Сточные воды систем охлаждения ТЭС**

Наибольшее количество сточных вод отводится из систем охлаждения оборудования. Применяются оборотные системы охлаждения: с градирнями, с прудом-охладителем.

В Казахстане на энергоисточниках наиболее распространена оборотная система охлаждения; систему прямоточного охлаждения имеют отдельные ТЭС, в числе которых: ЭС АО «ЕЭК», р. Ертис, УК ТЭЦ, Атырауская ТЭЦ, Жамбылская ГРЭС.

##### **4.2.2.1.1. Сточные воды прямоточных систем охлаждения**

Воды, сбрасываемые из прямоточных систем охлаждения, относятся к категории «нормативно чистые» и при сбросе в водный объект не подвергаются очистке.

В настоящее время применяются комбинированные прямоточно-оборотные системы охлаждения с подачей части воды, подогретой в конденсаторах турбин, в подводящие каналы с использованием для этих целей действующих систем шугоподавления или специально сооружаемых трубопроводов (каналов) из отводящих циркуляционных трубопроводов в подводящие каналы.

Возможно уменьшение водопотребления ТЭС как с прямоточной системой охлаждения, так и с оборотной с водоемом-охладителем при использовании подогретой воды для приготовления подпиточной воды теплосети и добавочной воды паровых котлов.

Подогрев исходной воды из водоисточника перед водоподготовительной установкой (ВПУ) является неотъемлемой частью процесса обработки добавочной воды котлов и подпиточной воды теплосети. Как правило, вода подогревается в подогревателе сырой воды паром одного из отборов турбин.

Отбор части подогретой в конденсаторе воды на ВПУ позволяет не только снизить забор воды из водного объекта, но и полезно использовать тепло. Целесообразно использовать подогретую воду либо только в холодный период года, либо поддерживать требуемую температуру воды перед водоподготовкой путем подмеса подогретой в конденсаторе воды к исходной из водоисточника.

Использование на водоподготовительной установке  $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ , подогретой в конденсаторе на  $10 \text{ аС}$  воды вместо нагрева того же количества природной воды паром производственного (или теплофикационного) отбора, позволяет увеличить мощность, вырабатываемую на тепловом потреблении, более чем на  $450 \text{ кВт}$ .

Повторное и комбинированное использование теплообменных вод рассматривать как НДТ.

Применение прямоточного охлаждения оборудования является наилучшей доступной техникой там, где позволяют природные условия (достаточен дебет источника водоснабжения во все сезоны года).

#### 4.2.2.1.2. Сточные воды оборотных систем охлаждения

В оборотных системах охлаждения происходит ухудшение качества воды в процессе испарения и капельного уноса (происходит концентрирование солей), которое существенно ухудшает технико-экономические показатели работы теплоэнергетического оборудования. Возникает риск повышенных отложений карбоната кальция на трубках конденсаторов, и как следствие, существенного снижения КПД ТЭС.

Для предупреждения коррозии и накипеобразования проводится стабилизационная обработка воды с использованием подкисления, фосфатирования, ингибиторов накипеобразования и коррозии.

На ТЭС с оборотными системами охлаждения (ОСО) с градирнями достаточно широко применяется использование продувочной воды ОСО для приготовления подпиточной воды теплосети с закрытым водоразбором, но только при низкой степени концентрирования (не более 1,2). Такое решение снижает непроизводительные потери воды с продувкой и увеличивает степень обмена воды в ОСО. Кроме того, такое решение позволяет утилизировать отводимое тепло в системе подготовки подпиточной воды теплосети. В случае экстремальной ситуации ОСО ТЭС служит естественным резервом, из которого возможна при необходимости подача в теплотель больших объемов нагретой воды.

В оборотную систему охлаждения, не имеющую продувки в поверхностный водный объект, рекомендуется направлять поверхностные сточные воды, сточные воды после гидроуборки, предварительно очищенные от взвешенных веществ и нефтепродуктов, отмывочные воды фильтров химводоочистки, воды после водной промывки котлов, а также другие сточные воды, близкие по солевому составу к добавочной воде системы оборотного охлаждения, отбираемой из водоисточника.

Любая система охлаждения, как прямоточная, так и оборотная, может быть признана НДТ при условии достижения максимально возможной экономичности и максимально возможного соответствия экологическим требованиям.

Важнейшим мероприятием для уменьшения количества тепловых сбросов является использование низкопотенциального тепла охлаждающей воды.

Температура воды после конденсаторов не превышает 2026 тС зимой и 3542 иС летом. Такая вода может быть использована:

- в тепловых насосах для теплофикационных целей;
- для разведения рыбы;
- для полива в теплицах и оранжереях;
- в животноводческих комплексах;
- для подогрева открытого грунта при производстве сельскохозяйственной продукции и дополнительного

охлаждения технической воды;  
для переработки отходов растениеводства и рыбоводства при  
производстве грибов и т. д.

#### **4.2.2.2. Сточные воды водоподготовительных (ВПУ) и конденсатоочистительных (КОУ) установок**

Для поддержания оборудования ВПУ в состоянии, обеспечивающем требуемое качество добавочной воды, необходимы периодические промывки, регенерации и т. д., связанные с образованием сточных вод.

При обработке воды на ВПУ образуются сточные воды двух основных типов:

воды, получающиеся на стадии предочистки воды при ее коагуляции и известковании и содержащие взвешенные вещества;

воды повышенной минерализации, образующиеся в процессе умягчения и обессоливания воды.

С экономической точки зрения, основным направлением по сокращению количества сбрасываемых солей с установок ВПУ является применение современных технологий обработки воды со сниженными расходами реагентов.

#### **4.2.2.3. Технология приготовления добавочной воды паровых котлов и теплосети**

Процесс приготовления добавочной воды включает предварительную очистку воды и обессоливание.

Предварительная очистка воды может производиться в осветлителях с известкованием и коагуляцией либо только с коагуляцией для удаления из воды механических примесей во взвешенной и коллоидно-дисперсной фазе, в том числе органических соединений, железа, кремния. После коагуляции вода собирается в баки коагулированной (известкованной воды) и проходит механическую фильтрацию.

Имеются предочистки с использованием отстойников или проведением коагуляции непосредственно на фильтрах (прямоточная коагуляция).

При использовании водопроводной воды коагуляция не проводится, и вода проходит только механическую фильтрацию.

В состав основного оборудования предочисток входят: осветлители, баки сбора коагулированной воды, механические (осветлительные) фильтры с загрузкой из гидроантрацита (при известковании) или кварцевого песка. В качестве реагентов применяют алюминийсодержащие коагулянты (сульфат, оксохлорид алюминия), реагенты для создания оптимальной величины рН для технологии коагуляции. При коагуляции с известкованием применяются железный купорос и известь.

Далее вода проходит одну или две ступени химобессоливания (см. рисунок 4.39).

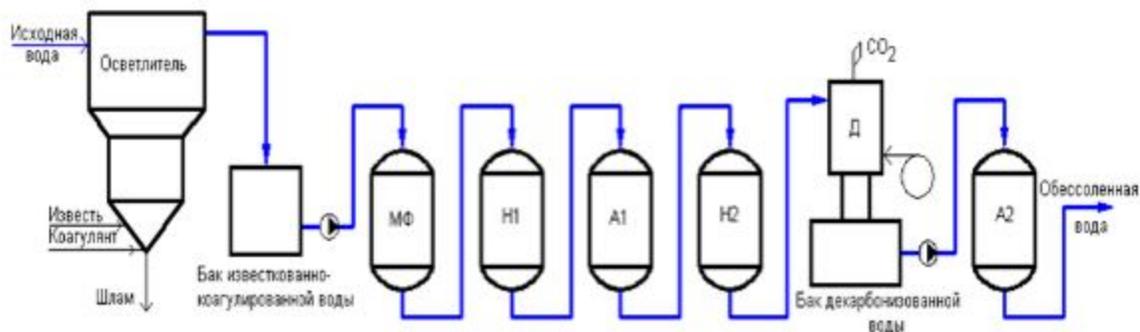


Рисунок 4.39. Схема химического обессоливания воды

Такая схема считается «классической» для подготовки воды для восполнения потерь пара и конденсата на ТЭС с барабанными котлами высокого давления. На блоках с прямоточными котлами ВПУ дополняется третьей ступенью обессоливания на отдельных слоях или фильтрами смешанного действия (ФСД).

При очистке турбинного конденсата на блоках сверхкритических параметров, а также загрязненных конденсатов, возвращаемых от сторонних потребителей, и внутристанционных конденсатов, также применяется ионный обмен. Как правило, регенерационные воды отводятся в баки-нейтрализаторы на ВПУ или сооружается одна установка нейтрализации для всех блочных обессоливающих установок (БОУ).

Для обессоливания конденсата на БОУ применяются фильтры смешанного действия - ФСД с выносной регенерацией или отдельное одноступенчатое обессоливание на сильнокислотных катионитах и сильнощелочных анионитах.

Перед ионообменными фильтрами на БОУ и КО очищаемая вода проходит стадию механической фильтрации на осветлительных фильтрах с предвключенными электромагнитными фильтрами на БОУ (или без них). Для очистки конденсатов от нефтепродуктов стадия механической фильтрации дополняется фильтрованием через сорбционные фильтры, загруженные активным углем.

Количество минерализованных стоков от БОУ и КО по сравнению с химическим обессоливанием невелико.

В состав отработанных регенерационных растворов и промывочных вод ионитных фильтров входят кальциевые, магниевые, натриевые соли хлоридов, сульфатов, силикатов и других анионов, содержащихся в исходной природной воде, и избыток используемых на водоочистке реагентов - серной кислоты, едкого натра или поваренной соли. Избытки реагентов (кислоты и щелочи) при параллельном ионировании, превышают содержание солей в исходной воде, как минимум в 2,2 раза. Расход воды собственных нужд химобессоливания составляет 1225 % в зависимости от качества исходной воды.

ВПУ многих ТЭС, введенные в эксплуатацию с пуском первого котла, выработали ресурс (30 лет), физически изношены и морально устарели, современная автоматизация на них практически отсутствует.

В настоящее время с учетом увеличения стоимости ионообменных смол и реагентов (кислоты и щелочи) для регенерации фильтров применяются альтернативные технологии обработки воды, получаемой путем сочетания мембранных или термических методов обработки с химобессоливанием.

Применение мембранных технологий и термообессоливающих установок (испарителей) позволяет существенно снизить расходы реагентов на получение добавочной воды.

В последнее время в схемах предочистки воды перед установкой обратного осмоса (УОО) применяются установки ультрафильтрации (УУФ). Механизм процесса основан на принципе сепарации или «просеивания» частиц в зависимости от их размера, т. е. происходит селективное удаление всех частиц с размерами большими, чем размер пор мембраны. Солевой состав воды при этом сохраняется неизменным. Мембрана имеет очень однородный определенный размер пор, качество обработанной воды при этом не зависит от качества исходной воды.

Если в схеме предварительной очистки отсутствует осветлитель, то, при необходимости, дозирование коагулянта производится на вход УУФ. По мере загрязнения УУФ автоматически переводится в режим обратной безреагентной промывки, промывные воды используются в цикле ТЭС. Периодически производится химическая обратная промывка с использованием щелочи (NaOH) и кислоты ( $\text{HCl}$ ,  $\text{H}_2\text{SO}_4$ )

Промывная вода после химически усиленных промывок собирается в баки-нейтрализаторы.

Фильтрат подается на установку обратного осмоса (УОО), на которой происходит разделение потока на пермеат и концентрат. Пермеат в процессе разделения на 95-98 % освобождается от солей. Концентрат, объем которого составляет 20-25 % от объема исходной воды, содержит только сконцентрированные соли исходной воды. Для сокращения объемов подаваемой на УОО исходной воды концентрат обычно «дожимается» на втором каскаде УОО, после чего сбрасывается. Дальнейшее обессоливание пермеата (его называют частично деминерализованной водой) может производиться на второй ступени обратного осмоса. При этом обеспечивается получение пермеата с удельной электропроводностью на уровне нескольких мкСм/см. Концентрат второй ступени УОО, как правило, подается на вход первой ступени. Вторая ступень УОО, обычно предшествует установке электродеионизации, на которой

осуществляется глубокое обессоливание. Возможно также ионообменное дообессоливание пермеата. Химическая промывка УОО производится периодически 1 раз в 36 мес.

Комбинированные мембранно-ионообменные технологии, имеющие высокую степень экономической эффективности и надежности, являются оптимальным методом при реконструкции действующих ВПУ, где уже имеются ионообменные фильтры, кислотнo-щелочное реагентное хозяйство, и системы сбора и нейтрализации стоков. При сбросе в водный объект сточные воды от химической промывки установок ультрафильтрации и обратного осмоса должны быть нейтрализованы до величины pH (6,5÷8,5). Количество высокоминерализованных сточных вод и расход реагентов в этом случае во много раз меньше, чем при чисто ионообменной схеме.

Водоподготовка подпитки теплосети и котлов с применением УОО приведена на рис. 4.40.

УОО работают многих ТЭЦ Казахстана.

Применение установок ультрафильтрации (УУФ) позволяет достичь величины SDI  $\leq 2$  (индекс плотности осадка Silt Density Index), по которому нормируется качество воды перед УОО. Требуемая величина SDI  $\leq 3$ . Вода после осветлителя и механических фильтров, как правило, не позволяет достичь такого показателя, что приводит к уменьшению срока службы дорогостоящих мембранных элементов УОО.

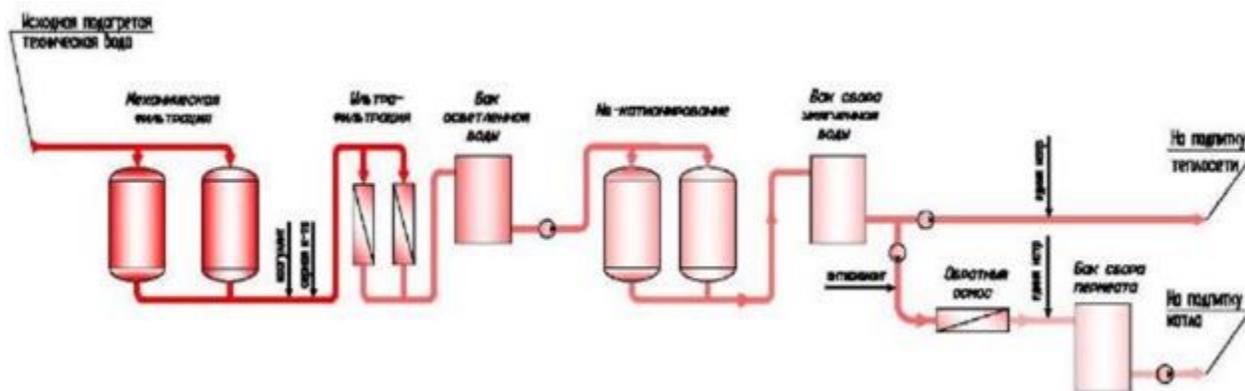


Рисунок 4.40. Водоподготовка подпитки теплосети и котлов с применением УОО

В последнее время на ряде ТЭС успешно эксплуатируются установки коагуляции и осветления воды на напорных фильтрах с «плавающей» загрузкой.

Отличительной особенностью данной технологии являются усовершенствованные нижние и верхние дренажно-распределительные устройства в напорном фильтре, а также использование в качестве фильтрующей загрузки гранулированного плавающего инертного материала (грансостав 35 мм, плотность гранул  $0,80,9 \text{ г/см}^3$ ), обладающего высокой механической прочностью и соответственно длительным сроком службы (не менее 20 лет).

Во время работы предварительно в исходную воду дозируется последовательно коагулянт и флокулянт. Фильтрация воды в фильтре производится восходящим потоком через слой зажатого инертного материала, на котором происходит «налипание» образовавшихся хлопьев коагулянта и загрязняющих веществ. При этом скорость фильтрации составляет 1015 м/ч (в форсированном режиме до 20 м/ч).

Периодическая взрыхляющая промывка инертного материала производится сначала сжатым воздухом, что позволяет обеспечить его 100 % очистку (эффект трения зерен и очистка от налипших к ним загрязнений), а затем водная промывка нисходящим потоком и удаление тяжелых загрязнений, что позволяет сократить объем сточных вод до 36 % от производительности установки ВПУ.

Учитывая, что в качестве инертного плавающего материала используются зерна из высокопрочного полимера, при водо-воздушной промывке не происходит его механического истирания в отличие от песка и гидроантрацита.

Область применения технологии динамического осветления воды:

очистка поверхностных вод (перед ионитными фильтрами и обратно-осмотическими установками);

очистка промышленно-ливневых сточных вод (максимальное содержание нефтепродуктов - 4 мг/дм<sup>3</sup>).

В последние десятилетия в качестве альтернативы параллельпоточному ионному обмену довольно широко внедряются малосточные технологии противоточного ионирования. Следует отметить определенные сложности, связанные с необходимостью использования в качестве загрузки специфических ионообменных смол, ограниченно производимых отечественными предприятиями.

#### **4.2.2.4. Сточные воды установок предварительной очистки воды**

В схему по переработке сточных вод осветлителей (продувочной воды и воды от пробоотборных точек) входят баки, обеспечивающие прием суточного количества этих вод, и насосы рециркуляции для обеспечения поддержания равномерной концентрации шлама и предотвращения образования отложений.

Шламовые воды предочисток, работающих по технологии известкования и коагуляции сернокислым железом, содержат известковый шлам, гидроксид магния, железа, кремнекислоту, органические вещества, и имеют рН более 10,0. Этот шлам легко поддается отстою и фильтрации на вакуумных фильтрах и фильтр-прессах. Фильтрат может быть возвращен в осветлитель, а отжатый шлам подвергнут захоронению или утилизации. Как правило, при захоронении шлама на полигоне ТБО ему присваивается четвертый класс опасности. Имеется много проработок по использованию сухого шлама от известкования: для раскисления почв, для приготовления известковых растворов, в качестве добавок при производстве кирпичей, цемента и т. д.

Шлам осветлителей при коагуляции солями алюминия имеет низкую величину рН, состоит из гидроксида алюминия, кремнекислоты, соединений железа, взвешенных веществ, содержит большое количество воды (более 90 %), и имеет гелеобразную консистенцию. Этот гель практически не поддается отстою и не фильтруется с приемлемыми показателями ни на одном из типов фильтр-прессов или вакуумных фильтров.

При проектировании схем переработки сточных вод предочисток предусматриваются шламонакопители, рассчитанные на прием шлама в течение 10 лет. Осветленную воду возвращают со шламонакопителей на повторное использование в цикле ВПУ.

Вода от промывки механических фильтров при наличии осветлителей направляется либо в линию исходной воды (при коагуляции), либо в нижнюю часть осветлителя (при известковании). Для обеспечения постоянного расхода эта вода предварительно собирается в бак промывочных вод механических фильтров.

В установку по очистке продувочных вод осветлителей входят: трубопроводы (с арматурой) шламовых вод из осветлителей до установки, баки сбора продувочных вод, насосы рециркуляции, шламонакопители, вакуумфильтры или фильтр-прессы, бункеры обезвоженного шлама, трубопроводы (с арматурой) внутри установки.

#### **4.2.2.5. Сточные воды химического обессоливания, блочных обессоливающих установок и конденсатоочисток**

Состав и объем солевых стоков, образуемых действующими водоподготовительными установками, работающими по технологии параллельноточного ионного обмена, определяется:

проектной и фактической производительностью водоподготовительной установки; принятой технологией;

качеством воды, подаваемой на ВПУ;

требованиями отраслевых нормативных документов и производителей основного оборудования к качеству питательной, добавочной, подпиточной воды; уровню автоматизации.

В состав отработанных регенерационных растворов и промывочных вод ионитных фильтров входят кальциевые, магниевые, натриевые соли хлоридов, сульфатов, силикатов и других анионов, содержащихся в исходной природной воде, и избыток используемых на водоочистке реагентов - серной кислоты, едкого натра или поваренной соли.

Сточные воды химического обессоливания перед сбросом в водные объекты должны быть нейтрализованы, для чего на ВПУ предусматриваются баки-нейтрализаторы и система подачи в них нейтрализующего реагента, а также система перемешивания сточных вод (гидравлическая и пневматическая).

Применение установок обратного осмоса, как правило, позволяет снизить уровень загрязненности минерализованных стоков ТЭС.

#### **4.2.2.6. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами**

Загрязнение воды нефтепродуктами на ТЭС происходит: в процессе эксплуатации и ремонта оборудования мазутного хозяйства, за счет утечек трансформаторного и турбинного масел из маслосистем турбин, генераторов и возбуждателей аварийного разлива масла и мазута, утечек из систем охлаждения подшипников различных вращающихся механизмов (насосов, дымососов, вентиляторов, мельниц и др.) от мойки автотранспорта.

Характеризуются наличием в них масел и мазута. Их расход на мощных электростанциях доходит до  $100150 \text{ м}^3/\text{ч}$  при среднем содержании нефтепродуктов до  $50 \text{ мг}/\text{дм}^3$ . Попадающие в водные объекты стоки, содержащие нефтепродукты, вызывают появление в воде посторонних запахов и привкусов, образование пленки или масляных пятен на ее поверхности и отложений тяжелых нефтепродуктов на дне водного объекта. Пленка нефтепродуктов нарушает процесс газообмена и препятствует проникновению в воду световых лучей, загрязняет берега и прибрежную растительность. Донные отложения медленно разлагаются и становятся источником вторичного загрязнения.

Наличие в воде нефтепродуктов делает воду непригодной для питья. Особенно большой ущерб наносится рыбному хозяйству.

Для предотвращения попадания в водные объекты маслосодержащих стоков применяются двухконтурные маслоохладители и системы охлаждения другого маслонаполненного оборудования.

Применение автономного оборотного охлаждения маслосистем турбин возможно для воздушно-конденсационных систем охлаждения.

Для своевременного обнаружения утечек масла из систем охлаждения устанавливаются приборы автоматической регистрации содержания нефтепродуктов.

На ТЭЦ должны быть сооружены установки для очистки нефтесодержащих сточных вод.

В систему отведения сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, направляют:

- протечки сальников насосов; сливы уплотнения сальников;
- загрязненные сливы с охлаждения подшипников насосов и других вращающихся механизмов;
- сливы от сети аварийных маслостоков;
- дождевые и талые воды от открытых складов масла, мазута, дизельного топлива:
- от участков территории, загрязняемых в процессе эксплуатации;
- конденсат с содержанием мазута более  $5 \text{ мг}/\text{дм}^3$  от установок разогрева мазута:

сточные воды гидроуборки;  
отмывочные воды фильтров конденсатоочистки.

Система отведения сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, должна быть полностью изолированной и не иметь связи с другими системами водоотведения и выпуском вод в водный объект.

Очистка сточных вод от нефтепродуктов и взвешенных веществ для достижения в очищенных стоках остаточного содержания нефтепродуктов менее  $0,1 \text{ мг/дм}^3$  и взвешенных веществ менее  $5 \text{ мг/дм}^3$  может проводиться по следующей технологии (рис. 4.41):

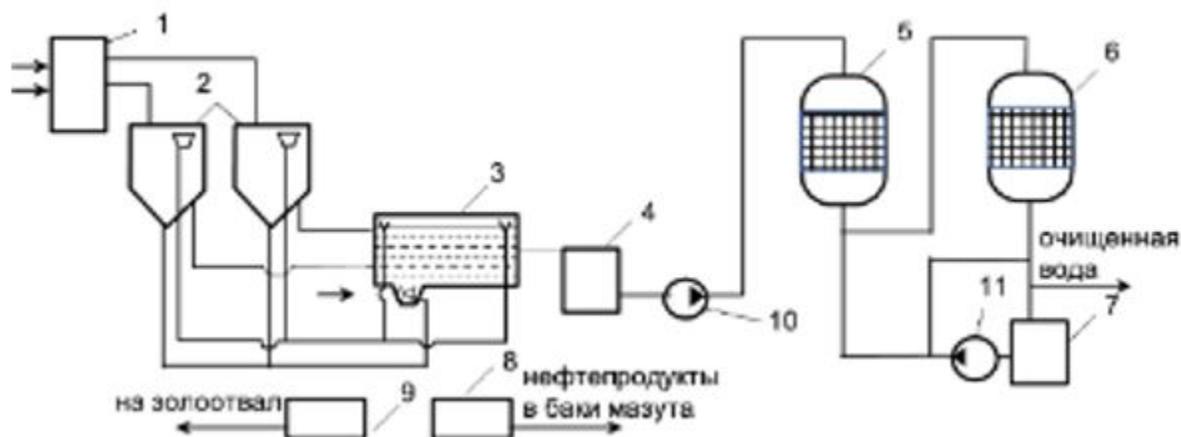
сбор и отстой с предварительной очисткой от грубодисперсных примесей на песколовках;

первичная очистка от нефтепродуктов на нефтеловушках и/или флотаторах;

механическая фильтрация на фильтрах с зернистой загрузкой;

фильтрация через сорбционные фильтры.

Замену фильтрующих материалов для достижения такой степени очистки необходимо производить 1 раз в год.



1 - распределительная камера; 2 - приемные резервуары; 3 - нефтеловушка; 4 - промежуточный резервуар; 5 - механический фильтр; 6 - сорбционный (угольный) фильтр; 7 - резервуар очищенной воды; 8 - резервуар уловленных нефтепродуктов; 9 - резервуар осадка; 10 - насос подачи очищаемой воды на фильтры; 11 - насос взрыхляющей промывки фильтров

Рисунок 4.41. Схема установки очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктами

При наличии в обрабатываемой воде тяжелых и эмульгированных нефтепродуктов установка дополняется флотатором, где с помощью диспергированного воздуха нефтепродукты поднимаются на поверхность и удаляются специальным захватывающим устройством.

В случае, когда очищенные сточные воды используются внутри станции, состав систем очистки выбирается ТЭС. На установку подготовки подпиточной воды закрытой теплосети очищенные стоки могут быть поданы после механических фильтров (5). После Na-катионирования содержание нефтепродуктов будет удовлетворять нормам ПТЭ для подпиточной воды закрытой теплосети (не более 1 мг/дм<sup>3</sup>). При содержании нефтепродуктов после нефтеловушки не более 3 мг/дм<sup>3</sup> очищенные стоки могут использоваться повторно для гидроуборки производственных помещений или направляться в осветлитель исходной воды.

Возможна очистка нефтесодержащих стоков совместно с очисткой поверхностного стока с территории (рис.4.42).

В ряде случаев используется термический способ утилизации вод, содержащих нефтепродукты, путем сжигания их в топке котла совместно с основным топливом.

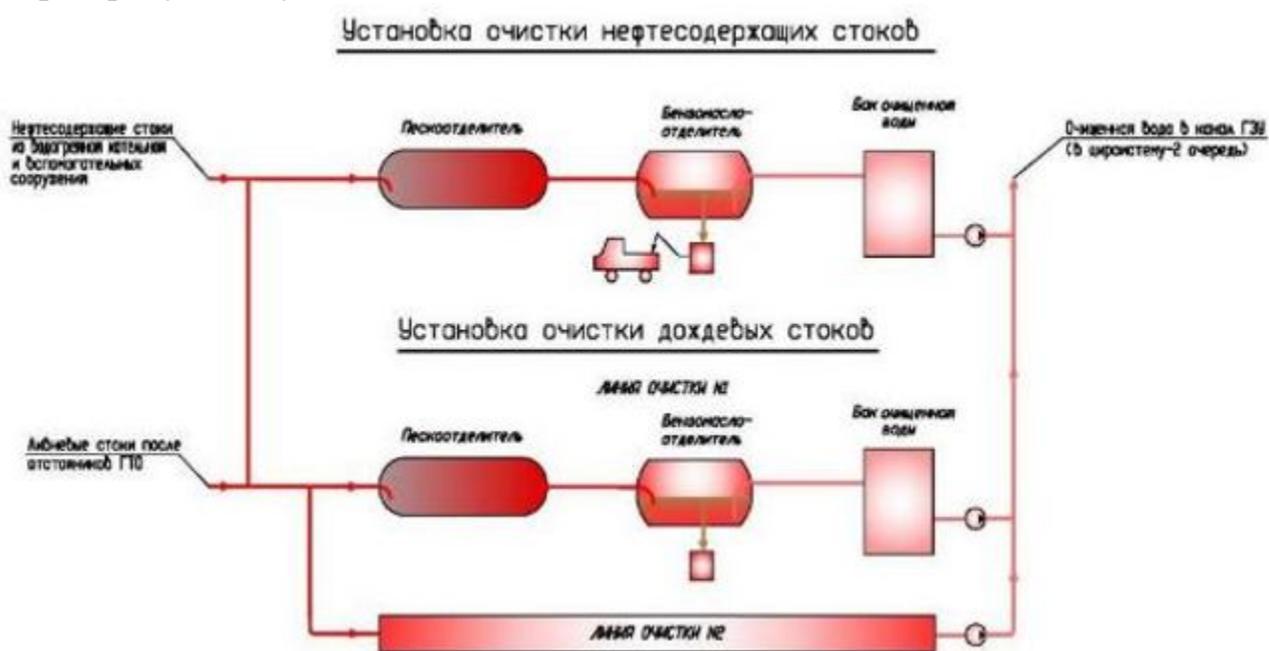


Рисунок 4.42. Схема установки очистки нефтесодержащих стоков совместно с очисткой поверхностного стока с территории

#### 4.2.2.7. Сбросные воды от химических очисток и консервации оборудования

Для очистки внутренних поверхностей оборудования (в основном котлов) от отложений применяют промывки различными химическими растворами.

Обязательными являются промывки впервые вводимого в эксплуатацию оборудования - предпусковые промывки и оборудования, выводимого из капитального ремонта.

Эксплуатационные промывки проводят периодически, поэтому промывочные воды и воды консервации относятся к периодическим. Сточные воды от предпусковых (

после окончания монтажа) и эксплуатационных химических промывок и консерваций оборудования представляют собой «залповые» сбросы с большим разнообразием содержащихся в них веществ.

Технология промывок и состав реагентов зависят от состава отложений, удаляемых с поверхности нагрева, и типа оборудования.

При химической очистке оборудования выполняются следующие технологические операции:

водная промывка технической водой;

обезжиривание внутренних поверхностей растворами щелочи или поверхностно-активных веществ;

вытеснение раствора технической водой с последующей заменой ее на обессоленную;

химическая очистка соответствующим раствором;

пассивация очищенных поверхностей;

дренирование или вытеснение пассивирующего раствора обессоленной водой.

В результате химической очистки образуются сточные воды, содержащие как используемые реагенты, так и отложения, удаленные с поверхностей нагрева: сульфаты и хлориды кальция, магния и натрия, всевозможные токсичные соединения (соли железа, цинка, фторсодержащие соединения, гидразин).

Кроме того, в сточных водах содержатся органические вещества (нитриты, сульфиды, аммонийные соли), для окисления которых необходим кислород.

В зависимости от назначения очистки и материала промываемого или консервируемого оборудования они содержат кислоты, щелочи, нитраты, соли аммония, соли железа, трилон-Б, гидразин, фтор, катапин, каптакс, уротропин, аммиак или нитрит натрия и др. Наибольшую опасность на санитарный режим водоемов оказывают присутствующие в этих сточных водах токсичные вещества и органические вещества, потребляющие кислород.

Сбросные воды химпромывок и консервации оборудования подлежат нейтрализации и отстою с последующим сбросом в систему ГЗУ, централизованные системы водоотведения или водные объекты при наличии разрешительных документов

Для повышения экологической безопасности электростанций необходима организация водно-химических режимов, не требующих химических реагентов или их минимизация (нейтральный водный химический режим для прямоточных котлов) и замена химических методов очистки основного оборудования на без реагентные (парокислородная очистка оборудования).

#### **4.2.2.8. Воды обмывки наружных поверхностей нагрева котлов.**

Эти воды характерны только для мазутных электростанций. Зольные частицы, образующиеся при сжигании мазута, обладают большой липучестью и оседают преимущественно на конвективных поверхностях нагрева котлов и в регенеративных воздухоподогревателях (РВП), что приводит к росту сопротивления газового тракта котла и повышению температуры уходящих газов.

В состав золы входят оксиды и соединения ванадия, никеля, натрия, кальция, алюминия, железа и др.

Обмывки РВП проводят через 15-20 суток эксплуатации котла. Объем водопотребления на промывку РВП и пиковых водогрейных котлов зависит от ряда факторов, в том числе от вида и качества сжигаемого топлива, типа и режима работы котлов, схемы очистки промывочных вод и устанавливается индивидуально для каждой ТЭС.

На мощных ТЭС количество этих вод достигает  $800 \text{ м}^3$  на одну обмывку РВП и до  $300 \text{ м}^3$  на обмывку котлоагрегата. Обмывочные воды регенеративных воздухоподогревателей (РВП) представляют собой кислые растворы ( $\text{pH}=1,33$ ), содержащие грубодисперсные примеси: оксиды железа, кремнекислоту, продукты недожога, не растворившуюся часть золы, свободную серную кислоту, сульфаты тяжелых металлов, соединения ванадия, никеля, меди и др. Примерный уровень загрязнений таких обмывочных вод: свободная кислотность по  $\text{H}_2\text{SO}_4$  - 0,5 %; сухой остаток - 3,54,5 %; железо -  $78 \text{ г/дм}^3$ ; ванадий -  $0,30,8 \text{ г/дм}^3$ ; никель -  $0,10,15 \text{ г/дм}^3$ ; медь -  $0,020,05 \text{ г/дм}^3$ .

Обмывочные воды РВП и конвективных поверхностей нагрева (КПН) котлоагрегатов после нейтрализации и отстоя повторно используются для промывок РВП и КПН либо отводятся в централизованные системы водоотведения или водные объекты при наличии разрешительных документов.

#### **4.2.2.9. Сточные воды систем гидрозолошлакоудаления (ГЗУ) электростанций, работающих на твердом топливе.**

Наибольшее распространение на энергоисточниках РК получили оборотные системы гидрозолошлакоудаления, с возвратом осветленной воды на ТЭС. Осветленная вода с золоотвалов насосами осветленной воды возвращается для повторного использования.

В соответствии с п. 560 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей [59] эксплуатация оборотных (замкнутых) гидравлических систем золошлакоудаления должна быть организована в бессточном режиме, предусматривающем поддержание баланса воды в среднем за год и преимущественное использование осветленной воды в технических целях (обмывка поверхностей нагрева котлов, золоулавливающих установок, гидроуборка зольных помещений, уплотнение

подшипников багерных насосов, орошение сухих участков золоотвалов для пылеподавления, приготовление бетонных растворов и т.д.) и направление образующихся стоков в систему гидрозолоудаления (ГЗУ).

Объем постоянных добавок воды или стоков в систему ГЗУ, включая атмосферные осадки, выпадающие на поверхность золоотвала и бассейна осветленной воды, не должен превышать потерь воды из системы ГЗУ.

При эксплуатации систем ГЗУ не удается полностью исключить фильтрацию через ложе и дамбы золоотвала, которая должна быть сведена к технически достижимому и экологически безопасному минимуму. Можно снизить объем фильтрационных дамб золоотвала, перехватом фильтрационных вод и возвращением их оборотный цикл ГЗУ. Качество вод системы ГЗУ зависит от вида сжигаемого топлива и типа установленного оборудования. В процессе эксплуатации системы в воде возрастает концентрация токсичных веществ присутствующих в золошлаковых материалах, таких как ванадия, мышьяка, фтора, ртути и др. Кроме того, при мокром золоулавливании в воде растворяются оксиды серы, азота, углекислый газ. Значение воды в оборотных системах гидрозолоудаления рН может быть от сильно кислотного до сильнощелочного.

Состав и степень загрязненности этих вод должны приниматься по результатам химического контроля.

Сброс осветленной воды из золоотвалов в водные объекты не допускается.

#### **4.2.2.10. Сточные воды из систем очистки дымовых газов**

В настоящее время в РК сероочистка и азотоочистка не применяется. Но переход на принципы НДТ потребует оборудования топливосжигающих установок газоочисткой.

Ниже представлено описание возможных вариантов очистки и сокращения сточных вод от систем газоочистки, согласно европейской практике.

Одним из основных источников сточных вод является мокрый скруббер известняка, который используется в топливосжигающих установках для десульфуризации дымовых газов, хотя этот объем воды может быть уменьшен за счет использования топлива с более низким содержанием хлора и путем проектирования поглотителя для работы при более высокой концентрации хлорида. Это приводит к сокращению очистки до станции очистки сточных вод, что, в свою очередь, снижает выбросы в воду. Пример традиционной системы очистки сточных вод представлен на рисунке 4.43, но отмечается, что существует множество различных типов систем, в зависимости от различных национальных правил, типа топлива и факторов, специфичных для конкретного участка.

Величина рН сточных вод мокрой системы сероочистки увеличивается для осаждения металлов. Обычно это достигается с использованием либо известкового молока, либо каустической соды, что вызывает образование гидроксидов металлов.

Добавление флокулянтов (хлорид железа (III)) приводит к образованию хлопьев. Добавление коагуляционных вспомогательных средств (полиэлектролитов) способствует агломерации отдельных хлопьев, так что возникает большее образование хлопьев. Затем осадок предварительно осаждается, сливается и удаляется или сжигается. Часть «жидкого» шлама возвращается на стадию флокуляции, где частицы шлама служат в качестве исходных ядер кристаллизации, способствующих более быстрой флокуляции.

Обработанную сточную воду на стадии предварительного осаждения можно подавать в загуститель с перегородкой для дальнейшего осаждения. Отложенные микрочастицы осаждаются на наклонных порогах топки. Шлам, падающий с порогов, собирается в нижней точке сгустителя с наклонными плоскостями и также может быть рециркулирован. Очищенная сточная вода подается в канализацию через перелив сгустителя с наклонными плоскостями при условии соблюдения нормативных предельных значений. Кроме того, если значение рН требуется от 6 до 9,5, вода нейтрализуется. Хотя этого, как правило, не требуется, содержание аммиака в сточных водах может привести к тому, что их сначала подают на установку для удаления аммиака до того, как они будут сбрасываться в канализацию.

На различных установках обработка сточных вод мокрой десульфуризации осуществляется различными методами. В то время как на некоторых из них используют флокулянты и вспомогательные средства для флокуляции, на других используют только вспомогательные вещества для флокуляции и органический сульфид. Однако существуют также операторы, которые используют флокулянты, вспомогательные вещества для флокуляции и органический сульфид.

В примере, показанном на рисунке 4.43, сточные воды установки мокрой десульфуризации предварительно нейтрализуют в мешалке с помощью известковой суспензии. Величина рН увеличивается за счет дополнительного дозирования известкового шлама во втором реакторе. Начальная флокуляция и осаждение гидроксидов тяжелых металлов происходят в резервуаре циркуляционного концентрационного реактора. Полиэлектролитический раствор подают в питающую линию в резервуар концентрационного реактора во избежание отталкивания между частицами гидроксида и ускорения осаждения.

Обработанную воду с рН от 6 до 9 можно переместить из верхней зоны резервуара с циркуляционным концентрированным реактором в главный водозабор. Если значение рН выше 9, оно корректируется кислотной добавкой, например, соляной кислотой. Часть шлама, отводимого из концентрационного резервуара, подают в виде контактного шлама для поддержки флокуляции в первой мешалке. Этот шлам действует как ускоритель для осаждения гидроксидов. Большая часть суспензии из мешалки временно хранится в контейнере для суспензии, обезвоживается в фильтровальном прессе и, наконец, хранится в бункере перед утилизацией.

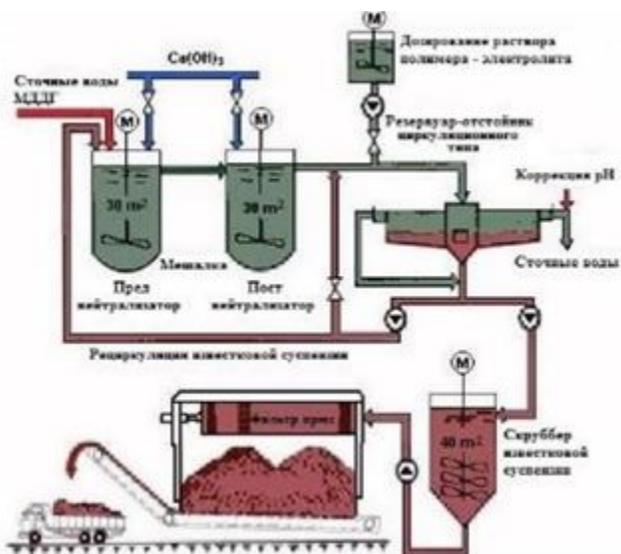


Рисунок 4.43. Установка очистки сточных вод мокрой системы десульфуризации

Двухступенчатые процессы осаждения (см. рис. 4.44) широко распространены в обработке сточных вод мокрой системы десульфуризации. Сточные воды от мокрой ДДГ сначала достигают стадии окисления, при которой превращение обычно осуществляется гипохлоритом натрия ( $\text{NaOCl}$ ), в частности ртуть, растворенная в  $\text{Hg}$  (II). За этим следует этап десатурации гипса. Здесь путем добавления гидроксида кальция ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ), pH сточных вод повышается, а хлорид железа (III) ( $\text{FeCl}_3$ ) может быть добавлен для флокуляции. С добавлением флокулянта образуется осаждающийся шлам, который затем осаждается на первой стадии осаждения. Часть этого шлама из осадка рециркулируют для улучшения способности к осадкообразованию. Эта стадия может, например, предусматривать использование циркуляционного отстойника. Осажденная суспензия (около 99 % общего накопления осадка) состоит в основном из сульфата кальция и поэтому может быть использована далее в качестве ресурса.

Чистый сток первой стадии осаждения затем поступает на стадию удаления металла. Здесь, путем добавления органических сульфидов, металлы осаждаются в виде сульфидов, и pH может быть дополнительно увеличен путем добавления гидроксида кальция.

Стабилизирующая способность сульфидов металлов улучшается путем контакта между шламом и полимерами. На втором этапе двухэтапной процедуры накапливается лишь небольшое количество осадка (около 1 %), которое необходимо утилизировать. Такая же конструкция обоих этапов осаждения дает преимущество в том, что система также может работать как один этап, например, во время техосмотра. Другим преимуществом двухэтапной процедуры является то, что гипсовый шлам и осадок ртути накапливаются отдельно.

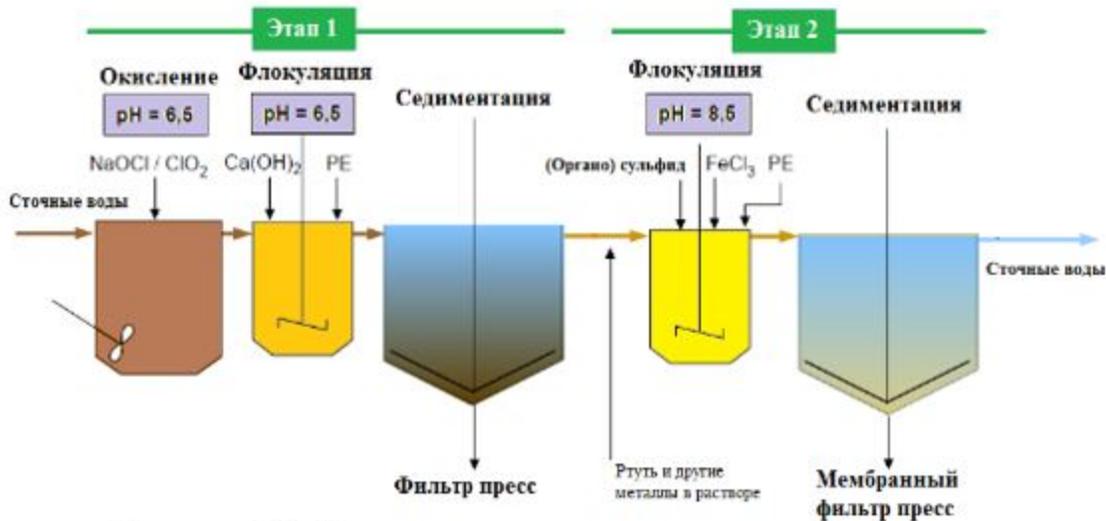


Рисунок 4.44. Станция двухэтапной очистки сточных вод

Для сокращения стока (практически сведения его к нулю) применяют комбинацию методов, которые не приводят к сбросу сточных вод. В зависимости от специфических для станций условий, около нулевой жидкий сток может быть достигнут для различных видов сточных вод и с использованием различных комбинаций методов. После установки нейтрализации и стабилизации (регулировка pH, совместное осаждение железа, флокуляция, осветление и т. д.) может быть установлена система размягчения-испарения-кристаллизации (SEC). Продуктами этой системы являются высококачественная вода, подлежащая рециркуляции, и соли, подлежащие утилизации. Испарение позволяет станциям восстанавливать чистую воду для повторного использования, тем самым уменьшая использование воды. Несколько станций по всему миру используют испарение, включая более крупные станции. Однако испарение является энергоемким, что может компенсировать экологические преимущества. Для новых видов применения ДС дизайн может быть оптимизирован для концепции около нулевого жидкого стока с учетом возможных дополнительных затрат и снижения энергоэффективности за счет снижения скорости продувки ДС.

#### 4.2.2.11. Воды после гидроуборки топливных цехов и других помещений ТЭС

Загрязненные воды в основном подвергают отстаиванию, а осветленную воду используют повторно. Осевшие примеси, шлам периодически удаляют, отвозя его на штабель угля.

#### 4.2.2.12. Поверхностные ливневые и талые воды

Поверхностный сток с территории ТЭС может содержать все вещества, используемые в производственном цикле ТЭС, но не содержит веществ с токсичными свойствами. Основными загрязнителями являются взвешенные вещества и

нефтепродукты, сорбированные их поверхностью. По данным обследования ТЭС, расположенных в различных климатических зонах, среднее содержание взвешенных веществ в талых водах достигает  $1865 \text{ мг/дм}^3$ , в дождевых -  $1225 \text{ мг/дм}^3$ , нефтепродуктов соответственно  $15 \text{ мг/дм}^3$  и  $12 \text{ мг/дм}^3$ .

Поверхностный сток с территории промплощадки ТЭС формируется из дождевого стока (в летний период); талых вод (весной), а также поливомоечных вод.

Расчет отводящей системы и очистных сооружений производится по наибольшему дождевому стоку.

При проектировании систем отведения поверхностного стока необходимо предусматривать его очистку и обязательное использование очищенного стока в технологическом цикле электростанций вместо природной воды.

В систему промышленной ливневой канализации ТЭС направляются сточные воды от крыш производственных помещений, асфальтобетонных покрытий, грунтовых дорог. Смыв грунта с газонов должен быть предотвращен устройством бордюров. В систему ливневой канализации направляются дренажные воды производственных помещений, подземных сооружений.

Сток с территорий складов твердого топлива, от систем топливоподачи, топливоприготовления, систем аспирации предпочтительно направлять на собственные очистные сооружения, но возможна его подача в общую систему промливневой канализации.

Для очистки поверхностного стока применяются технологии, обеспечивающие удаление нефтепродуктов до остаточной концентрации не более  $1 \text{ мг/л}$ .

Основой очистки этого стока является сбор и отстаивание сточных вод с предварительной очисткой от взвешенных веществ на песколовках. Отстаивание производится в шламонакопителях, прудах-отстойниках на территории ТЭС, в сифонных колодцах систем промышленной ливневой канализации.

Неочищенный поверхностный сток с промплощадки ТЭС, дренажные воды производственных помещений и подземных сооружений могут использоваться на ТЭС, сжигающих твердое топливо, в системе гидрозолошлакоудаления.

Очищенные стоки, в соответствии с проектными решениями могут использоваться внутри ТЭС - на подпитку оборотной системы охлаждения, на гидроуборку помещений, на ВПУ.

Установки для очистки поверхностного стока часто используют явление коалесценции - слияния капель нефтепродуктов при соприкосновении внутри подвижной среды (жидких стоков). Для реализации этого явления на ТЭС используются тонкослойные фильтры, а также разнообразные фильтрующие материалы (антрацит, активированный уголь, нетканые материалы - например, сипрон - для рукавных фильтров).

#### **4.2.2.13. Бытовые сточные воды**

Бытовые сточные воды включают сточные воды из туалетов и столовых. Текущие потоки обычно оцениваются примерно в 75 л/чел/день. Выбросы характеризуются высоким содержанием органических веществ.

#### **4.2.3. Перечень нормируемых и контролируемых показателей состава сточных вод**

Вещества, загрязняющие воду, для которых устанавливаются нормативы эмиссий в водные объекты, регулируются Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».

Для ТЭС в перечень контролируемых показателей состава сточных вод включены следующие загрязняющие вещества:

взвешенные вещества;

БПКп;

нитраты;

нитриты;

хлориды;

фториды;

сульфаты;

фосфаты;

аммоний солевой;

калий + натрий;

кальций;

магний;

железо общее;

медь;

цинк;

никель;

нефтепродукты;

СПАВ.

Для сокращения водопотребления и сброса сточных вод наиболее перспективны следующие направления:

максимальное применение систем оборотного водопользования;

уменьшение потерь воды и повторно-последовательное использование ее в нескольких технологических циклах;

применение современных методов обработки воды, в результате которых сточные воды не образуются вообще либо могут быть использованы в других циклах непосредственно или после соответствующей обработки;

выделение и использование ценных веществ, содержащихся в производственных сточных водах.

#### **4.2.4. Техники предотвращения и/или сокращения сброса сточных вод в водные объекты**

Для того чтобы выбрать лучшие методы удаления и очистки сточных вод для конкретной ТЭС, проводится тщательная оценка ожидаемых потоков сточных вод. Сточные воды различаются характером, концентрациями загрязняющих веществ и структурой ожидаемых потоков от различных источников. Потоки сточных вод, которые, как правило, разделяются, включают охлаждающую воду и сточные воды от очистки дымовых газов, поверхностные и бытовые сточные воды. Затем принимается решение о конфигурации самой подходящей установки для очистки сточных вод для каждого конкретного потока.

Удаление загрязняющих веществ из сточных вод перед сбросом в водные объекты осуществляется путем применения соответствующей комбинации широкого спектра физических, химических и биохимических процессов, в их числе:

- фильтрация;
- коррекция/нейтрализация рН;
- коагуляция/флокуляция/осаждение;
- стабилизация/фильтрация/флотация;
- очистка растворенных углеводов;
- системы разделения нефти и воды;
- биологическая очистка.

Выбор соответствующего метода очистки и/или удаления зависит от основных характеристик качества и объема сточных вод и стандартов качества, требующихся для принимающих очищенные сбросы сточных вод.

Таким образом, сбросы, содержащие большое количество взвешенных веществ, присутствующих в сжигающих твердые виды топлива ТЭС, обычно подвергают первичной стадии осаждения для удаления тяжелых взвешенных твердых веществ. Затем следует флокуляция с дозированием коагулянта и органического полимера и регулировкой рН до окончательного осаждения и удаления шлама. Может потребоваться завершающая регулировка рН обработанных сбросов до выпуска в водный объект.

Кислотные или щелочные сточные воды (например, сбросы регенерации ионообменников, химикаты для очистки котлов, продувки котла) необходимо нейтрализовать перед сбросом.

Нефте содержащие стоки из систем очистки мазута, вызванные утечкой или обезвоживанием хранилищ мазута, из разгрузочных станций, трансформаторных площадок и т. д., могут содержать большое количество нефтепродуктов. Поэтому для

сбора нефтепродуктов необходим первичный этап их отделения, который обычно проводится в резервуарах для гравитационного разделения, оборудованных заслонками для удержания нефтепродуктов.

Остаточные сточные воды, которые могут по-прежнему содержать небольшое количество нефти в форме водонефтяной эмульсии, обрабатываются в сепараторах, оборудованных нефтеуловителями или с использованием воздушной флотации.

Бытовые сточные воды очищаются, в соответствии с договорными отношениями, в муниципальной канализационной системе или сбрасываются в септик, или подвергаться обработке в блоке биологической очистки на месте, который, как правило, имеет тип продолженной аэрации с активированным илом (в соответствии с проектными решениями).

В некоторых случаях специальные сточные воды (например, содержащие воду углеводороды, используемые для анализа в лаборатории) вместо обработки на станции очистки сточных вод ТЭС вместе с другими сбросами собираются отдельно и удаляются за пределы участка уполномоченным подрядчиком. Удаление воды для пожаротушения, которая образуется только в чрезвычайных ситуациях, зависит от места пожара. Такие воды собираются с помощью дренажных систем, соответствующих месту пожара, хранятся в отстойниках воды для пожаротушения и, если необходимо, очищаются перед сбросом. Стоки от ТЭЦ могут очищаться либо отдельно в потоке, либо с использованием комбинированных методов очистки. Примеры приведены ниже.

Проблема удаления воды и сточных вод важна в рамках ТЭЦ. Оптимизируя рециркуляцию различных промежуточных сбросов на электростанции, можно добиться значительного снижения общего расхода воды, а также минимизировать окончательное количество сбросов, требующих дальнейшей очистки. Например, в некоторых случаях можно собирать все сточные воды из различных точек сброса установки мокрой ДС и повторно вводить их в технологический процесс (скруббер).

Кроме того, различные сточные воды могут использоваться для увлажнения зольной пыли вместо технической или свежей воды. Чистые сточные воды, выходящие из установки очистки сточных вод, обычно собираются в отстойниках для подачи воды в точки потребления, где качество воды соответствует требованиям, например, подготовка известняковой суспензии для мокрой ДС или для стабилизации смеси гипса мокрой ДС и зольной пыли перед удалением в золоотвал. Тем не менее, невозможно создать систему мокрой ДС без сточных вод только путем прямой рециркуляции и схемы в системе мокрой ДС. Если значение хлоридов увеличивается, необходима очистка отстаиванием. Уменьшение количества сточных вод и скорости извлечения возможно за счет рециркуляции других потоков, таких как дождевая вода,

охлаждающая вода и т. д. Альтернативный вариант с испарением этих сточных вод, может потребовать значительной дополнительной энергии, и удаление отходов может нивелировать экологические выгоды.

### **Фильтрация**

Фильтрация - это отделение твердых веществ от сточных вод, проходящих через пористую среду. Она включает в себя различные типы технологий, например, фильтрация через песок, микрофильтрация и ультрафильтрация. Она обычно используется в дополнение к коагуляции и осаждению или размягчению отложений для удаления твердых веществ из поверхностных или сточных вод. Фильтрация не удаляет растворенные твердые вещества. Для фильтров обычно требуется операция очистки (обратной промывки) с обратным потоком пресной воды.

Широко распространенные системы фильтров включают:

фильтр с зернистой средой или песочный фильтр, который широко используется в качестве устройства для очистки сточных вод (среда песочного фильтра не должна быть буквально песком), в основном используется для воды с низким содержанием твердых веществ;

барабанный гравитационный сгуститель, используемый для очистки сточных вод и удаления хлопьев активированного ила; его эффективность зависит от ткани сита;

ротационный вакуумный фильтр, хорошо подходящий для предварительной фильтрации, который используется для обезвоживания нефтяного осадка и дезмульсификации остатка;

мембранный фильтр;

ленточный фильтр-пресс, который в основном используется для обезвоживания осадка, а также для операций разделения жидкостей и твердых веществ;

фильтр-пресс, который обычно используется для обезвоживания осадка, а также для операций разделения жидкостей и твердых веществ, пригоден для высокого содержания твердых веществ.

**Достигнутые экологические преимущества** - сокращение взвешенных твердых частиц и металлов в сбросах сточных вод.

### **Коагуляция, флокуляция, отстаивание и осаждение**

Коагуляция и флокуляция используются для отделения взвешенных твердых частиц из сточных вод и часто выполняются последовательно. Коагуляцию проводят путем добавления коагулянтов с зарядами, противоположными зарядам взвешенных твердых частиц. Флокуляцию проводят путем добавления полимеров, чтобы столкновения частиц микрохлопьев заставляли их связываться с образованием большие хлопьев.

Отстаивание - это разделение взвешенных твердых частиц гравитационным осаждением.

Осаждение представляет собой превращение растворенных загрязняющих веществ в нерастворимые соединения путем добавления химических осадителей.

Образующиеся твердые осадки затем разделяют осаждением, флотацией или фильтрованием. При необходимости это может сопровождаться микрофильтрацией или ультрафильтрацией. Типичными химическими веществами, используемыми для осаждения металлов, являются известь, доломит, гидроксид натрия, карбонат натрия, сульфид натрия и органосульфиды. Соли кальция (кроме извести) используются для осаждения сульфата или фторида.

Когда частицы не могут быть разделены простыми гравитационными средствами, например, когда они слишком малы, их плотность слишком близка к плотности воды или когда они образуют коллоиды, добавляются специальные химические вещества, чтобы вызвать осаждение твердых частиц, например:

- сульфат алюминия (квасцы);
- сульфат трехвалентного железа;
- хлорид железа;
- известь;
- хлорид полиалюминия;
- сульфат полиалюминия;
- катионные органические полиэлектролиты;
- неионные полиэлектролиты;
- анионные полиэлектролиты;
- (органо) сульфиды.

Эти химические вещества вызывают дестабилизацию коллоидных и мелких взвешенных частиц (например, глины, кремнезема, железа, тяжелых металлов, красителей, органических твердых веществ, нефтепродуктов в сточных водах) и эмульсий, захватывая твердые частицы (коагуляция) и/или агломерации этих частиц с образованием хлопьев, размер которых достаточен для оседания (флокуляция). В случае флокуляции также используются анионные и неионные полимеры. Важное значение имеет контроль диапазона pH, чтобы не допустить неэффективной очистки.

### **Достигнутые экологические преимущества**

Удаление фторидов, сульфатов, металлов, органического углерода и твердых частиц.

Сокращение сброса сточных вод из неосаждающихся материалов и металлов.

### **Флотация**

Флотация представляет собой процесс, при котором твердые или жидкие частицы или микрочастицы отделяются от фазы сточных вод путем присоединения к воздушным пузырькам. Плавающие частицы накапливаются на поверхности воды и собираются с помощью пеноснимателей.

Существует три метода флотации, отличающиеся между собой способом добавления воздуха:

вакуумная флотация, где воздух растворяется при атмосферном давлении, с последующим падением давления для образования пузырьков;

принудительная флотация воздухом (IAF), где мелкие пузырьки втягиваются в сточную воду через индукционное устройство, например трубка Вентури или сужающее устройство;

флотация растворенным воздухом (DAF), где воздух под давлением (0,40,8 МПа или 1,01,2 МПа для соединений алюминия) растворяется в сточной воде или части общей сточной воды и затем выпускается с образованием небольших пузырьков.

Для поддержки процесса флотации обычно используются флокулянтные добавки, такие как соли алюминия и железа, активный диоксид кремния и различные органические полимеры. Их функция, помимо коагуляции и флокуляции, заключается в создании поверхности или структуры, способной поглощать или захватывать пузырьки воздуха.

**Достигнутые экологические преимущества** - уменьшение неосаждающихся материалов и свободной нефти в сбросах сточных вод.

### **Сепарация воды от нефти**

Сепарацию воды от нефтепродуктов и последующее их удаление можно разделить на:

гравитационное разделение с использованием разделительного оборудования;

разрушение эмульсии с использованием химикатов для разбивания эмульсии, например:

соли поливалентных металлов, такие как квасцы, трихлорид алюминия, хлорид железа, сульфат железа;

минеральные кислоты, такие как серная кислота, соляная кислота, азотная кислота;

адсорбенты, такие как измельченная глина, известь;

органические полимеры, такие как полиамины, полиакрилаты;

и последующую сепарацию деэмульгированных нефтепродуктов путем коагуляции/флокуляции и флотации воздухом.

Обычно используемыми сепараторами воды от нефти являются:

**Сепаратор** - самый простой тип, состоящий из открытого прямоугольного бассейна и скребка, который перемещает шлам в приямок сбора, а нефтепродукты в устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды; способен улавливать крупные частицы нефтепродуктов.

**Ловушка из параллельных пластин**, оснащенная пластинами, параллельными потоку, которые значительно увеличивают площадь активной поверхности и устройством для сбора нефтепродуктов с поверхности воды; не подходит для улавливания крупных частиц.

**Ловушка из гофрированных пластин**, оснащенная наборами гофрированных пластин, размещенных поперек потока, и устройством для сбора нефтепродуктов с

поверхности воды; не подходит для улавливания крупных частиц, но отличается хорошей эффективностью сепарации.

### **Достигнутые экологические преимущества**

Снижение содержания нефтепродуктов и твердых веществ в сточных водах.

### **Кристаллизация**

Удаление ионных загрязнителей из сточных вод путем их кристаллизации на присадки, такие как песок или минералы, которое происходит в кипящем слое.

Некоторые установки для сжигания используют кристаллизацию после испарения.

Устройство кристаллизации состоит в основном из:

цилиндрического реактора с донным притоком и верхним стоком;

присадок, то есть гранул фильтрующего песка или минералов в состоянии кипящего слоя;

системы циркуляции с рециркуляционным насосом.

Принцип системы циркуляции заключается в смешивании приточных сточных вод с циркуляционным потоком с более низкой концентрацией анионов или металлов.

Благодаря циркуляционной системе реактор может работать более гибко, например:

флуктуации входящего потока и состава легко устраняются;

все виды сточных вод с концентрациями в диапазоне 10100 000 частей на миллион могут быть очищены путем простой адаптации коэффициента циркуляции (более концентрированная сточная вода требует большего коэффициента циркуляции);

создание кипящего слоя гранул также поддерживается, если в реактор не поступает сточная вода.

### **Достигнутые экологические преимущества**

Уменьшение содержания металлов и металлоидов, сульфата ( $SO_4^{2-}$ ) и фторида ( $F^-$ ) в сбросах сточных вод.

### **Испарение**

Испарение сточных вод является процессом дистилляции, в котором вода является летучим веществом, оставляя концентрат в качестве подлежащих утилизации тяжелых нефтяных осадков. Целью этой операции является сокращение объема сточных вод или концентрирование остаточных растворов. Летучий пар собирается в конденсаторе, и конденсированная вода после последующей очистки (если необходимо) используется повторно.

Существует много типов испарителей. Их пригодность зависит от индивидуальных требований. Примеры испарителей:

испарители с естественной циркуляцией, пригодные для материала, нечувствительного к теплу;

вертикальные испарители с внутренней нагревательной камерой, пригодные для некоррозионных или некристаллизующихся растворов;

испарители корзиночного типа, такого же применения, как испарители с внутренней нагревательной камерой;

испарители с падающей пленкой, используемые в промышленности удобрений для концентрирования мочевины, фосфорной кислоты, нитрата аммония и т. д.;

тонкопленочные испарители с мешалкой, используемые для концентрирования, фракционирования, дезодорации и отгонки при производстве фармацевтических препаратов, полимеров, органических и неорганических химических веществ.

Испарители обычно работают последовательно, где теплота конденсации одной ступени нагревает конденсат (т. е. сточную воду) предыдущей ступени. Эксплуатация под вакуумом сводит к минимуму потребность в энергии. Обычные условия работы: 1220 кПа и 5060 иС.

### **Достигнутые экологические преимущества**

Сокращение загрязняющих веществ в сбросах сточных вод.

### **Отгонка воздухом**

Отгонка сточных вод - это операция, при которой сточные воды приводятся в контакт с интенсивным потоком газовой струи для переноса летучих загрязняющих веществ из водной фазы в газовую фазу. Загрязняющие вещества из продувочного газа удаляются, так что его можно вернуть в процесс и повторно использовать. Органические и неорганические летучие вещества (например, аммиак) переносятся из сточных вод в отходящий газ, что значительно увеличивает площадь поверхности подвергающейся воздействию загрязненной воды. Тем не менее, испарение воды снижает температуру сточных вод, тем самым, снижая волатильность загрязняющих веществ.

Наиболее распространенным оборудованием для отгонки являются:

устройство для десорбции насадочной башни, оснащенное:

распылительными насадками в верхней части для распределения сточных вод над насадкой и противоточного отдувочного газа через насадку;

приямком на дне для сбора обеззараженной воды, дополнительно оборудованным воздухонагревателем (для отгонки воздухом);

автоматизированной системой управления и системой управления выбросами в атмосферу (установка GAC, каталитический окислитель или термоокислитель);

отгоночный резервуар, в котором летучие соединения отгоняются барботирующим газом (воздухом, паром) в резервуар для сточных вод.

Оборудование состоит из:

буферного резервуара для сточных вод;

резервуара для предварительной обработки воды для регулирования pH;

отгоночной колонны (колонн), работающей с противотоком;

регенеративного подогревателя, извлекающего тепло из последующего конденсатора отгоночного пара;

конденсатора с воздушным или водяным охлаждением;

дальнейших установок для очистки газа.

Отгоночные устройства могут работать непрерывно или серийно, причем последние обеспечивают стабильную работу и более высокий КПД использования энергии, чем непрерывно работающие устройства.

### **Достигнутые экологические преимущества**

Снижение содержания аммиака в сточных водах.

### **Ионный обмен**

Ионный обмен - это удаление нежелательных или опасных ионных составляющих сточных вод и их замена более приемлемыми ионами из ионообменной смолы, где они временно сохраняются и затем высвобождаются в жидкость для регенерации или промывания.

Оборудование ионообменника обычно состоит из:

вертикального цилиндрического сосуда высокого давления с коррозионностойкой футеровкой, который содержит смолу, обычно в виде насадочной колонны с несколькими возможными конфигурациями;

регулирующего вентиля и трубопроводной системы, направляющей потоки сточных вод и регенерационного раствора в надлежащие места;

системы для регенерации смолы, состоящей из оборудования для растворения соли и управления разведением.

Входная распределительная система расположена либо в верхней, либо в нижней части сосуда и обеспечивает равномерное распределение поступающих сточных вод, чтобы избежать размывания проточных каналов в слое ионообменной смолы. Эта система также выполняет функцию коллектора для промывочной воды.

В качестве ионообменников обычно используются макропористые гранулированные смолы с катионными или анионными функциональными группами. Некоторым смолам для регенерации требуется кислота и едкая щелочь. Если присутствуют органические вещества, смолы могут подвергаться загрязнению. Регенерирующие растворы необходимо нейтрализовать.

### **Достигнутые экологические преимущества**

Уменьшение содержания ионов металлов в сточных водах.

### **Биологическая очистка**

Биологическая очистка представляет собой расщепление растворенных органических веществ микроорганизмами (то есть бактериями), действующими в качестве окислителей.

В основном существуют три типа метаболических процессов: аэробные процессы (с использованием растворенного кислорода), бескислородные процессы (с использованием биологического восстановления доноров кислорода) и анаэробные процессы (без доступа кислорода).

Неочищенные сточные воды могут содержать азот в виде органического азота, аммиака ( $\text{NH}_3\text{-N}$ ), нитрита ( $\text{NO}_2\text{-N}$ ) и нитрата ( $\text{NO}_3\text{-N}$ ). Биологическое удаление азота включает первоначальное превращение азота, содержащегося в сточной воде, в нитрат, а затем превращение  $\text{NO}_3\text{-N}$  в инертный азот ( $\text{N}_2$ ), который высвобождается из сточной воды в атмосферу. Более подробно, биологическая очистка сточных вод для удаления азота происходит в три этапа:

аммонификация (разложение органического N до  $\text{NH}_3\text{-N}$ );

нитрификация (окисление  $\text{NH}_3\text{-N}$  до  $\text{NO}_3\text{-N}$ );

денитрификации (превращение  $\text{NO}_3\text{-N}$  в  $\text{N}_2$ ).

#### **Достигнутые экологические преимущества**

Снижение содержания органических веществ, азота и металлов в сточных водах.

#### **4.2.4.1. Техники, подлежащие рассмотрению для установок, оборудованных системой мокрой десульфуризации дымовых газов со сбросами сточных вод в водные объекты**

Возможные технологии очистки сточных вод от систем мокрой десульфуризации дымовых газов представлены в таблице 4.6.

Как показал анализ эксплуатации действующих топливосжигающих установок в РК, в водные объекты сбрасываются, в основном, «условно-чистые» воды после охлаждения оборудования, сбрасываемые без очистки (99,9 %) - это воды прямооточных систем охлаждения конденсаторов турбин крупных ТЭС.

В водные объекты в разные годы 2018-2020 гг. со сточными водами сброшено от 1700 до 4000 тыс.т/год загрязняющих веществ, в составе которых преобладают взвешенные вещества (51 %), сухой остаток (36 %), БПК полн. (13 %), (см. раздел 1.4).

Таблица 4.6. Техники предотвращения и снижения загрязнения воды от установок, оборудованных системами очистки дымовых газов со сбросами в водные объекты

№ п/п	Техники	Описание	Достигнутые экологические преимущества	Кросс-медиа эффекты	Технические вопросы, имеющие отношение к применимости	Экономика
1	2	3	4	5	6	7
1	Фильтрация	Отделение твердых веществ из отходящих сточных вод пропусканием через пористую среду	Уменьшение содержания нефти и твердых веществ в сбросах сточных вод	Образование шлама	Общеприменима	Зависит от установки
			Уменьшение содержания нефти			

2	Сепарация нефти	Сепарация воды от нефти под действием силы тяжести	в сбросах сточных вод	Образование шлама	Общеприменима	Зависит от установки
3	Флокуляция, отстаивание, осаждение, нейтрализация	Добавление специальных химических веществ для осаждения твердых веществ, которые нельзя отделить простыми гравитационными методами	Удаление фторида, металлов, ТОС, взвешенных твердых веществ	Образование шлама	Общеприменима	Зависит от установки
4	Размягчение, кристаллизация, испарение	Кристаллизация тесно связана с осаждением. В отличие от него, осадок образуется на материалах присадки, таких как песок или минералы	Уменьшение содержания загрязняющих веществ в сбросах сточных вод. Исключение сбросов воды	Концентрированные сточные воды или образование шлама. Потребление энергии.	Применима к системе ZLD (нулевые сбросы)	Зависит от установки
5	Отгонка	Сточные воды приводятся в контакт с интенсивным потоком газовой струи для переноса летучих загрязняющих веществ из водной фазы в газовую фазу	Уменьшение содержания аммиака в сточных водах	Перенос аммиака в воздух путем отгонки	Применима, если содержание аммиака в сточных водах высокое из-за СКВ/СНКВ	Зависит от установки
6	Ионный обмен	Удаление нежелательных или опасных ионных компонентов сточных вод и их замена более приемлемыми ионами из ионообменной смолы	Удаление ионов и ионизируемых соединений веществ из сточных вод	Образование шлама и солевого раствора	Общеприменима	Зависит от установки
7	Повторное использование воды	Смешивание сточных вод из ДС для транспортировки золы, побочных продуктов и т. д.	Исключение сбросов воды	Стабилизированный материал может использоваться в качестве засыпки в угольных карьерах	Применима к установкам, расположенным вблизи карьеров	Зависит от установки
8	Рециркуляция воды	Возврат сточных вод в производственный процесс	Уменьшение сбросов воды	Высокое содержание	Общеприменима. Обязательна для пресной воды, используемой в	

				соли в сбрасываемой воде	качестве подпиточной воды для ДС	Зависит от установки
9	Биологическая очистка	Расщепление растворенных органических веществ микроорганизмами (то есть бактериями), действующими в качестве окислителей	Сокращение содержания органических веществ, азота и металлов в сточных водах	Это может способствовать высвобождению запахов и летучих веществ	Нитрификация может быть неприменимой в случае высоких концентраций хлорида (т. е. около 10 г/л)	Зависит от установки

### 4.3. Техники снижения загрязнения земли/почвы и управления отходами

Основным видом отходов, образующимся в процессе производства на предприятиях энергетики, являются золошлаковые отходы, шламы от очистки сточных вод.

Объемы образования золошлаковых отходов на энергоисточниках представлено в таблице 4.7.

Таблица 4.7. Образование золошлаковых отходов энергоисточниками

№ п/п	Наименование	Объем образования млн т/год		Удельная
		Максимальный	Минимальный	
1	2	3	4	5
1	Энергоисточники в целом, в том числе:	19,898	15,066	
2	- КЭС	11,608	7,878	68%
3	- ТЭЦ	8,290	7,188	35%

Основное количество золошлаковых отходов образуется в Северной зоне - 9095 %; остальное количество - в Южной зоне теплоэлектростанциями системы АО «АлЭС», г. Алматы.

Химический состав золошлаковых отходов обусловлен качеством сжигаемых на энергоисточниках углей и представлен преимущественно оксидами кремния, алюминия, железа и кальция, на долю которых приходится до 95 % массы отходов.

Агрохимическое исследование показало, что в золошлаках содержится высокое количество основных элементов питания растений (азота, фосфора, калия).

Анализы золошлаков основных видов углей, используемых в Республике: экибастузского и карагандинского, показали, что они практически нерадиоактивны, значения эффективной удельной радиоактивности ниже предельного значения (370 Бк/кг) для строительных материалов, используемых без ограничения в строительной индустрии.

Образуемые на энергоисточниках золошлаковые отходы направляются на складирование на золоотвалы, переработка золошлаковых отходов практически

отсутствует. Золоотвалы, как правило, расположены недалеко от энергоисточников, то есть, практически, в пределах городских территорий. Площади, отведенные для складирования золошлаков занимают в целом по Республике около 4500 га, в том числе в Северной зоне - 3900 га, в Южной зоне - 600 га.

Хранение золошлаков на золоотвалах осуществляется преимущественно в жидком виде под слоем воды.

Золоотвалы оборудованы специальными сооружениями, предотвращающими влияние их на окружающую среду: специальные противофильтрационные экраны, сброс пульпы в верхний горизонт, система увлажнения пляжей, контроль.

Вместе с тем несмотря на то, что ЗШО представляют собой ценное минеральное сырье, они все-таки оказывают влияние на окружающую среду в зоне размещения золоотвалов, так как отчуждают значительные земельные территории, образуют пылящие пляжи и способствуют миграции вредных ингредиентов в грунтовые воды.

Несмотря на значительные возможности использования ЗШО для производства строительных материалов и изделий самой широкой номенклатуры: составляющие цементов, заполнители, стеновые материалы, дорожное строительство и т.п. и имеющегося в Казахстане и в мире значительного объема научно-исследовательских работ по их переработке, в промышленном масштабе переработкой ЗШО в Казахстане практически никто не занимается. Слабо развито институциональное регулирование.

Фактически использование угольной золы в качестве замены промышленных материалов или промышленных продуктов экономит добычу сырья при сохранении и охране природных ресурсов, а также сокращает потребление энергии и выбросы углекислого газа (одна тонна золы уноса, заменяющего цемент, экономит около 600 кг  $\text{CO}_2$ ).

Благодаря хорошим фильтрационным свойствам около 60 % золы в Европе используется в дорожном строительстве и других работах по отделке поверхностей и озеленению. Около 70 % зольного уноса используется в производстве цементных, бетонных и железобетонных изделий, в которых оно ценится за его строительные свойства. Он также используется в производстве строительных растворов, кирпичей, кирпичных блоков, дорожного покрытия и огнеупорного раствора для горных работ

Увеличение потребности стройиндустрии в золошлаковом материале топливосжигающих установок, разработка рычагов экономического стимулирования, позволит сократить площади, необходимые для их складирования, что является очень важным фактором, особенно для городских источников.

Шламы и другие остатки от крупной топливосжигательной установки могут быть подразделены на шлам от очистки сточных вод и остатки от десульфуризации дымовых газов.

Еще один вид остатка - это вещества, задержанные на заградительных решетках водозаборных сооружений. Органическое вещество, собираемое на водозаборном сооружении охлаждающей воды, может использоваться в качестве источника энергии или компостироваться и использоваться впоследствии для улучшения качества почвы (при его значительном количестве)

Остатки десульфуризации дымовых газов, такие как гипс и сульфаты аммония, содержат кальций и серу, которые используются для удобрения и улучшения почвы в сельском хозяйстве, среди других видов использования (например, строительный сектор). В качестве удобрения в настоящее время используется только 0,1 % остатков полусухой абсорбции (см. данные ассоциации ЕСОВА), в основном из-за металлов (например, Cd, Hg). Продукты полусухой абсорбции также используются, в частности, в качестве подземного наполнителя, например, для стабилизации подземных шахт. Другие продукты десульфуризации, такие как сера или серная кислота, производятся только в небольших количествах и могут использоваться исключительно в химической промышленности.

Таким образом, методы контроля влияния отходов на почву охватывают методы очистки дымовых газов и сточных вод, а также методы утилизации остатков и побочных продуктов, что приводит к сокращению количества отходов, которые в противном случае пришлось бы утилизировать на полигонах. С увеличением коэффициента использования уменьшается количество отходов, которые необходимо утилизировать, что означает, что меньше используются площади полигонов. Таким образом, использование побочных продуктов может служить для защиты почв и экономии ресурсов. Неиспользуемые отходы минеральных остатков можно по-прежнему утилизировать на полигоне

#### **4.4. Методы снижения уровня шумового воздействия**

##### **4.4.1. Шумовое воздействие**

Предельно-допустимые уровни (ПДУ) звукового давления, уровни звука, эквивалентные уровни звука установлены:

для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест:

на рабочих местах в производственных и вспомогательных зданиях, на площадках промышленных предприятий, в помещениях жилых и общественных зданий и на территориях жилой застройки.

Поскольку большинство установок непрерывно работают круглосуточно, целевые уровни шума в ночное время будут определять методы для всего объекта. В случае тонального и импульсного шума - на 5 дБ меньше установленных значений.

Требование по шумовому воздействию на окружающую среду определяется путем измерений на границе санитарно-защитной зоны объектов или в ближайшей жилой

территории. При определении шумового воздействия новой установки сжигания необходимо учитывать существующий фоновый шум.

Основными источниками шума тепловых электростанций являются: воздухозаборы, дымовые трубы, насосы, турбины, двигатели, паровые системы, здания (включая окна и вентиляционные системы), градирни, трансформаторы и пр. (см. раздел 1.4).

Ориентировочные шумовые характеристики источников ТЭС мощностью 100-800 МВт при работе, в том числе и на угле, на открытом воздухе приведены в Приложении 1 в таблице 1.2.

Наиболее сильным источником шума является сброс пара в атмосферу. Постоянным источником шума, сильно воздействующим на окружающий район, являются воздушные и газовые тракты, шум через которые излучается от тягодутьевых машин или связан с процессами горения. Источниками шума являются также: система подачи угля, корпуса тягодутьевых машин, силовые трансформаторы и градирни, шум, проникающий из различных помещений.

Шум, излучаемый от высотного источника, мало снижается естественными и искусственными препятствиями. Шум от энергетических газозовдухопроводов имеет тональные составляющие в спектре шума и излучается с большой высоты.

Наиболее эффективная комбинация методов должна быть идентифицирована индивидуально для каждой ТЭС или ее участка, и не обязательно включает методы снижения шума у источника с самым высоким уровнем шума, но с наивысшим значением воздействия. Поэтому комбинация методов, используемых в источниках шума, близких к затронутым областям, может быть наиболее эффективным способом снижения уровня шума окружающей среды.

Шумовое воздействие от крупной топливосжигательной установки обычно технически управляемо. Поскольку увеличение расстояния от источника снижает шум, как планирование размещения объекта на территории, так и компоновка отдельных зданий и сооружений, является, пожалуй, лучшей профилактической мерой для предотвращения проблем с шумом. Внутри здания применяется тот же принцип, т. е. при проектировании должны отделяться рабочие зоны от шумного оборудования.

Некоторые общие методы управления шумом:

- тщательная ориентация и расположение шумящего оборудования, с учетом изменения частоты звука;

- ограждение шумовых компонентов установки (например, газовых турбин, паровых турбин и генераторов) в звукопоглощающих конструкциях;

- использование антивибрационных опор и соединений для оборудования;

- вентиляция зданий малошумящими вентиляторами;

- выбор облицовки несущей конструкции шумящего оборудования;

- установка высокоуровневых глушителей дымовых газов;

- расположение насосов в ограждениях;

строительство насосной станции охлаждающей воды  
применение малошумящих вентиляторов в градирнях;  
использование насыпей или других шумовых барьеров для экранирования источника шума.

Требования, установленные уполномоченными органами, могут побуждать производителей к снижению шума, создаваемого оборудованием, и, таким образом, к созданию конкурентного преимущества.

Целевые уровни шума в разрешениях обычно устанавливаются в точках измерения за пределами объекта и отдельно для каждого конкретного случая. Эти уровни обычно различаются в зависимости от затронутого района (жилой или административный), и времени суток: дневное или ночное время. Оператор установки обычно должен предоставлять информацию о распространении шума и о принятых мерах по снижению шума.

#### **4.4.2. Техники снижения шумового воздействия**

##### **4.4.2.1. Стратегическое планирование размещения оборудования и зданий**

Эта технология состоит из стратегического планирования расположения оборудования и зданий с целью увеличения расстояния между источником и селитебной территорией, и использования зданий или других структур в качестве шумовых экранов.

Конструкция установок и размещение объектов направлены на минимизацию возникающего шумового воздействия в ближайших уязвимых территориях. Простым, но в целом эффективным способом является увеличение расстояния между источником и территорией. Кроме того, здания могут выступать в качестве шумового экрана для других источников.

Основными возможностями для снижения шума являются изменение источника шума, изменение пути передачи шума или внесение изменений, влияющих на приемник. Первым шагом, который необходимо предпринять при любой оценке шума, является определение основных источников и путей шума. Прогнозирование уровней шумового воздействия на определенном расстоянии от источника (источников) может быть выполнено с использованием имеющихся программных средств (например, «Эколог-шум», фирма «Интеграл», г.Санкт-Петербург), с разработкой соответствующих мероприятий по снижению шума.

Акустический расчет включает:

- выявление источников шума и определение их шумовых характеристик;
- выбор точек, для которых проводится расчет;
- определение влияния элементов окружающей среды (экранов, лесонасаждений) на распространение звука,
- нахождение ожидаемых уровней звукового давления в расчетных точках;

определение допустимых уровней звукового давления на селитебной территории.

Расчетные точки на открытом воздухе выбирают в зонах постоянного пребывания людей, а также на расстоянии 2 м от плоскости окон ближайших зданий, ориентированных в сторону источника шума, на первом, среднем и последнем этажах или через этаж.

Таким образом, самым экономичным средством предотвращения проблем с шумом является увеличение расстояния между источником и уязвимой территорией, то есть оптимизация местоположения шумящего оборудования и всей установки является.

Прямым методом устранения шумовых эффектов является изменение механизма образования шума. Другой альтернативой является размещение источника шума в кожухе. Широко используются акустические барьеры для изменения пути звука. Использование шумопоглощающего материала внутри зданий, особенно на стенах и потолке, является эффективным методом уменьшения отражения внутри здания. Если внутренние поверхности помещения полностью отражающие, шум теоретически приближается к бесконечности. Вот почему уровни внутреннего шума в некоторых случаях контролируются добавлением звукопоглощающего материала внутри здания.

#### **4.4.2.2. Первичные техники: снижение шума у источника**

Первичные методы направлены на снижение уровня шума у источника. К ним относятся методы управления, эксплуатации и технического обслуживания, а также оборудование и здания с низким уровнем шума.

Основные методы снижения шумового воздействия у источника включают следующие:

1. Программа снижения шума, которая может быть частью СЭМ, включая следующие шаги:

1) перечисление всех крупных источников звука и определение уровней их звуковой мощности в октавных сегментах, в том числе анализ импульсов;

определение уязвимых районов, таких как жилые районы;

2) компьютерный расчет распространения шума (моделирование объекта и его окружения), включая проверки реального уровня шума в соседних районах путем прямых измерений;

3) ранжирование источников шума в соответствии с их вкладом для отдельно затронутых районов (отдельно для дневного и ночного времени);

4) оценка методов снижения шума в отношении их значимости для уровня шума в уязвимых районах и соответствующих расходов;

5) определение наиболее экономичной комбинации методов, обеспечивающих соблюдение правовых требований, таких как шумовое зонирование;

б) проверка эффективности программы и мониторинг шумового воздействия через регулярные промежутки времени.

2. Эксплуатационные и управленческие методы в зданиях, содержащих шумящее оборудование:

1) улучшенные проверки и техническое обслуживание оборудования для предотвращения чрезмерного износа и отказов, приводящих к более высокому шумообразованию (например, в воздуходувках и подшипниках);

2) закрытие дверей и окон крытых площадей;

3) эксплуатация оборудования опытным персоналом;

4) избегание шумовых работ в ночное время;

5) обеспечение контроля шума во время работ по техническому обслуживанию.

3. Использование оборудования с низким уровнем шума.

4. Установка шумоглушителей (например, звукопоглощающих устройств, глушителей) на оборудовании и воздуховодах. Для уменьшения шума в нагнетательных воздуховодах и предохранительных клапанах используются специальные звукопоглощающие устройства на основе «принципа дросселирования» шумоглушители.

Звукопоглощающие устройства подходят для снижения шума в широком диапазоне частот. Типичными примерами являются воздуховод с внутренней изоляцией, глушитель, состоящий из параллельных облицованных пластин, или камера повышенного давления с внутренней изоляцией. Реактивные звукопоглощающие устройства, как правило, основаны на геометрии такого устройства. Использование звукопоглощающих устройств или глушителей, увеличение толщины стенки трубы и устройство внутренней изоляции трубопроводов из звукопоглощающего или звукоизолирующего материала являются обычными решениями проблем шума на действующих электростанциях.

5. Виброизоляция машинного оборудования, хорошая конструкция и отдельное расположение источников шума, таких как компрессоры и воздуховоды. Важными источниками вибрации и шума на электростанциях являются вращающиеся машины, такие как турбины, генераторы, насосы, компрессоры и электродвигатели. Шум часто вызван вибрацией машины, что создает корпусной шум. Эффективным методом ограничения распространения корпусного шума является использование фундаментов машин, поддерживаемых виброизоляторами, такими как специально настроенные пружины или резиновые элементы. В целях изоляции используются деформационные швы и виброгасители. В отношении шума, создаваемого потоком, трубопроводы и воздуховоды должны быть спроектированы для плавного равномерного потока текучей среды. Внезапные изменения в геометрии усиливают шум, который сильно зависит от скорости потока. В некоторых случаях шум даже экспоненциально пропорционален скорости среды, и наиболее эффективным способом уменьшения шума является, таким

образом, уменьшение локальной скорости среды. Один практический метод для этого состоит в том, чтобы обеспечить достаточный диаметр трубопровода и большой радиус изгиба. Шум в трубопроводах имеет два характерных типа: шум с широким диапазоном частот и шум, сконцентрированный на дискретных частотах.

Насосы, вентиляторы и воздуходувки создают шум на частотах вращения их лопаток. Последние зависят от количества лопаток вокруг рабочего колеса. Специальная конструкция машины может в некоторых случаях уменьшить шум.

6. Помещение шумящего оборудования (например, компрессоров) в отдельные конструкции, такие как здания или звукоизолированные шкафы с внутренней изоляцией из звукопоглощающего материала.

7. Звукоизоляция зданий, где будут осуществляться любые шумные операции, в том числе:

- 1) звукопоглощающие материалы в стенах и потолках;
- 2) звукоизолирующие двери;
- 3) окна с двойным остеклением.

В технических условиях на поставку оборудования необходимо включать их шумовые характеристики, и места контроля ( $n=r$ , на расстоянии 1 м, на высоте 1,5 м)

Технологии снижения шума приводят к дополнительным инвестиционным и эксплуатационным расходам, которые, как правило, выше для действующих установок, чем для новых установок.

#### **4.4.2.3. Вторичные методы снижения шума**

Вторичные методы направлены на уменьшение распространения шума путем установки соответствующих препятствий, таких как защитные стены, насыпи и здания.

Если первичные методы снижения шума недостаточны для достижения требуемых целевых уровней шума, вторичные методы могут считаться приемлемыми.

Использование вторичных технологий зависит от наличия пространства

Во многих случаях шум может распространяться по всему корпусу и могут возникнуть трудности при его устранении путем изменений в оборудовании или его соединениях. Решение проблемы в данном случае будет либо оснащение оборудования изоляцией с использованием звукопоглощающего или звукоизолирующего материала, либо использование отдельных кожухов.

Чтобы экранировать источник шума, устанавливаются препятствия, такие как защитные стены, насыпи и здания.

#### **4.4.2.4. НДТ для снижения шума на ТЭС**

Меры по снижению шума от ТЭС могут ухудшать экономические, энергетические и экологические показатели ТЭС. Поэтому применение таких мер является НДТ лишь в

тех случаях, когда не обеспечивается соответствие санитарно-гигиеническим нормам по шуму.

В таких случаях должны применяться специальные меры шумоподавления. При выборе таких мер НДТ является учет их влияния на уровень энергопотребления и экономические характеристики ТЭС. Меры шумоподавления, по возможности не должны повышать уровень энергопотребления ТЭС за счет создания дополнительных аэродинамических сопротивлений. Возможно использование первичных мер, направленных на снижение шума от его источников, а также вторичных мер, препятствующих распространению шума: выбор места расположения и ориентации относительно мест, в которых нормируется уровень шума, использование естественных препятствий для распространения шума, выбор времени для проведения наиболее шумных операций.

#### **4.5. Система экологического менеджмента**

Система экологического менеджмента (СЭМ) - это система, позволяющая достичь баланса между окружающей средой, обществом и экономикой, который считается необходимым условием для удовлетворения действующих потребностей без создания рисков для будущих поколений удовлетворять свои потребности.

СЭМ - формальная система, демонстрирующая соответствие целям экологической составляющей устойчивого развития общества.

В этом отношении система экологического менеджмента является методом, позволяющим операторам установок решать экологические проблемы на систематической и очевидной основе. СЭМ является наиболее действенной и эффективной, когда она составляет неотъемлемую часть общего управления и эксплуатации установки.

СЭМ фокусирует внимание оператора на экологических характеристиках установки ; в частности, путем применения четких рабочих процедур, как для нормальных условий, так и для условий, не относящихся к нормальным условиям эксплуатации, и путем определения соответствующих линий ответственности.

Все эффективные СЭМ включают концепцию непрерывного совершенствования, а это означает, что управление окружающей средой - это непрерывный процесс, а не проект, который в конечном итоге подходит к концу. В основу подхода, на котором базируется система экологического менеджмента, положена концепция «Планируй - Делай - Проверь - Действуй» (Plan, Do, Check and Act) (PDCA). Модель PDCA представляет циклический процесс, применяемый организацией для достижения постоянного улучшения. Модель может применяться к системе экологического менеджмента и к ее отдельным элементам. Модель может быть описана следующим образом:

Планируй (Plan): разработка экологических целей и процессов, необходимых для получения результатов, соответствующих экологической политике организации.

Делай (Do): внедрение процессов, как запланировано.

Проверяй (Check): проведение мониторинга и измерения процессов в отношении реализации экологической политики, включая содержащиеся в ней обязательства, экологических целей и критериев работы, а также отчетность о результатах.

Действуй (Act): выполнение действий по постоянному улучшению.

Цикл представляет собой итеративную динамическую модель, где завершение одного цикла происходит в начале следующего (см. Рис. 4.45).

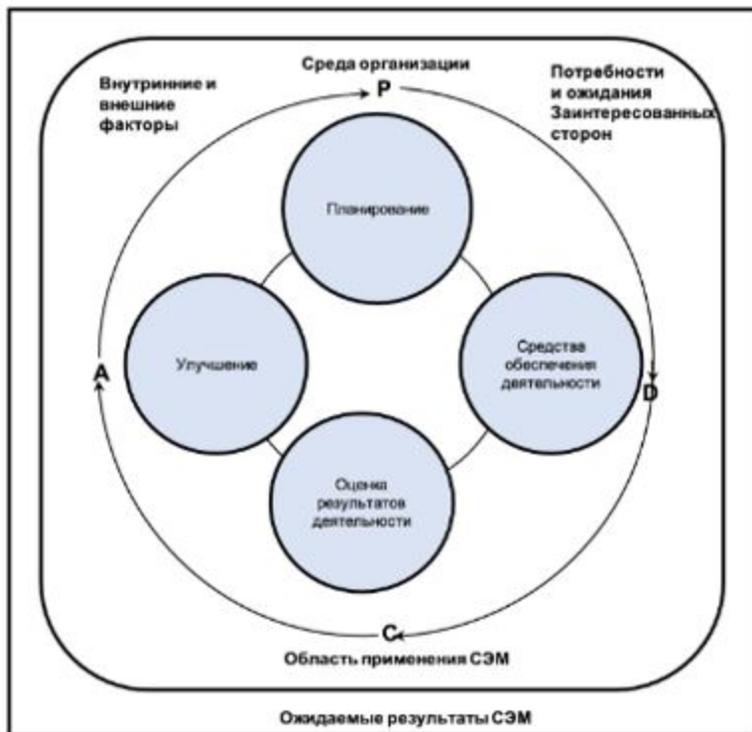


Рисунок 4.45. Непрерывное улучшение модели СЭМ

Настоящий стандарт может применяться в целом или частично для систематического улучшения экологического менеджмента. Настоящий документ регулирует только оборудование/установки.

СЭМ может содержать следующие компоненты:

1. Обязательство руководства, включая высшее руководство.
2. Определение экологической политики, которая включает в себя постоянное совершенствование установки руководством.
3. Планирование и установление необходимых процедур, целей и задач в сочетании с финансовым планированием и инвестициями.
4. Выполнение процедур с особым вниманием на:  
структуру и ответственность;

набор сотрудников, обучение, информированность и компетентность;  
информационное взаимодействие;  
участие сотрудников;  
документацию;  
эффективный контроль процесса;  
программы планируемого регулярного технического обслуживания;  
готовность к чрезвычайным ситуациям и реагирование;  
обеспечение соблюдения природоохранного законодательства.

5. Проверка работоспособности и принятие корректирующих мер с особым вниманием на:

мониторинг и измерение;  
корректирующие и профилактические меры;  
ведение документации;

независимый (когда это практически возможно) внутренний и внешний аудит для определения соответствия СЭМ запланированным мероприятиям, внедрения и поддержания надлежащим образом.

6. Обзор СЭМ и ее постоянной пригодности, адекватности и эффективности со стороны высшего руководства.

7. Подготовка заявления о воздействии на окружающую среду.

8. Валидация органом по сертификации или внешним верификатором СЭМ.

9. Следование за развитием более чистых технологий.

10. Рассмотрение воздействия на окружающую среду от возможного снятия с эксплуатации установки на этапе проектирования нового предприятия и на протяжении всего срока его службы, включая:

избежание подземных сооружений;

включение функций, которые облегчают демонтаж;

выбор поверхностей, которые легко дезактивируются,

использование конфигурации оборудования, которая минимизирует захваченные химикаты и облегчает дренаж или очистку;

разработка гибкого, автономного оборудования, которое обеспечивает поэтапное закрытие;

использование биоразлагаемых и перерабатываемых материалов, где это возможно.

11. Применение на регулярной основе отраслевого бенчмаркинга ( сопоставительный анализ на основе эталонных показателей как процесс определения, понимания и адаптации имеющихся примеров эффективного функционирования предприятия с целью улучшения собственной работы).

В частности, для этого сектора также важно учитывать следующие потенциальные особенности СЭМ:

12. Программы обеспечения качества/контроля качества для обеспечения полного определения и контроля характеристик всех видов топлива.

13. План управления в целях сокращения выбросов в атмосферу и/или воду в других условиях, помимо обычных условий эксплуатации, включая периоды запуска и останова.

14. План управления отходами для обеспечения того, чтобы в приоритетном порядке отходы были минимизированы, подготовлены для повторного использования, переработаны или иным образом восстановлены.

15. Система оптимизации качества процесса с целью выявления и реализации улучшений для повышения энергоэффективности и использования топлива.

16. Система управления окружающей средой и безопасностью для выявления и планирования предотвращения и борьбы с неконтролируемыми и/или незапланированными выбросами в окружающую среду, в частности:

выбросы в почву и грунтовые воды вследствие транспортировки и хранения топлива, добавок, побочных продуктов и отходов;

из-за риска самонагрева и/или самовоспламенения топлива при хранении и транспортировки;

17. План управления пылью для предотвращения или, если это невозможно, уменьшения неорганизованных выбросов от погрузки, разгрузки, хранения и/или транспортировки топлива, остатков и добавок.

18. План управления шумом, в котором ожидается или испытывается шумовое загрязнение для чувствительных рецепторов, включая:

протокол для проведения мониторинга шума на границе предприятия;

программа снижения шума;

протокол реагирования на шумовые инциденты, содержащий соответствующие действия и сроки;

обзор шумовых инцидентов за прошлые периоды, корректирующих действий и распространения знаний об инцидентах с шумом для затрагиваемых сторон.

Компоненты, описанные выше, обычно могут применяться ко всем установкам в рамках данного документа. Объем (например, уровень детализации) и характер СЭМ (например, стандартизованная или не стандартизованная) будут связаны с характером, масштабом и сложностью установки и диапазоном воздействия на окружающую среду, которое может иметь место.

СЭМ содействует и поддерживает постоянное улучшение экологических характеристик установки. Если установка уже имеет хорошие общие экологические характеристики, СЭМ помогает оператору поддерживать высокий уровень производительности.

Систематический анализ первоначального воздействия на окружающую среду и области для улучшений в контексте СЭМ создает основу для оценки наилучших решений для всех экологических средств информации.

Побудительными причинами для внедрения СЭМ являются:

улучшение экологических показателей;

улучшение понимания экологических аспектов компании, которые могут быть использованы для удовлетворения экологических требований клиентов, регулирующих органов, банков, страховых компаний или других заинтересованных сторон (например, людей, живущих или работающих в непосредственной близости от установки);

улучшенная основа для принятия решений;

улучшение мотивации персонала (например, менеджеры могут быть уверены в том, что воздействие на окружающую среду контролируется, а сотрудники могут чувствовать, что они работают в экологически ответственной компании);

дополнительные возможности для снижения операционных издержек и улучшения качества продукции;

улучшение имиджа компании;

сокращение ответственности, расходов на страхование и несоблюдение.

### **Применимость**

Сфера действия (например, уровень детализации) и характер СЭМ (например, стандартизированная или не стандартизированная) в основном относится к типу, масштабу и сложности установки, а также пределам вероятного воздействия на окружающую среду.

## **4.6. Контроль качества топлива, параметры контроля для разных видов топлива.**

### **4.6.1. Контроль качества топлива**

На электростанциях осуществляют контроль топлива двух видов входной и эксплуатационный.

Цель входного контроля - определение качества топлива, поступающего на электростанцию, позволяющее правильно решать вопросы его складирования и использования. Другой важной задачей входного контроля является выявление партий топлива, качество которого не соответствует требованиям стандартов или сертификатов, представляемых предприятиями-поставщиками. Подобная работа, заставляет поставщиков топлива более строго соблюдать требования государственных стандартов и договоров и, тем самым, способствует стабилизации и улучшению качества отгружаемого топлива.

Эксплуатационный контроль качества топлива на электростанциях, как и учет его расхода, имеет особенно важное значение, так как в себестоимости вырабатываемой электрической и тепловой энергии доля затрат на топливо достигает 65-70 %. Эксплуатационный контроль организуют для определения количества и качества

топлива, направляемого непосредственно на сжигание, и последующего определения его удельного расхода на производство электрической и тепловой энергии. Повышение коэффициента использования топлива на топливосжигающих установках осуществляется комплексом мероприятий, включающих повышение параметров пара и единичной мощности энергоблоков, совершенствование тепловых схем и теплового оборудования, а также схем и методов подготовки и сжигания топлива с организацией оперативного и надежного контроля его качества.

Для разработки проекта установки необходимо как можно полно изучить качество угля. Важно использовать на установке то топливо, на которое была спроектирована установка, что обеспечивает высокую эффективность в долгосрочной перспективе, а также бесперебойную работу и оптимальные экологические характеристики.

В качестве примера можно привести котлы ст. №1-7Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС», производительностью 420 т/ч, спроектированные на сжигание карагандинского промпродукта. В результате замены угля на экибастузский, производительность котлов снизилась до 380 т/ч, ухудшились экологические показатели: увеличились выбросы в атмосферу и объемы образования золошлаковых отходов.

Тщательный отбор угля является эффективным способом сокращения выбросов в атмосферу и сокращения образования отходов. Использовать топливо с высокой теплотворной способностью и минимальными затратами на транспортировку и обработку является экономически выгодным.

#### **4.6.2. Организация контроля качества топлива. Контролируемые параметры.**

##### **Твердое топливо**

Для подтверждения качества угля проводится:

**технический анализ** - предоставление информации о поведении угля при его сжигании (например, влага, летучие вещества, твердый углерод);

**химический анализ** - предоставление информации для выбора угля в целях производства пара (например, общий углерод, водород, азот, кислород, теплотворная способность, температура плавления золы, размолоспособность и содержание серы).

Технический анализ дает возможность оценить качество исходных материалов, проверить ход технологического процесса, добиться наиболее экономичного расходования сырья, топлива, электроэнергии, уменьшить отходы производства, своевременно устранить неполадки, обеспечить высокое качество выпускаемой продукции. Таким образом, технический анализ необходим для правильной организации и контроля производственных процессов.

Химический анализ, в числе прочего, позволяет выбирать и регулировать работу газоочистных установок.

Отбор объединенных проб топлива проводится механизированным способом с помощью пробоотборников. Для отбора проб угля применяются серийно выпускаемые

пробоотборники, а для приготовления лабораторных проб - проборазделочные машины . Допускаются и другие типы пробоотборников и проборазделочных машин, отвечающие требованиям.

Пробоотборники и проборазделочные машины, как правило, размещаются на конвейере топливоподачи, в месте пересыпки топлива на конвейеры бункерной галереи котельной.

Все линии топливоподачи, независимо от их количества и числа вводов, оснащаются механическими пробоотборниками.

Стандартными показателями контроля качества являются следующие параметры: низшая теплотворная способность (ккал/кг), влажность (%), зольность (%), содержание общей серы (%), выход летучих (%).

Рекомендуется включить в состав контролируемых параметров содержание углерода в топливе (%) в свете необходимости инвентаризации выбросов парниковых газов.

Первоначальный (входной) контроль качества является обязательным, с учетом параметров, приведенных в сертификате на поставку топлива. Контролируется каждая партия поступающего угля

Качество твердого топлива рекомендуется определять показателями его теплоты сгорания, выхода летучих веществ (V), влажности. (W), серы (S), азота (N), водорода (H), кислорода (O), углерода (C) и другим, указанным в сертификате.

Эксплуатационный контроль качества (периодичность контроля и контролируемые показатели) регулируется соответствующими инструкциями, разработанными на каждой станции, контролируемые параметры устанавливаются исходя из оценки эффективности использования топлива и значимости загрязнителей. Осуществляется химическими лабораториями на каждой электростанции.

Исследования проводятся по утвержденным методикам [97-120].

### **Газообразное топливо**

Газ в качестве топлива используется в газовых турбинах и котлах. Газовые турбины работают преимущественно на попутном газе нефтяных месторождений; котлы, использующие газ, задействованы в основном в системах теплоснабжения городов.

Стандартными показателями контроля качества газа являются следующие параметры: низшая теплотворная способность (ккал/м<sup>3</sup>), содержание азота N<sub>2</sub> (%), содержание углекислого газа CO<sub>2</sub> (%), плотность газа (кг/м<sup>3</sup>).

Контроль показателей качества газа рекомендуется проводить непрерывно ( применение непрерывно действующих регистрирующих и показывающих контрольно-измерительных приборов) или периодически (лабораторные анализы)

### **Жидкое топливо**

**Мазут.**

В зависимости от состава мазута установлены следующие марки:

- 1) легкое топливо - мазут флотский Ф5 и Ф12;
- 2) среднее топливо - топочный мазут марки 40 В и марки 40;
- 3) тяжелое топливо- топочный мазут марки 100 В и марки 100.

В топливосжигающих установках используется топочный мазут, который классифицируется в зависимости от содержания серы: низкосернистый, малосернистый, сернистый, высокосернистый.

Таблица 4.8. Показатели топочного мазута

№ п/п	Наименование показателя	M40	M100	Примечание
1	2	3	4	5
1	Зольность, %	0,04/0,12	0,05/0,14	В числителе - для мазутов 40В и 100В, в знаменателе - для мазутов 40 и 100
2	Массовая доля воды, %, не более	0,3/1,5	0,3/1,5	
3	Массовая доля серы, %			
4	не более, для мазута			
5	-низко сернистого	0,5	0,5	
6	-мало сернистого	1,0	1,0	
7	-сернистого	2,0	2,0	
8	-высокосернистого	3,5	3,5	
9	Теплота сгорания низшая в пересчете на сухое топливо МДж/кг (ккал/кг)			
10	- для малосернистого и сернистого мазутов	40,74 (9700)	40,53 (9650)	
11	- для высокосернистого мазута	39,9 (9500)	39,9 (9500)	
12	Плотность при 20 иС, не более	0,965	0,865	
13	Температура вспышки, иС в открытом тигле, не более	90	110	

Поскольку мазут является достаточно дорогим топливом, использование его на топливосжигающих установках минимально.

Стандартными показателями контроля качества мазута являются следующие параметры: низшая теплотворная способность (ккал/кг), плотность ( $\text{г/см}^3$ ), влажность (%), содержание общей серы (%), вязкость, температура вспышки.

#### 4.6.3. Выбор или смена топлива

Возможность выбора топлива или смены топлива с твердого на жидкое или газ, или с жидкого в газ рассматривается в этом документе «на определенных условиях», поскольку техническая, экономическая и политическая осуществимость выбора или

смены топлива, или выбора в значительной степени определяется местными обстоятельствами. Возможность смены топлива также подлежит стратегической оценке топливной политики на национальном уровне и зависит от доступности на рынке.

В принципе, использование топлива с более низким содержанием золы, серы, азота, углерода, ртути и т. д. является одним из возможных вариантов.

Выбор или смена на топливо с низким содержанием серы, сохранение других основных параметров топлива (например, более низкое содержание теплоты сгорания, золы и влажности) в топливном диапазоне конструкции котла является мерой, которая может значительно снизить выбросы  $SO_2$ .

Естественная десульфуризация может снизить выбросы  $SO_2$  на целых 90 %, например, путем сжигания некоторых низкокачественных лигнитов и торфа с низким содержанием серы и высоким содержанием щелочной золы, что приводит к очень низким выбросам  $SO_2$ , сопоставимым с уровнями, достигаемыми применением общих вторичных методов.

Целью установок для сжигания, расположенных на металлургических заводах, является максимально возможное использование доступных технологических газов, принимая во внимание, что в этом секторе состав и количество сжигаемых топлив/технологических газов могут сильно варьироваться. Технологические газы подаются в установки сжигания в зависимости от их доступности, так как они распределяются в порядке приоритетности для потребляющих заводов в металлургии.

В качестве примера можно привести котлы ст. №1-7Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС», производительностью 420 т/ч, спроектированные на сжигание карагандинского промпродукта. В результате замены угля на экибастузский, производительность котлов снизилась до 380 т/ч, ухудшились экологические показатели: увеличились выбросы в атмосферу и объемы образования золошлаковых отходов.

Тщательный отбор угля является эффективным способом сокращения выбросов в атмосферу и сокращения образования остатков. Использовать топливо с высокой теплотворной способностью и минимальными затратами на транспортировку и обработку является экономически выгодным.

## **4.7. Мониторинг выбросов в атмосферный воздух**

### **4.7.1. Общие принципы мониторинга и контроля эмиссий**

Мониторинг выбросов в атмосферный воздух является составной частью производственного экологического контроля, назначение и цели которого установлены статьей 186 Экологического кодекса Республики Казахстан, 2021г.

Проведение производственного экологического контроля обязательно для объектов I и II категорий

Анализ мониторинга в обычных условиях эксплуатации может осуществляться посредством прямых измерений (например, прямого тестирования источника) или с использованием расчетных методов. Прямые измерения могут быть непрерывными или периодическими. В необычных условиях эксплуатации используются расчетные методы.

Минимальная частота мониторинга в обычных условиях эксплуатации зависит от вида загрязняющего вещества, сжигаемого топлива, мощности установки, практики мониторинга и применяемых методов снижения выбросов.

В настоящем разделе представлена общая информация о производственном мониторинге эмиссий в окружающую среду.

#### **4.7.2. Компоненты мониторинга**

Наиболее распространенные контролируемые вещества в составе выбросов в атмосферу, измеряемые на крупных топливосжигательных установках или рассчитанные с использованием коэффициентов выбросов и других методов:

- неорганизованные выбросы пыли от топливного хозяйства;
- пыль в выбросах из дымовых труб (включая  $PM_{10}$  и  $PM_{2.5}$ );
- оксиды серы ( $SO_x$ );
- оксиды азота ( $NO_x$ );
- окись углерода (CO);
- диоксид углерода ( $CO_2$ ).

#### **4.7.3. Исходные условия и параметры**

Для выбросов в атмосферу определяются следующие параметры дымовых газов для преобразования концентраций выбросов, полученных в стандартных условиях, то есть 273 К, 101.3 кПа, эталонного уровня кислорода и сухого газа:

- объемный расход дымовых газов (для расчета концентрации и массового расхода);
- температура дымовых газов;
- содержание водяного пара в дымовом газе;
- статическое давление в газоходе;
- атмосферное давление;
- период мониторинга/период усреднения;
- содержание кислорода.

В дополнение к вышеперечисленным параметрам для эффективной работы установки сжигания и системы очистки дымовых газов могут быть необходимы дополнительные измерения определенных параметров (таких как напряжение и

электричество (электрофильтры), перепад давления (рукавные фильтры), рН орошающей воды (скрубберы) и концентрации загрязняющих веществ на различных установках в газоходах (например, до и после пылегазоочистки).

#### **4.7.4. Места отбора проб**

Места отбора проб регулируются соответствующими стандартами.

Места отбора проб должны быть расположены в определенном месте (секции) газохода, где ожидаются характерные условия установившегося потока и концентрации загрязняющих веществ.

Секция измерения/отбора проб - это участок определенной длины, который включает в себя измерительную плоскость(плоскости).

Плоскость измерения/отбора проб - это плоскость, нормальная к осевой линии газохода в положении отбора проб.

Точка измерения/отбора проб (также называемое место измерения/отбора проб) - это место в газоходе отходящих газов в области плоскости (плоскостей) измерения, в котором непосредственно происходят измерения или извлекается поток пробы.

Место измерений должно быть легкодоступным и соответствующим образом обустроено: оборудовано площадками обслуживания, измерительными портами и источниками питания. Если площадки обслуживания расположены за пределами здания, они должны иметь погодное укрытие, с достаточным рабочим пространством.

Для топливосжигающих установок, место измерения, как правило, - это газоход котла после дымососа на входе уходящих газов после очистки в дымовую трубу.

Непрерывные измерения обычно ограничиваются измерением/отбором проб в одной точке. Для этой цели необходимо предусмотреть процедуру определения наилучшей доступной точки измерения/отбора проб на основе измерений сетки в контролируемой плоскости.

#### **4.7.5. Мониторинг выбросов**

Мониторинг выбросов осуществляется для определения количества загрязняющих веществ в дымовых газах, с тем чтобы:

- проверить соблюдение предельных значений выбросов разрешения;
- чтобы уведомить уполномоченный орган;
- чтобы контролировать процессы сжигания или системы пылегазоочистки;
- и/или для прогнозирования воздействия установки или процесса на окружающую среду.

Как было сказано выше, мониторинг выбросов осуществляется на основе непрерывных и периодических измерений

Непрерывные измерения выполняются с помощью автоматизированной системы мониторинга (АСМ), которая устанавливается постоянно на объекте для непрерывного мониторинга выбросов.

Периодическое измерение - определение измеряемой величины через определенные интервалы времени.

В таблице 4.9 представлен обзор важных характеристик непрерывных и периодических измерений, включая преимущества и недостатки.

Таблица 4.9. Сравнение характеристик непрерывных и периодических измерений

№ п/п	Характеристика	Непрерывное измерение	Периодическое измерение
1	2	3	4
1	Период отбора проб	Измерение охватывает все или большую часть времени, в течение которого происходят выбросы веществ	Результаты долгосрочной картины выбросов.
2	Скорость	Почти всегда результаты в реальном времени	Результаты в реальном времени, если используются инструментальные анализаторы; отсроченные результаты, если используется ручной метод с лабораторным конечным методом
3	Усреднение результатов	Результаты непрерывно собираются и могут быть усреднены за определенный период, например, 30 минут, 1 час или 24 часа	Результаты за период отбора проб, обычно от 30 минут до нескольких часов
4	Калибровка и регулирование	Для АСМ требуется калибровка по стандартному эталонному методу и регулировка с использованием сертифицированных эталонных материалов в интервале технического обслуживания	Стандартные эталонные методы могут использоваться для периодических измерений; это могут быть ручные или автоматизированные методы
5	Аккредитация	Обеспечение качества калибровки и обслуживания АСМ в соответствии с установленными требованиями Республики Казахстан	Обеспечение качества для периодических измерений в соответствии с установленными требованиями Республики Казахстан
6	Сертификация оборудования	Возможна сертификация оборудования	Доступна сертификация переносного оборудования
7	Инвестиционные затраты *	Выше, чем стоимость оборудования для периодического мониторинга. 105 000 евро	Ниже, чем стоимость АСМ 6500 евро
8	Эксплуатационные расходы *	Обычно выше, чем затраты на периодические измерения, 32 800 евро/год	Обычно ниже, чем затраты на АСМ 4000 евро/год

\* JRC Reference Report on Monitoring of Emissions to Air and Water from IED Installations, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU, Integrated Pollution Prevention and Control, 2018г.

Уточняются.

В дополнение к таблице 4.9, при принятии решения об использовании непрерывных или периодических измерений, могут быть приняты во внимание следующие аспекты:

- экологическая значимость выбросов;

- экологический риск, связанный с превышением ПДВ;

- изменчивость уровней выбросов, в частности, если они близки к ПДВ;

- юридические требования (например, в национальном законодательстве, заключения НДТ);

- местные условия (например, стандарты качества воздуха);

- доступность и надежность оборудования (например, непрерывные измерения могут быть невозможны при определенных условиях, таких как высокое содержание водяного пара или пыли в отходящих газах);

- требуемая неопределенность измерения;

- необходимость постоянного мониторинга и/или контроля рабочих условий, включая систему борьбы с загрязнением;

- реакция населения.

В Европейском Союзе непрерывные измерения обязательны для крупных установок сжигания с общей номинальной тепловой мощностью 100 МВт или более (например, для SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и пыли), причем разработаны условия, определяющие, при каких обстоятельствах непрерывные измерения могут быть заменены периодическими измерениями.

В некоторых государствах-членах ЕС (например, Бельгия, Дания, Франция, Германия и Португалия), установлены пороговые значения массового расхода для принятия решения о необходимости непрерывных измерений.

В других государствах-членах ЕС (например, в Нидерландах и Соединенном Королевстве) используется подход, основанный на оценке риска, который рассматривает увеличение выбросов в результате отказа оборудования газоочистки в качестве основы для требования непрерывных измерений

Вышеупомянутые аспекты и примеры могут помочь решить, какой мониторинг более уместен: непрерывный или периодический. При этом установки, выводимые в реконструкцию, должны быть освобождены от требования по непрерывному мониторингу.

Исходя из представленных примеров, можно рекомендовать единичную мощность топливосжигающей установки на угле в Казахстане, для которой непрерывный мониторинг является обязательным - более 100 МВт. При этом установки, выводимые в реконструкцию, должны быть освобождены от требования по непрерывному мониторингу.

#### **4.7.6. Периодический мониторинг**

Периодические измерения - это определение измеряемой величины с заданными временными интервалами в случае выбросов в атмосферу. Для этих измерений образец дымового газа извлекается из газохода, и загрязняющее вещество анализируется мгновенно с помощью переносных измерительных систем или впоследствии в лаборатории.

Количество последовательных индивидуальных измерений в одной серии измерений должно быть указано в соответствии с целью измерения и в отношении стабильности нагрузки. При измерении стабильного выброса наилучшей практикой является получение как минимум трех выборок последовательно в одной серии измерений.

#### **4.7.7. Непрерывный мониторинг. Места отбора проб**

В целом непрерывные прямые измерения являются наиболее точным и предпочтительным методом мониторинга выбросов. Возможно непрерывное отслеживание выбросов ряда компонентов в газах, и в некоторых случаях точные концентрации ( $\text{мг/нМ}^3$ , ч/млн) могут предоставляться в отчете непрерывно или в виде средних значений в течение согласованных периодов времени (раз в полчаса, ежедневно и т. д.). Непрерывный мониторинг эффективен тогда, когда он хорошо организован и для его проведения имеется обученный персонал. То есть условием возможности проведения непрерывного мониторинга является:

- 1) сертифицированное измерительное оборудование;
- 2) наличие обученного персонала для управления оборудованием (для процедур калибровки и т. д.).

При выборе оборудования следует учитывать изменение рабочих параметров, например, избыточное/пониженное давление в дымовом газе, колебания давления, температуру дымовых газов и т. д. В этих случаях прерывистые измерения, например, измерения, где это целесообразно, являются предпочтительными.

#### **4.7.8. Расчетный мониторинг с использованием косвенных параметров**

Косвенные параметры являются измеряемыми или расчетными параметрами, которые могут использоваться вместо прямых измерений конкретных значений загрязняющих веществ. Использование косвенных параметров, как индивидуально, так и в сочетании, может обеспечить достаточно надежную картину образования загрязняющих веществ в процессе сжигания и количества их выбросе в атмосферу.

Системы прогнозного мониторинга выбросов представляют собой системы, используемые для определения концентрации выбросов загрязняющего вещества на основе его взаимосвязи с рядом характерных непрерывно контролируемых параметров технологического процесса (например, расход дымового газа, соотношение

воздух-топливо) и данных о количестве сжигаемого топлива и его качестве (например, содержание серы) источника образования выбросов (котельный агрегат, газовая турбина или двигатель)

Системы прогнозного мониторинга выбросов используются с некоторыми газовыми турбинами для определения выбросов  $\text{NO}_x/\text{CO}/\text{CO}_2$ . Эти системы компьютеризированы и основаны на учете ряда переменных процесса, таких как расход топлива, температура горения, давление окружающей среды/температура и т. д. Затем параметры обрабатываются с помощью алгоритма, специфичного для каждой установки, для получения соответствующих концентраций загрязняющих веществ в выбросах в атмосферу и массовых выбросах. Системы обычно откалиброваны путем прерывистого мониторинга один раз в год и, как было отмечено, являются очень точными. Существуют также «частные» пакеты программного обеспечения с некоторыми пакетами, имеющимися в продаже.

Анализ топлива может использоваться для прогнозирования выбросов таких соединений, как  $\text{SO}_2$  или  $\text{CO}_2$ , и таких элементов, как металлы и другие загрязняющие вещества, на основе материального баланса, если измеряется расход топлива. Данные о содержании некоторых элементов, таких как сера и металлы в топливе, можно затем использовать для расчета.

## **4.8. Мониторинг водопользования и сбросов в водные объекты**

### **4.8.1. Контроль объемов водопользования**

Контроль за водопользованием на ТЭС должен обеспечивать:

систематические данные об объемах забираемой воды (поверхностной, артезианской, водопродной) и оценку их соответствия установленному лимиту забора (изъятия) водных ресурсов;

систематические данные об объемах используемой и возвратной воды; -оценку состава и свойств исходных вод в местах собственных;

водозаборов, фоновых и контрольных створах водных объектов, принимающих сточные воды;

оценку состава и свойств сточных вод и соответствия их установленным нормативам НДС и договоров водоотведения;

исходные данные для формирования отчетности ТЭС по установленным формам.

Контроль водопользования на ТЭС организуется в соответствии с требованиями Водного кодекса Республики Казахстан.

Измерение расходов воды производится в пунктах учета на каждом водозаборе и выпуске сточных вод, а также в системах оборотного водоснабжения и точках передачи воды другим организациям.

Выбор водоизмерительных приборов и устройств определяется их назначением, величиной измеряемых расходов воды, производительностью водозаборных и водосбросных сооружений. Водоизмерительные приборы должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений.

В основном объемы воды, забираемой из природных источников или от сторонних организаций, отводимых сточных вод измеряются непрерывно с помощью счетчиков воды. Исключение составляют объемы воды, используемые прямоточными системами охлаждения, циркуляционной воды в оборотных системах охлаждения и гидрозолоудаления. Эти объемы составляют десятки и сотни тысяч кубических метров в час, как правило, транспортируются по открытым каналам, что делает их измерение проблематичным как в части обеспечения необходимой точности измерений, так и с точки зрения стоимости средств измерения. Поэтому по согласованию с уполномоченным территориальным органом в случае отсутствия технической возможности установки средств измерений объем забранной воды (сбрасываемых сточных вод) определяется исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов.

#### **4.8.2. Контроль качества сточных вод**

Контроль сточных вод, отводимых в водный объект или сторонним организациям (в том числе в централизованные системы водоотведения), должен обеспечивать достоверную информацию об их количестве и качестве.

При повторном использовании сточных вод на ТЭС объем их контроля определяется внутренними инструкциями энергопредприятий.

По характеру, источнику загрязнения и качественному составу производственные сточные воды ТЭС, которые могут отводиться без или после очистки в окружающую среду или централизованные системы водоотведения, делятся на следующие виды:

- сточные воды прямоточных и оборотных систем охлаждения основного и вспомогательного технологического оборудования (конденсаторов, газоохладителей, маслоохладителей турбин, тягодутьевых машин, насосов и др.);

- сточные воды водоподготовительных установок;

- сточные воды, содержащие нефтепродукты (от хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажные воды производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты);

- сточные воды систем гидрозолоудаления;

- поверхностный сток с территории промплощадки (кровли зданий и сооружений, асфальтобетонные покрытия и грунтовые дороги),

- дренажные воды подземных сооружений, систем понижения уровня грунтовых вод,

сточные воды систем топливоподачи и пылеподавления на ТЭС, работающих на твердом топливе;

сточные воды от консервации и химических очисток оборудования;

обмывочные воды регенеративных воздухоподогревателей (РВП) и конвективных поверхностей нагрева котлов (КПН), работающих на жидком топливе.

Для сточных вод, отводимых в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра рассчитываются нормативы допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ. Нормативы ПДС устанавливаются для каждого выпуска сточных вод. Нормативы допустимых сбросов для оператора устанавливаются в совокупности значений допустимых сбросов для отдельных действующих, проектируемых и реконструируемых источников загрязнения.

Величины норматива допустимого сброса определяются на уровнях, при которых обеспечивается соблюдение соответствующих экологических нормативов качества воды в контрольном створе с учетом базовых антропогенных фоновых концентраций загрязняющих веществ в воде.

Если в одном водовыпуске смешиваются сточные воды различных технологических схем, то нормируются показатели общего (объединенного) потока с учетом всех составляющих.

Отбор проб сточных вод осуществляется согласно установленным правилам. Как правило, определения показателей выполняются силами химических лабораторий ТЭС. Необходимый объем контроля по микробиологическим показателям, входящим в норматив допустимого сброса микроорганизмов в водный объект, выполняется как правило, лабораториями Минздрава РК.

Контроль проводится в соответствии с методиками измерений, включенные в Реестр, которые аттестованы в соответствии с требованиями и допущены для целей государственного экологического контроля.

### **Сточные воды систем охлаждения**

Сбросные воды систем охлаждения по своему составу относятся к категории «нормативно чистых без очистки» вод и какой-либо очистке не подвергаются. Объемы, состав и свойства стоков систем охлаждения ТЭС определяются типом системы техводоснабжения: прямоточная, обратная с прудом-охладителем, обратная водная с испарительными градирнями, типом и мощностью установленного оборудования.

В сбросных водах систем охлаждения прямоточных и обратных с прудом-охладителем загрязнения сточных вод не происходит, поскольку для таких систем не применяются какие-либо химические реагенты. В то же время возвратные воды имеют повышенную температуру по сравнению с исходной. Кроме того, при охлаждении этими системами маслonaполненного оборудования, сточные воды могут загрязняться нефтепродуктами. В связи с этим, в исходных и сточных водах прямоточных систем охлаждения и обратных систем охлаждения с

продум-охладителем необходимо постоянно контролировать температуру и содержание нефтепродуктов.

В оборотных водяных системах охлаждения происходит постоянное испарение части циркулирующей воды, в результате чего происходит концентрирование содержащихся в ней солей, взвешенных и растворенных веществ. При этом возникает опасность выпадения солевых и механических отложений на теплообменных поверхностях, возрастает коррозионная активность воды. Кроме того, в таких системах создаются благоприятные условия для развития микро- и макроорганизмов. Для предотвращения этих негативных явлений осуществляют постоянную замену части циркуляционной воды (подпитка и продувка) и часто осуществляют коррекционную обработку циркуляционной воды химическими реагентами различного назначения: кислотами или известью с целью регулирования рН, биоцидами, ингибиторами коррозии, солевых и механических отложений.

Перечень контролируемых показателей подпиточных и продувочных вод оборотных водных систем охлаждения определяется применяемыми реагентами. Кроме того, контролируются взвешенные вещества, рН, нефтепродукты.

#### **Сточные воды водоподготовительных установок**

Сточные воды различных водоподготовительных установок, служащих для подготовки воды для подпитки котлов, теплосетей, установок для очистки внутристанционных и производственных конденсатов, блочных обессоливающих установок, представляют собой разбавленные растворы нейтральных солей. Все применяемые на ТЭС методы водоподготовки основаны на выделении взвесей и солей из исходной воды, что приводит к ее разделению на 2 потока: чистой обессоленной воды и сточной воды, в которой сконцентрированы вещества, содержащиеся в исходной воде с некоторой добавкой различных реагентов. Качественный состав их зависит от качества обрабатываемой воды (или конденсата) и применяемых реагентов. Стоки ВПУ можно разделить на два основных вида:

сточные воды предочисток (осветлителей, механических фильтров) содержат шламы и механические примеси. Объем стоков зависит от состава исходной воды, схемы предочистки и применяемых реагентов, установленного оборудования:

сточные воды ионитовой части ВПУ, испарительных, мембранных установок, которые содержат соединения примесей обрабатываемой воды и отработанных регенерационных растворов. Объем стоков зависит от производительности ВПУ, применяемой технологии (ионный обмен, мембранные или термические методы), степени повторного использования стоков.

#### **Сточные воды систем гидрозолаудаления**

Химический состав сбросных вод систем ГЗУ определяется видом сжигаемого на ТЭС твердого топлива, способом золоулавливания и золоудаления, временем эксплуатации и степенью замкнутости оборотной системы ГЗУ. Общая минерализация

этих вод представлена преимущественно ионами кальция, сульфат-, гидрокарбонат-ионами, а для ТЭС, сжигающих щелочные топлива, также и гидроксид-ионами.

#### **4.8.3. Контроль воздействий на подземные воды**

Отдельные сооружения и технологические участки ТЭС потенциально могут влиять на состояние подземных вод, например, через фильтрацию загрязненного поверхностного стока с территорий складирования угля, золошлаковых материалов и других отходов, через утечки из трубопроводов и емкостей воды, мазута, химических реагентов, масел, через создание препятствий для естественных потоков грунтовых вод, водообмена через поверхность земли, что может приводить к изменениям режима (уровней, температур) и качества грунтовых вод, приводить к подтоплению земель и сооружений, способствовать развитию карстовых явлений, влиять на несущую способность грунтов, деформациям и разрушениям зданий и сооружений.

Цели производственного контроля воздействий на подземные воды являются комплексными и преследуют не только своевременное обнаружение негативного воздействия производственных сооружений и технологических процессов на грунтовые воды, но и обратного влияния природных процессов на состояние зданий, сооружений и коммуникаций, а также разработки мер по предупреждению такого взаимного влияния.

Задачами наблюдений за режимом подземных вод на тепловых электростанциях являются:

- выяснение условий формирования естественного режима подземных вод (до постройки сооружений), уточнение гидрогеологических условий в районе водопонижительных работ в период строительства;

- прослеживание динамики уровней, температуры и химического состава подземных вод во времени;

- выявление взаимовлияния и взаимосвязи водоносных горизонтов друг с другом и с поверхностными водами;

- оценка характера и динамики взаимовлияния зданий, сооружений тепловых электростанций и подземных вод, в том числе: масштабов и причин обводнения грунтов и подтопления территории; агрессивности подземных вод к бетонным и металлическим конструкциям; загрязнения подземных вод под влиянием эксплуатации электростанций ;

- разработка рекомендаций по использованию результатов наблюдений за режимом подземных вод для организации технического обслуживания и ремонта зданий, сооружений подземных водонесущих коммуникаций и технологического оборудования

Для решения этих задач на ТЭС осуществляется периодический контроль режима подземных вод (режимные наблюдения).

Режимные наблюдения организуются еще до начала возведения тепловой электростанции и продолжаются в процессе ее строительства и эксплуатации.

Для проведения режимных наблюдений на промплощадке ТЭС создается сеть наблюдательных скважин. Скважины стационарной сети проектируются с учетом геологического строения, гидрогеологических условий и размеров территории тепловых электростанций, а также с учетом назначения и компоновки зданий и сооружений. При размещении скважин и определения их количества учитывается следующее:

для выяснения условий формирования подземных вод часть скважин должна располагаться в областях их питания и дренирования (разгрузки), в том числе в местах возможных утечек производственных вод (градирни, накопители жидких отходов, насосные станции, мазутохранилища, главный корпус, здания водоподготовки и др.). Скважины устанавливаются вокруг этих объектов;

если источники питания подземных вод находятся вне территории ТЭС, то часть скважин размещается между объектами электростанции и этими источниками для оценки влияния последних на гидрогеологические и гидрохимические условия территории;

наблюдательные скважины устанавливаются на два или три водоносных горизонта. Наибольшее количество скважин оборудуется на первый от поверхности водоносный горизонт, грунтовые воды которого оказывают непосредственное влияние на подземные части зданий и сооружений (подтопление, агрессивное воздействие) и сами подвергаются воздействию объектов ТЭС (загрязнение, повышение уровней и температуры).

Скважины на второй и третий водоносные горизонты устанавливаются для оценки их взаимовлияния в период строительства и эксплуатации с объектами ТЭС и грунтовыми водами первого от поверхности водоносного горизонта (подтопление, дренирующее воздействие, загрязнение).

Установка скважин на нижние горизонты становится также обязательной, если подземные воды этих горизонтов служат источниками хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Количество наблюдательных скважин на промплощадках определяется с учетом вышеприведенных требований, а также местных техноприродных условий.

Контроль за режимом подземных вод включает наблюдения за уровнем, температурой и химическим составом воды.

Измерения температуры выполняются одновременно с измерением уровня грунтовых вод не реже 4 раз в год (по сезонам). В отдельных случаях производятся учащенные измерения температуры, например, при внезапном повышении уровней

подземных вод, вызванном утечками производственных вод. В этих случаях контроль за температурой подземных вод помогает установить источник утечек.

Контроль за химическим составом подземных вод по наблюдательным скважинам производится в целях выяснения влияния подземных вод на подземные части зданий и сооружений (агрессивность к бетонным и металлическим конструкциям) и изменение физико-механических свойств грунтов оснований, а также влияния ТЭС на состояние подземных водоносных горизонтов. На крупных накопителях отходов и других возможных источниках загрязнения подземных вод (золошлакоотвалах, шламоотвалах, складах химических реагентов, мазутохранилищах и др.) проводят химико-аналитический контроль с периодичностью 2 раза в год. Для контроля используются следующие показатели:

в местах размещения маслonaполненного оборудования, маслохозяйств, мазутных хозяйств - концентрация нефтепродуктов;

вблизи угольных складов - рН, концентрация сульфатов;

вблизи золошлакоотвалов, шламоотвалов - рН, концентрация сульфатов; вблизи складов хранения химических реагентов - концентрации реагентов, хранящихся на складах.

#### **4.9. Методы контроля загрязнения земли/почвы и управления отходами.**

##### **4.9.1. Техники управления отходами**

Государственная экологическая политика в области управления отходами основывается на следующих специальных принципах:

- 1) иерархии;
- 2) близости к источнику;
- 3) ответственности образователя отходов;
- 4) расширенных обязательств производителей (импортеров).

Образователи и владельцы отходов должны применять 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.

Для этой цели могут быть использованы несколько технологий, то есть подготовка отработавших катализаторов для повторного использования (например, до четырех раз для катализатора СКВ в зависимости от механического состояния катализатора и

требуемых характеристик, связанных с выбросами  $\text{NO}_x$  и  $\text{NH}_3$ ), получение энергии путем использования отходов в топливной смеси (например, обогащенных углеродом золы и шламов), получения гипса мокрой сероочистки в качестве побочного продукта для повторного использования в строительном секторе.

**Основным видом отходов**, образуемым топливосжигающими установками на угле - является шлак, удаляемый из нижней части котла твердым или жидким способом.

Оптимизация качества шлака (или топочной золы), образующейся в качестве побочного продукта сжигания, может быть осуществлена посредством сухого обеззоливания и дожигания.

Суть метода состоит в том, что несгоревшие части топлива выходят из котла на конвейерную ленту (сухое обеззоливание), из нижней части котла, и перенаправляются в котел, где они повторно сжигаются (дожигание). Из-за преобладания в котле частичного разряжения, образующиеся дымовые газы удаляются в дымовую трубу.

Сухое обеззоливание позволяет избежать необходимости в отдельной установке очистки сточных вод (уменьшение ХПК) и увеличивает ценность золы за счет снижения содержания углерода. Дожигание также снижает содержание воды в золе.

Воздух, используемый для охлаждения золы, снова поступает в котел, возвращая значительное количество энергии и повышает КПД котла.

Достигнутые экологические преимущества заключаются в сокращении образования отходов, повышении КПД котла, минимальные дополнительные выбросы в результате процесса дожигания, сокращение потребления топлива, улучшение качества золы.

КПД котла по сравнению с традиционным гидравлическим способом удаления шлака повышается на 0,10,2 % для обычного каменного угля и на 0,5 % - для низкосортного угля.

Дожигание применяется для котлов, сжигающих твердое топливо, с твердым шлакоудалением.

На примере одной из установок в Европе: капитальные затраты - около 4,5 млн Евро и операционные расходы около 170 000 евро в год (уровни цен 2010 года).

#### **4.9.2. Методы контроля загрязнения земли/почвы**

Загрязнение почвы и грунтовых вод более широко связано с размещением золошлаковых отходов на золоотвалах и хранилищах нефтепродуктов. Меры по предотвращению или контролю загрязнения почвы/грунтовых вод включаются в систему производственного экологического контроля на основе периодического контроля.

В условиях отсутствия нормативных требований в части контроля почв объем такого контроля на разных ТЭС существенно различается. Некоторые ТЭС не

осуществляют контроля состояния почв. Если контроль осуществляется, то он выполняется на границе санитарно-защитных зон (СЗЗ) и в зонах влияния золоотвалов.

Ниже приведены обобщенные сведения об объемах контроля почв, фактически осуществляемого на ТЭС:

1) на границе СЗЗ промышленной площадки:

газовые станции: 2-3 точки отбора проб, периодичность контроля - 1 - 2 раза в год, показатели: содержание хлоридов, нефтепродуктов, цинка, меди, нитратов, фосфатов, железа;

угольные станции: 2-4 точки отбора проб, периодичность контроля - 24 раза в год, показатели: содержание сульфатов, хлоридов, нефтепродуктов, меди, свинца, цинка, никеля, кобальта, кадмия, железа, марганца, хрома, ванадия, нитратов, фосфатов, рН;

2) в зоне влияния шламоотвалов:

в зоне влияния шламоотвалов, объектов накопления отходов на газовых станциях: 2-3 точки отбора проб, периодичность контроля - 19 раза в год, показатели: содержание хлоридов, нефтепродуктов, цинка, меди, нитратов, фосфатов, железа;

в зоне влияния золошлакоотвалов угольных станций: 2-4 точки отбора проб, периодичность контроля - 4 раза в год, показатели: содержание сульфатов, хлоридов, нефтепродуктов, меди, свинца, цинка, никеля, кобальта, железа, марганца, хрома, ванадия, нитратов, фосфатов, рН.

Контроль осуществляется как сторонними лабораториями, так и собственными лабораториями ТЭС.

Некоторыми ТЭС, кроме инструментального контроля, применяется метод периодического визуального контроля (обходы территории промплощадок и СЗЗ) в целях контроля соблюдения требований природоохранного и земельного законодательства, в том числе в части восстановления нарушенных земель, предупреждения негативных процессов изменений почв, которые могут контролироваться визуально: эрозии, подтопления, заболачивания, захламления, загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

Оценивая целесообразность и результативность производственного экологического контроля почв, можно отметить следующее:

контроль качественных показателей почв на границах СЗЗ газовых ТЭС нецелесообразен и избыточен в полном объеме. Выбросы в атмосферу от организованных источников газовых ТЭС не могут приводить к загрязнению почв, значимые неорганизованные источники выбросов на газовых ТЭС отсутствуют;

на газовых ТЭС отсутствуют шламоотвалы, которые могут существенно влиять на качество почв.

Наиболее массовые отходы газовых ТЭС: шламы водоподготовительных установок, шламы обмывок РВП, очистки мазутных баков, отработанных масел накапливаются либо во влажном состоянии под слоем воды в гидроизолированных накопителях, либо

в закрытых емкостях и не могут загрязнять почвы. Контроль почв в зонах влияния шламоотвалы газовых ТЭС нецелесообразен;

выбросы золы твердых топлив, оксидов серы в атмосферу от угольных ТЭС осуществляются через очень высокие горячие источники (180-320 м) и поэтому области осаждения выбросов составляют, как минимум, десятки километров. Максимальные выпадения золы происходят на расстояниях 10 - 20 высот дымовых труб, то есть значительно выходят за границы СЗЗ (около 1000 м). В связи с этим измерения качества почв на границах СЗЗ угольных ТЭС нерезультативны, не могут свидетельствовать об уровне влияния их выбросов на состав почв;

на угольных ТЭС имеются два вида потенциальных источников загрязнения почв это сооружения топливоподачи, включая угольные склады, и золошлакоотвалы. Это низкие холодные неорганизованные источники выбросов твердых частиц угля и его золы. Инструментальный контроль их выбросов практически невозможен, поэтому для этих сооружений целесообразно проведение производственного контроля их влияния на качественный состав почв. В части объема контроля представляется достаточным измерение 1 раз в год содержания в почве не более 2-3-х веществ, характерных для используемых углей и их зол. Установление единого перечня показателей не представляется возможным из-за разнообразия состава углей и их зол, а также почв. Данные показатели должны выбираться исходя из максимальной разности содержания контролируемого вещества в угле или золе и почве, вещество должно быть внесено в перечень ЗВ, контролируемых государством.

#### 4.10. Техники утилизации ВЭР (вторичных энергетических ресурсов) и иные техники повышения энергоэффективности. Оценка энергоемкости предприятия

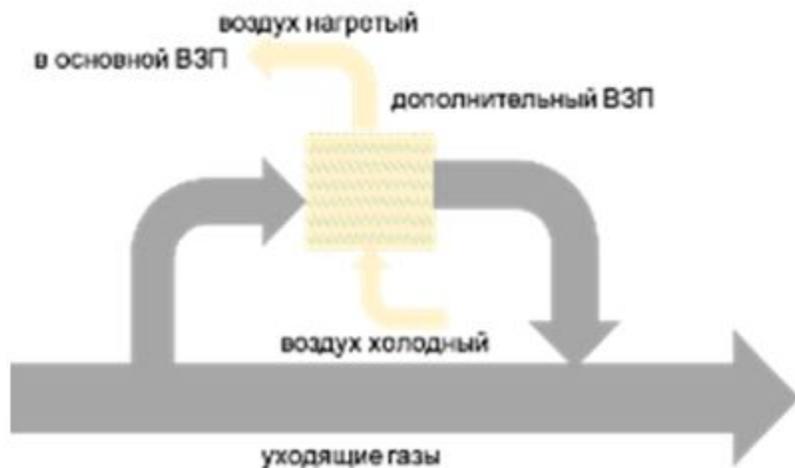


Рисунок 4.46. Схема установки дополнительного воздухоподогревателя на уходящих газах

ВЭР - это энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических установках, который можно частично или полностью использовать для энергоснабжения других потребителей на самом предприятии или за его пределами. ВЭР разделяют на:

горючие, отходы или побочная продукция, которые могут использоваться в качестве топлива;

тепловые, физическое тепло которых может использоваться как теплоноситель (дымовые газы технологических печей, отработанный пар, горячий воздух и др.);

механические, энергия сжатых газов, инерция вращающегося маховика, напор воды из-за разности высот, потенциальная энергия поднятого груза и пр.

В качестве ВЭР могут использоваться вода замкнутого оборотного цикла.

В установках сжигания топлива возможна утилизация тепла уходящих газов за счет установки дополнительного экономайзера, дополнительного воздухоподогревателя и подогревателя сырой воды.

В зависимости от температуры уходящих газов типа КА дополнительный ВЗП может понизить температуру уходящих газов на 30-35 градусов, что сократит расход топлива и соответственно и выбросы загрязняющих веществ. Для БКЗ-160-100Ф при температуре уходящих газов 175 °С, дополнительный ВЗП снизит температуру до 140 °С, мощность дополнительного ВЗП порядка 1,8 Гкал/ч, что даст экономию топлива 3446 т и снизит выбросы золы на 36,9 т, окислов серы на 50,3 т, оксидов азота на 26,5 т, парниковых газов на 4695 т, а также сократится складирование ЗШО на 1410 т.

При такой же мощности 1,8 Гкал/ч дополнительного газовойдяного теплообменника, где в качестве нагреваемой среды будет сырая вода с исходной температурой 5 °С, для подогрева воды до уровня, необходимого для ХВО 30 °С, дополнительный ПСВ должен пропускать не более 60 т/ч воды. На рисунке 4.47 приведена схема выносного теплообменника, где может подогреваться подпиточная вода, обессоленная вода на подпитку котлов и пр.

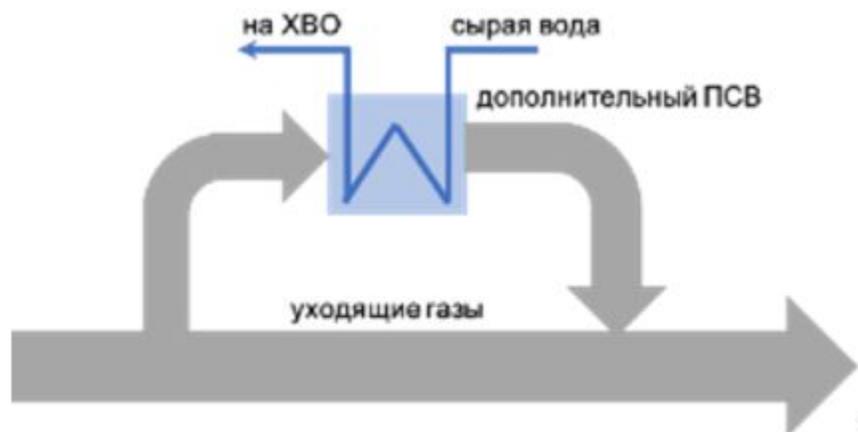


Рисунок 4.47. Схема включения дополнительного ПСВ от уходящих газов

## 5. Техники, которые рассматриваются при выборе наилучших доступных техник

### 5.1. Установка сжигания твердого топлива

Основа электроэнергетики Казахстана - угольная энергетика, установленная мощность которой составляет более 58 % от всей установленной мощности электростанций Казахстана.

Уголь - твердая горючая осадочная порода, образовавшаяся преимущественно из отмерших растений путем их биохимических, физико-химических и физических изменений, является невозполнимым, ограниченным природным ресурсом.

Показателями метаморфизма угля является выход летучих веществ, элементный состав, теплота сгорания, спекаемость, а в низких его стадиях - влажность. По этим показателям все угли разделены на бурые, каменные и антрациты.

Важнейшими теплотехническими характеристиками твердого топлива, определяющие его качество является его элементарный состав. В состав горючей (органической) части топлива входят: углерод (С), водород (Н), сера (S), азот (N) и кислород (О).

Основным горючим компонентом является углерод, теплота сгорания которого составляет 34,4 МДж на 1 кг углерода. В горючей массе топлива содержание углерода составляет от 50 % в древесине до 95 % в антраците. Содержание водорода в горючей массе изменяется в пределах 2-8 %, тепловой эффект при сгорании - 119 МДж/кг Н. Содержание серы в горючей массе изменяется в широких пределах от 0,5 % - для малосернистых углей и до 6 % - для высокосернистых углей, тепловой эффект - 9,3 МДж/кг S, что значительно меньше такового у углерода и водорода. Сера в угле содержится в виде органической, сульфатной и пиритной серы.

Кислород и азот являются внутренним балластом топлива. Содержание кислорода в топливе изменяется в широких пределах, от 2 % в антраците и до 35-40 % в торфе. Содержание азота в топливе обычно незначительно - 0,5-3,0 %.

Зола и влага являются внешним балластом твердого топлива, уменьшающим горючую часть угля, а соответственно, и количество тепла выделяемого при сжигании топлива. На нагрев и испарение влаги, содержащейся в топливе, и перегрев образующихся водяных паров, затрачивается определенное количество теплоты, что приводит к снижению температуры горения.

В энергетике Казахстана в настоящее время используются экибастузский, борлинский, каражыринский каменные угли и майкубенский бурый уголь. При этом, следует отметить, что основной уголь казахстанской энергетики - экибастузский и борлинский являются низкосортными каменными углями: высокозольными, низкорекреационными, с высокоабразивной золой. Данные качества угля приводят к

некоторым проблемам при их сжигании. Так, высокая зольность и низкая реакционность угля приводит к снижению эффективности сжигания угля в котле. Также, низкая реакционность угля приводит к снижению эффективности применения внутритопочных методов по снижению эмиссии оксидов азота. Высокая абразивность золы экибастузского угля приводит к необходимости снижения скорости газов в конвективной шахте котла и соответственно к росту габаритов и металлоемкости таких котлов и т. д.

В таблице 5.1 представлена структура котлоагрегатов паротурбинных тепловых электростанций Казахстана, использующих в качестве топлива - уголь. При этом, котлоагрегаты разбиты на подгруппы по типу ТЭС (КЭС или ТЭЦ) и по параметрам производимого ими пара (давление). Также приводятся данные по количеству котлоагрегатов (ПТУ-паротурбинные установки) для различных параметров пара.

Таблица 5.1. Структура генерирующих мощностей паротурбинных угольных ТЭС Республики Казахстан с пылеугольным сжиганием на 01.01.2019г.

№ п/п	Тип станции и параметры котлоагрегатов	Количество котлоагрегатов	Установленная мощность, МВт <sub>эл</sub>
1	2	3	4
1	КЭС, всего	42	9 983
2	ПТУ 24 МПа	18	7 510
3	ПТУ 13 Мпа	9	1 860
4	ПТУ 9 МПа	16	613
5	ТЭЦ, всего	166	5 594
6	ПТУ 13 МПа	45	3 253
7	ПТУ 9 МПа	71	2 109
8	ПТУ 4 МПа	50	232

Тепло, выделяемое при сжигании угля в топке, используется для нагрева рабочей среды (воды) по пароводяному тракту котла. Полученный пар поступает на паровую турбину, которая в свою очередь, вращает турбогенератор, вырабатывающий электроэнергию.

Помимо технологии полного сжигания угля в топке котла (паротурбинная технология выработки электроэнергии), получает развитие и парогазовая технология производства электроэнергии с использованием угля. Технология заключается в газификации угля (воздушная, паровоздушная, парокислородная) в газификаторе под давлением (слоевой газификатор, газификатор с кипящим слое, в спутном потоке и т. д.) с образованием горючего газа (синтез-газ) содержащего СО, Н<sub>2</sub>, СН<sub>4</sub> и другие углеводороды. После очистки синтез-газ подается в камеры сгорания газовой турбины, вращающей турбогенератор (производство электроэнергии в газотурбинном цикле),

сбросные газы после газовой турбины (с температурой 400-600 йС) поступают в паровой котел-утилизатор. Образующийся в котле-утилизаторе пар подается на паровую турбину, соединенную с турбогенератором (производство электроэнергии в паротурбинном цикле). Такое двухступенчатое использование тепловой энергии топлива, приводит к повышению эффективности его использования.

Выбор технологии сжигания угля при проектировании угольной станции определяется мощностью станции, доступностью топлива, качеством топлива, его теплотехническими характеристиками, требованиями по эмиссии загрязняющих веществ и т. д.

### 5.1.1. Особенности установки

В современной топочной технике нашли применение и развиваются три основных принципа сжигания угля: слоевое сжигание крупнокускового угля, сжигание в псевдоожигенном (кипящем) слое дробленного угля, пылеугольное факельное измельченного угля.

При этом каждый из этих принципов в свою очередь подразделяется на ряд разновидностей. Например:

1. Слоеое сжигание крупнокускового топлива в плотном слое на колосниковой решетке, подразделяется на одноступечатое сжигание - слоеое, факельно-слооеое сжигание.

2. Пылеугольное сжигание в камерных топках на факельное, вихреое, циклонное.

3. Сжигание в псевдоожигенном слое на пузырьковый кипящий слой-ПКС, циркулирующий кипящий слой - ЦКС.

Также пылеугольное сжигание и сжигание в кипящем слое может осуществляться при атмосферном и повышенном давлении.

Различие принципов сжигания заключается в аэродинамике и механике двухфазного потока, составляющих основу топочного процесса. Организация указанных методов сжигания угля связана с гранулометрическим составом топлива и соотношением силы тяжести топлива и аэродинамических сил.

На рис. 5.1 представлена схема взаимодействия газового потока с твердой фазой. На дутьевой решетке находится слой твердого топлива, через дутьевую решетку и слой продувается воздух. В случае, когда размеры частиц топлива и скорость воздуха выбраны так, что сила тяжести частиц больше аэродинамической силы, возникающей при движении воздуха в слое, он лежит неподвижно на решетке, где при соответствующих температурных условиях протекает слоеое сжигание угля - позиция а).

При незначительном превышении скорости дутья, называемой скоростью минимального псевдоожигения -  $U_{mf}$  (при этом весь подаваемый воздух фильтруется

сквозь слой в виде непрерывного потока - непрерывная фаза, наступает режим однородного псевдооживления - позиция б).

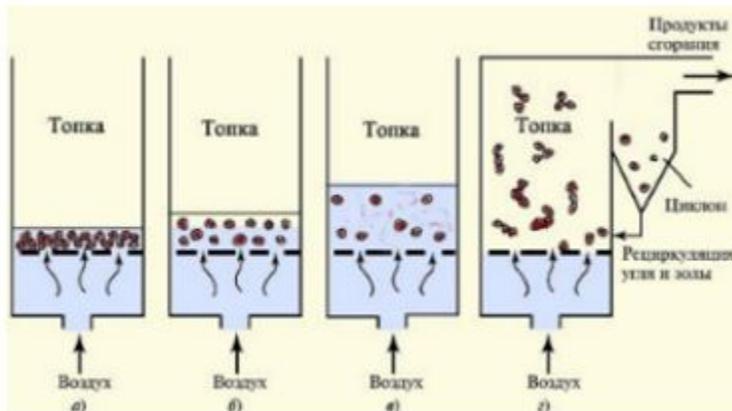


Рисунок 5.1. Основные технологические схемы сжигания угля в топочной технике

При дальнейшем возрастании скорости в слое происходит неоднородное псевдооживление, характеризуемое появлением газовых пузырей воздуха, прорывающихся сквозь слой - прерывная фаза - позиция в). В прерывной фазе количество воздуха равно избытку воздуха, который необходим для перехода слоя в состояние равномерного псевдооживления. Это, так называемый, пузырьковый кипящий слой (ПКС).

Дальнейшее увеличение скорости газа приводит к тому, что при превышении некоторой скорости, которая называется второй критической, начинается вынос частиц из слоя. Данная скорость, при которой сила тяжести частицы равна силе аэродинамического воздействия восходящего потока на частицу является скоростью витания -  $U_{\text{вит}}$ . Увеличение скорости газового потока сверх  $U_{\text{вит}}$  приводит к выносу частиц из слоя, что приводит к уменьшению перепада давления слоя. При этом видимая верхняя граница кипящего слоя исчезает и происходит горение частиц топлива во всем объеме камеры с интенсивным перемешиванием. При увеличении скорости газа сверх второй критической в рассматриваемой системе наступает режим пневмотранспорта твердых частиц, при котором аэродинамические силы намного превышают силу тяжести, действующую на частицу. Для топочной техники эти аэродинамические режимы характеризуют факельные пылеугольные котлы с многообразными разновидностями их конструкций. Конечно, пылеугольное сжигание организуется несколько по-другому, но здесь речь идет только об организации соответствующей аэродинамики двухфазного потока (твердые частицы и газ) в топке.

Установка на выходе из топки какого-либо золоулавливающего устройства, улавливающего из газового потока, выходящего из топки, частиц недогоревшего угля и частиц золы и организация их рециркуляции на дожигание обратно в топку приводит к

организации технологии сжигания угля в циркулирующем кипящем слое (ЦКС), разновидности ПКС.

#### **5.1.1.1. Слоевое сжигание**

При сжигании в плотном слое твердое топливо, загруженное слоем определенной толщины (высоты) на колосниковую решетку, поджигается и продувается (как правило, снизу-вверх). Основное горение происходит в слое, образованном кусками топлива. Над слоем в объеме топочной камеры горят летучие вещества, выделяющиеся из топлива в процессе его прогрева ( $H_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$  и др.), а также догорают мелкие частицы, выносимые из слоя потоком воздуха и продуктов сгорания. Скорость газоздушного потока в слое ограничивается пределом устойчивости его залегания. Увеличение скорости воздуха (а, следовательно, и скорости дымовых газов) сверх определенного предела вызывает взрыхление слоя, так как воздух, прорывающийся через слой в отдельных местах, образует кратеры. Поскольку в слой всегда загружается полидисперсное топливо, то это приводит к выносу большого количества более мелких частиц топлива, которые не успевают догореть в объеме топки, что вызывает увеличение потерь теплоты с механическим недожогом.

Для дожигания выносимой из слоя в топочный объем мелкодисперсной угольной пыли и продуктов неполного сгорания ( $H_2$ ,  $CO$ ) осуществляется подача дополнительного воздуха над слоем топлива.

Следует отметить, что котлы со слоевым сжиганием угля в электроэнергетике не используются, поэтому в данном разделе рассматриваться не будут.

#### **5.1.1.2. Факельное (пылеугольное) сжигание**

Все угольные ТЭС Казахстана используют технологию пылеугольного сжигания и оснащены котлами с камерными топками. В основу факельных (камерных) топок положен принцип, при котором пылеугольное топливо вдувается в топку котла через горелки вместе с необходимым для горения воздухом. При этом, весь воздух (первичный и вторичный) может подаваться в топку полностью через топливные горелки, либо часть воздуха без топлива может подаваться в топку через специальные сопла (фурмы), реализуя при этом двух-, или трехступенчатое сжигание, а также при определенной организации дутья - вихревое сжигание.

Подаваемый воздух и образующиеся в процессе горения угля дымовые газы транспортируют угольные частицы через образующийся факел горящего топлива через всю топку котла, при этом процесс сгорания топлива на выходе из топки должен быть закончен. Температура в ядре факела достигает 1300-1500 °С. Для обеспечения полного

выгорания при непродолжительном времени пребывания топлива в реакционном пространстве топочного пространства (до 4 сек), твердое топливо перед поступлением в топку предварительно подсушивают и измельчают до пылевидного состояния.

Одним из показателей качества пылеприготовления или глубина измельчения в энергетике в основном характеризуется остатком на ситах  $R_{90}$ . При этом необходимая глубина измельчения определяется типом угля. Обеспечение необходимой тонины помола обеспечивается соответствующим подбором пылеприготовительных систем - мельниц.

Твердое топливо измельчается в мельничных устройствах и вдувается в топочную камеру через пылеугольные горелки. Конструкции горелок чрезвычайно разнообразны, так как диапазон изменения теплотехнических характеристик углей очень велик. Тем не менее, практически во всех пылеугольных горелках определенная часть воздуха, предназначенная для подсушки и транспортировки угольной пыли к горелке, смешивается с топливом до поступления в топку (первичный воздух), а оставшаяся часть (вторичный воздух) смешивается с аэросмесью уже после выхода из горелки, т. е. в топочном объеме.

При факельном сжигании угольной пыли летучие вещества, выделяющиеся в процессе ее прогрева и термического разложения, сгорают в факеле горелки с использованием кислорода первичного воздуха. При этом горение этого факела способствует разогреву твердых частиц (кокса) до температуры воспламенения, а также стабилизирует факел в топке. Первичный воздух должен обеспечить сжигание летучих, поэтому его количество определяется выходом летучих веществ. Горение же коксовых частиц происходит, в основном, за счет кислорода вторичного воздуха

Основными преимуществами сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии являются следующие:

- высокий КПД сжигания твердого топлива, включая низкосортные;

- практически неограниченная единичная мощность котла;

- полная механизация и автоматизации топочного процесса;

- повышенная эксплуатационную надежность агрегата.

Недостатками сжигания топлива в пылевидном состоянии являются:

- большое количество оборудования системы пылеприготовления;

- повышенный расход электроэнергии пылеприготовления (до 2535 кВт·ч/т) в зависимости от применяемой системы пылеприготовления;

- низкие ( $0,1...0,3$  МВт/м<sup>3</sup>) объемные плотности тепловыделения в топке (концентрация топлива 2030 г/м<sup>3</sup>).

### **Пылеприготовление топлива на ТЭС**

Тонкость помола твердого топлива для обеспечения эффективного его выгорания в топке пылеугольного котла зависит в основном от типа сжигаемого топлива, его

реакционной способности. Для самого низкорекреационного угля - антрацита величина  $R_{90} = 67 \%$ , для тощих углей  $R_{90} = 810 \%$  и для каменных углей  $R_{90} = 2025 \%$ . для бурых углей  $R_{90} = 5560 \%$ . Для каменного экибастузского угля оптимальная тонина помола составляет  $R_{90} = 1215 \%$ .

Для пылеприготовления на ТЭС используются следующие типы мельниц.

1. Шаровая барабанная мельница (ШБМ). ШБМ - универсальная мельница, обеспечивающая размол и одновременную сушку любого вида твердого топлива, получение пыли любой необходимой тонкости помола, достижение большой единичной мощности, безаварийную работу при попадании в мельницу вместе с углем механических предметов.

Вместе с тем система пылеприготовления ШБМ состоит из ряда громоздких и сложных узлов и деталей, характеризуется высокими удельными расходами электроэнергии до 2035 кВт-ч/т в зависимости от типа угля.

2. Среднеходные мельницы. Среднеходные мельницы выполняются шаровыми (МШС) либо валковыми (МВС). Измельчение топлива в среднеходных мельницах происходит раздавливанием кусков угля вращающимися стальными шарами в МШС и коническими валками в МВС.

3. Молотковые мельницы. Мельницы данного типа относятся к классу быстроходных и используется в системах с прямым вдуванием. Частота вращения ротора находится в пределах 735980 об/мин. Основными недостатками молотковых мельниц является сравнительно быстрый износ бил и необходимость их замены через 300600 ч работы. Расход электроэнергии на 1 т помола 512 кВт-ч.

4. Мельница-вентилятор. Мельница-вентилятор осуществляет размол топлива и одновременно подсасывает сушильный агент и транспортирует готовую пылевоздушную смесь по пылепроводам к горелкам котла. Мельницы-вентиляторы применяются для размолки мягких влажных бурых углей и фрезерного торфа. Единичная производительность мельницы вентилятора на буром угле более 100 т/ч. Расход энергии на помол 610 кВт-ч/т

### **Пылеугольные горелки и схемы их расположения в топке**

Пылеугольные горелки используются для ввода угольной пыли и воздуха в топку, организации эффективного и бесшлаковочного режима сжигания угля, устойчивого зажигания факела. На пылеугольных ТЭС для сжигания угольной пыли применяют два основных типа горелок: вихревые и прямоточные.

Вихревыми называют горелки, у которых первичный или вторичный воздух закручиваются специальными завихрителями. Закручивание потоков достигается при помощи улиток, устанавливаемых на входе в горелку, или лопаток, устанавливаемых в

горелке аксиально или тангенциально в потоке первичного или вторичного воздуха. В зависимости от способа ввода первичного (с пылью) и вторичного воздуха горелка получает свое название.

На рис. 5.2 представлена прямоточно-улиточная вихревая горелка ОРГРЭС, т. е. аэросмесь (первичный воздух с пылью) подается через центральную трубу прямоточно без закручивания, а вторичный воздух закручивается улиткой 6. На конце центральной трубы установлен подвижный чугунный наконечник 3 в виде конуса-рассекателя, который обеспечивает необходимое «раскрытие» горелочного факела и подсос горячих топочных газов к корню факела, что интенсифицирует воспламенение топлива. Вторичный воздух, подаваемый через улитку, выходит в топку завихренным через кольцевое пространство, образуемое наконечником и обмуровкой. Для растопки, а также при необходимости подсвечивания пылеугольного факела в корпусе горелки имеется отверстие для установки мазутной форсунки.

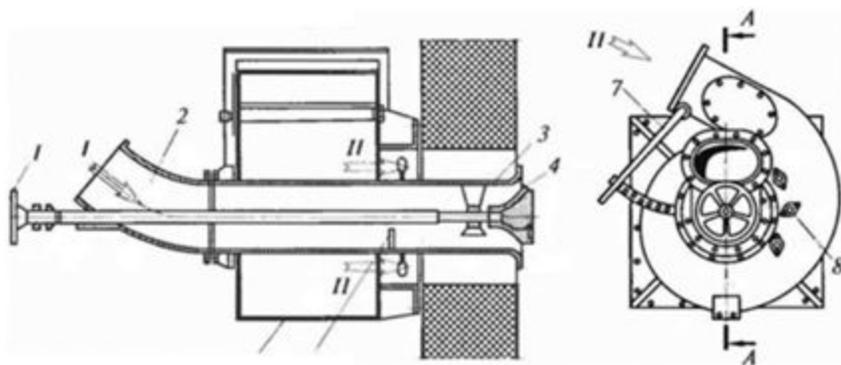


Рисунок 5.2. Вихревая пылеугольная горелка ОРГРЭС

На рис. 5.3 схематически представлена прямоточно-щелевая горелка прямоугольной формы. Прямоточные горелки подают в топку чаще всего параллельные струи аэропыли и вторичного воздуха. Такие горелки выполняются с внешним 1 и внутренним 2 вводом вторичного воздуха. В прямоточно-сопловых горелках ввод аэросмеси и вторичного воздуха осуществляется отдельно через круглые сопла (рис. 5.3 б).

Перемешивание струй определяется главным образом взаимным расположением горелок на стенах топки и созданием необходимой аэродинамики струй в объеме топки.

Горелки котла устанавливаются в один или два яруса.

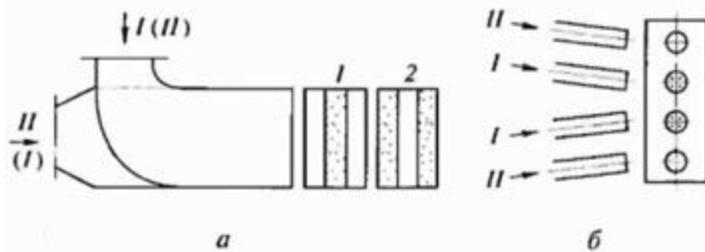


Рисунок 5.3. Принципиальная схема прямоточных горелок

Полнота сгорания топлива, условия эксплуатационнонадежной работы топки в значительной степени определяются размещением пылеугольных горелок. Наибольшее распространение для камерных топков получили способы фронтального, встречного и углового расположения горелок.

При фронтальном расположении горелок (горелки установлены на одной стенке котла-фронтальной) для предотвращения шлакования противоположной стенки котла, используются горелки с коротким горелочным факелом.

При встречном расположении горелок (горелки установлены на боковых стенках котла либо прямо навстречу друг другу, либо со смещением - используются в основном щелевые горелки) - наблюдается более равномерное заполнение топки горящим факелом, предотвращается шлакование экранных поверхностей котла.

При угловом расположении горелки установлены либо по углам топочной камеры, либо на противоположных стенках котла (не менее 2-х горелок), при этом потоки аэросмеси и вторичного воздуха направлены по касательной к воображаемой окружности в центре топки, аэросмесь - к меньшей, вторичного воздуха - к большей. Конструкция некоторых горелок позволяет автоматически менять направление для регулирования температуры в топке, для поддержания температур острого и промперегретого пара.

### **Шлакоудаление на пылеугольных котлах.**

Пылеугольные топки в зависимости от способа удаления шлака из топки подразделяются на котлы с твердым (ТШУ) и жидким (ЖШУ) шлакоудалением. Обычно доля золы, выносимой газами из топки котлов с ТШУ, составляет 85 - 95 %, из котлов с ЖШУ - 5 - 15 %. Котлы с ЖШУ используются в основном при углях с низким содержанием летучих, в основном при сжигании антрацита. В Казахстане, среди энергетических углей - антрацит отсутствует, поэтому котлы с ЖШУ не используются. Все котлы в Казахстане с факельным сжиганием - только с твердым шлакоудалением.

Из таблицы 5.1 видно на конденсационных ТЭС Казахстана установлены 18 котлов со сверхкритическим давлением (8 котлов для восьми дубль блоков по 300 МВт и десять котлов блоков 500 МВт), максимальная мощность котлов СКД составляет 1650 т/ч (ЭГРЭС 1 и ЭГРЭС-2). На ТЭЦ РК установлены 116 котлов давлением 914 МПа, производительностью 160670 т/ч.

На крупных современных котлах конденсационных энергоблоков для контроля эмиссии оксидов азота используются ряд методов: низкоэмиссионные горелки, двух-, трехступенчатое сжигание и другие. Десульфурация дымовых газов не осуществляется. Для контроля выбросов золы устанавливаются современные электрофилтры.

### **Сжигание угля в псевдооживленном (кипящем) слое**

Одной из ряда перспективных технологий, в части котельной техники, способных решить проблемы стоящие перед угольными ТЭЦ Казахстана при сжигании низкосортных углей (низкорекционных, высокозольных, высокосернистых, с неблагоприятной минеральной частью, различных отходов, включая отходы углеобогащения и другое), является технология низкотемпературного сжигания твердого топлива в котлах с кипящим слоем, подразделяющиеся на котлы пузырьковым кипящим слоем (ПКС) и на котлы с циркулирующим кипящим слоем - ЦКС.

Стремление к низкотемпературному сжиганию объясняется принципиальной возможностью снижения вредных выбросов в дымовых газах, по сравнению с широко применяемыми высокотемпературными процессами горения. При этом удовлетворяются жесткие санитарные нормы по оксидам серы и азота без применения дорогостоящих схем газоочистки.

Помимо этого, при пониженной температуре топочного процесса возгонка минеральной части (золы) топлива минимальна и, следовательно, минимальны загрязнения поверхностей нагрева, а оксиды серы и "кислые соединения" других элементов типа хлора и фтора могут подавляться активными сорбентами золы (Са, Mg, Na, К и другие) или подаваемыми прямо в слой сорбентами, например, дробленным известняком.

Котлы с кипящим слоем по сравнению с традиционными факельными топками менее требовательны к качеству топлива и позволяют эффективно сжигать широкую гамму низкосортного твердого топлива (от отходов до низкорекционных высокозольных углей и отходов их обогащения) углей. Ступенчатое сжигание обеспечивает крайне низкие значения эмиссии оксидов азота (менее 200 мг/нМ<sup>3</sup>). При подаче в топку дешевых сорбентов (известняк, доломит и другое) обеспечивается связывание более 90 % серы. Низкие температуры горения (850-950 яС) предотвращают поверхности нагрева котла от шлакования и заносов.

Технология пузырькового кипящего слоя в энергетических установках (установки тепловой мощностью 50 МВт и более) начала широко использоваться с середины 70-х годов, а технология ЦКС в 80-90-х годах, под влиянием ужесточающихся норм на вредные выбросы и необходимостью сжигания различных низкокалорийных отходов, включая отходы углеобогащения.

### **Сжигание угля в пузырьковом кипящем слое**

Технология сжигания твердого топлива в пузырьковом кипящем слое заключается в горении угольных частиц этого топлива в объеме кипящего слоя. Размер угля, подаваемого в топку 0-25 мм и максимальный размер угольных частиц зависит от типа сжигаемого угля (для антрацита и высокозольных низкорекреационных каменных углей, типа экибастузского, 06 мм, для бурого высокорекреационного угля 0-25 и более мм). Скорость газов в топке, зависит от фракционного состава сжигаемого угля, но обычно до 23 м/с. Температура слоя поддерживается на уровне 750-950 °С, уровень которой зависит от типа сжигаемого угля, при этом наблюдается однородность температурного поля слоя. Температура может отличаться всего на несколько градусов и зависит от размера слоя (площади), фракционного состава инертного материала в слое и сжигаемого угля, а также и от типа используемого топлива. Следует отметить, что сжигание угля, в основном, происходит в режиме неоднородного кипящего слоя (пузырьковый кипящий слой - ПКС).

В качестве материала кипящего слоя обычно используется песок, особенно при пуске. Слой, включающий топливо (от 1 до 3 % материала слоя), золу и сорбенты, псевдоожижается воздухом, поступающим снизу-вверх, а температура слоя обеспечивает горение топлива. Благодаря относительно высоким температурам слоя (750-950 °С) и длительному времени пребывания, степень выгорания топлива очень высокая и поэтому соответствующие выбросы продуктов горения относительно низки.

Наиболее перспективно использовать технологию ПКС для сжигания высокозольных и низкорекреационных углей, углей с высоким серосодержанием и неблагоприятным составом минеральной части угля (шлакующиеся, соленые и т. д.).

При сжигании углей содержащие в золе соединения кальция, магния и других активных по отношению к диоксиду серы соединений происходит улавливание  $SO_2$  активными сорбентами золы. С увеличением содержания таких компонентов в золе увеличивается степень связывания диоксида серы. В целом степень использования активных сорбентов золы в среднем составляет 50-60 %, т. е. улавливается до 50-60 %  $SO_2$  от стехиометрически возможного. Подача в топку известняка приводит к увеличению улавливания диоксида серы. Так, при стехиометрическом соотношении  $Ca/S=2$  улавливается до 90 % диоксида серы.

Низкотемпературное сжигание угля в ПКС приводит к снижению эмиссии оксидов азота по сравнению с пылеугольным сжиганием каменного угля до 2 раз, при сжигании бурого угля несколько больше.

На рис. 5.4 представлены схемы реализации сжигания твердого топлива в ПКС и ЦКС.

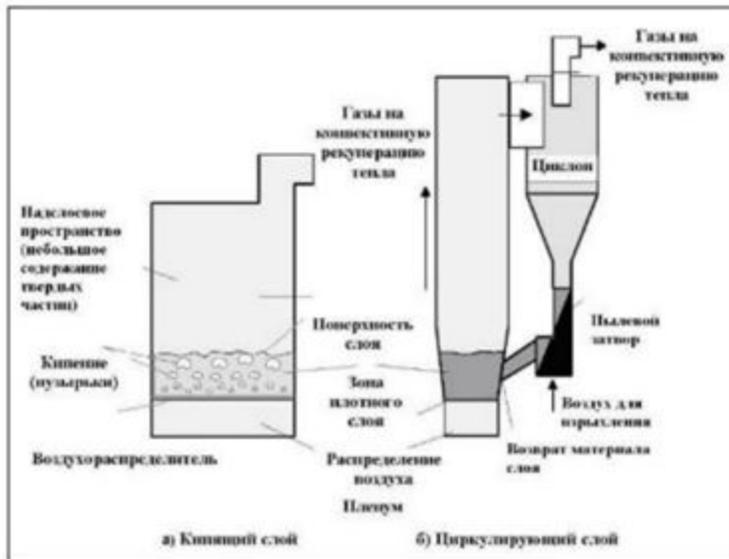


Рисунок 5.4. Схемы сжигания угля в кипящем слое (ПКС и ЦКС)

Топки с пузырьковым кипящим слоем подразделяется на топки с низкотемпературным (температура слоя поддерживается на уровне меньше температуры размягчения, для предотвращения шлакования слоя 750-950 °С) и высокотемпературным кипящим слоем (1100-1200 °С). В целом на основе анализа действующих топок с пузырьковым кипящим слоем их можно классифицировать по следующим принципам:

1. По температурному уровню процесса горения угля в топке:
  - высокотемпературный кипящий слой (ВТКС);
  - низкотемпературный кипящий слой (НТКС).
2. По степени завершенности окислительных реакций в объеме кипящего слоя:
  - одноступенчатое сжигание;
  - двухступенчатое сжигание.
3. По способам отвода избыточного тепла из слоя:
  - с размещением поверхностей нагрева непосредственно в объеме слоя;
  - при повышенных избытках воздуха;
  - с подачей жидкого охладителя в слой.
4. По давлению, при котором происходит процесс сжигания:
  - при атмосферном давлении;
  - при повышенном давлении.

Низкие температуры в слое поддерживаются за счет:
 

- расположенными в объеме слоя поверхностями нагрева котла (охлаждают слой);

двухступенчатого сжигания, когда температура в слое поддерживается за счет изменения количества подаваемого в слой воздуха, но при этом, избыток воздуха в слое всегда меньше единицы ( $\alpha_{сл} < 1$ ), остальной воздух подается над слоем для обеспечения необходимой эффективности сжигания угля;

подачи в слой воздуха больше стехиометрического, т. е. при 1, при этом регулирование температуры в слое осуществляется изменением расхода воздуха, подаваемого через воздухораспределительную решетку.

Топливо в топку подается либо в нижнюю часть слоя, либо на поверхность кипящего слоя. Вывод слоя может осуществляться с воздухораспределительной решетки (с нижней части слоя), либо с поверхности кипящего слоя.

Сжигание под давлением используется при реализации парогазовой технологии выработки электрической энергии. Продукты сгорания из топки после высокотемпературной очистки подаются на газовую турбину, а образующийся в погруженных в слой (высотой более 12 метров) поверхностях нагрева, пар поступает в паровую турбину.

Концепция технологии высокотемпературного сжигания заключается в сжигании угля в кипящем слое, состоящем из сжигаемого топлива (в низкотемпературном кипящем слое сжигание топлива осуществляется в слое инертного материала и золы). Кипящий слой образуется на узкой подвижной решетке, наклоненной к горизонту под углом  $815^\circ$ . Под решетку, в зону активного горения подается примерно 50 % необходимого для горения воздуха, т. е. сжигание осуществляется в газификационном режиме. Дожигание продуктов неполного сгорания осуществляется в топочном объеме путем вдувания вторичного воздуха.

Частицы золы в кипящем слое при достижении температуры начала деформации имеют склонность к взаимному слипанию и объединению без включения частиц углерода (эффект Годеля) с образованием крупных агломератов, которые опускаются на решетку и перемещаются ею в шлаковый бункер.

Следует отметить, что ввиду того, что экибастузский уголь является «перемятым» углем, поэтому при его сжигании в КС эффект Годеля наблюдаться не будет, так как углерод угля и зола угля не могут разделяться при сжигании, при том фракционном составе, при котором он используется в кипящем слое. Реализация этой технологии для сжигания экибастузского угля приведет к резкому увеличению механического недожога с выводимым из топки шлаком.

### **Сжигание угля в циркулирующем кипящем слое**

Анализ технологий ПКС и ЦКС, весьма длительный опыт проектирования и эксплуатации показал, что котлы ПКС с более простой технологией сжигания, наиболее перспективно использовать в промышленных котлах, а также энергетических котлах небольшой мощности. Котлы с циркулирующим кипящим слоем в основном используются для энергетических котлов тепловой мощностью 50 и более МВт. Котлы с циркулирующим кипящим слоем оснащены технологическими циклонами, в которых улавливается вынесенные из слоя частицы (частицы недогоревшего угля, его зола, а также сорбенты, подаваемые в топку для связывания диоксида серы) и системами рециркуляции уловленных частиц обратно в топку. Тепловое напряжение сечения в

таких топках достигает  $48 \text{ МВт/м}^2$ , а скорость газов в слое -  $38 \text{ м/с}$ . Аналогичные параметры у топок с пузырьковым кипящим слоем (ПКС) равны соответственно  $2 \text{ МВт/м}^2$  и  $12,5 \text{ м/с}$ . Топки с циркулирующим кипящим слоем отличаются более высокой степенью выгорания топлива (примерно  $99 \%$ , против  $80-95 \%$  у котлов с ПКС), они могут работать с меньшим коэффициентом избытка воздуха ( $1,11,15$  вместо  $1,21,25$ ). Температурное поле по всему топочному контуру практически равномерное.

На рисунке 5.1 г представлена схема образования технологии ЦКС, а на рис. 5.4 схема сжигания твердого топлива в ЦКС.

В топку с воздухораспределительной решеткой (ВРР) с инертным материалом постоянно подается твердое топливо, под ВРР - воздух. Сжигание угля в ЦКС осуществляется в двухступенчатом режиме, при этом под ВРР подается часть воздуха (ориентировочно доля первичного воздуха составляет  $0,50,6$ ), вторичный воздух подается в нескольких метрах выше ВРР. Скорость газа достаточно высока для подъема твердых частиц слоя, которые заполняют весь объем камеры сгорания. Вынесенные из топки твердая фаза (недогоревшие угольные частицы, частицы золы и сорбента) улавливается в технологически циклоне и по трубопроводу (стояк) поступают в узел рециркуляции частиц (затвор) и далее вновь в топку на дожигание. Таким образом, реализуется технология циркуляции твердых частиц по топочному контуру: топки - циклон - стояк - затвор - топка.

Циркулирующий псевдоожиженный слой (ЦКС) включает в себя пузырьковый кипящий слой внизу топки. Плотность двухфазного потока выше пузырькового слоя уменьшается с увеличением высоты. При этом концентрация твердой фазы на выходе из топки обычно от  $5$  до  $30 \text{ кг/м}^3$ . Эта значительная доля циркулирующего инертного материала выравнивает температуру по всей топке. При этом масса циркулирующего по топочному контуру материала во много раз превышает массу воздуха и подаваемого топлива. В целом, внешне движение частиц в топке ЦКС похоже на движение частиц в топке при пылеугольном сжигании. Но отличие состоит, в том, что несмотря на то, что скорость газов превышает скорость витания практически всех частиц слоя, в слое помимо циркуляции частиц, движущихся вверх на выход из топки (внешняя циркуляция), наблюдается и внутритопочная циркуляция частиц в пристеночной области топки движущихся вниз. Внутритопочная циркуляция частиц обусловлена неравномерностью скоростного поля (вблизи стенок топки скорость потока ниже ввиду сопротивления стенок газовому потоку, движущегося вверх), а также взаимодействием частиц твердой фазы между собой, в результате чего некоторые частицы теряют свою скорость и выпадают из потока.

В настоящее время существует несколько модификаций котлов ЦКС, отличающиеся долей тепла, снимаемой в топке, компоновкой и конструкцией циклонов для улавливания золы, конструкцией систем рециркуляции коксозольного остатка и

другое. Но в целом, принцип работы котла с топкой ЦКС для всех модификаций примерно одинаков и который можно описать следующим образом.

На рисунке 5.5 представлена технологическая схема котла с ЦКС. Уголь из бункера 2 подается в топку, под воздухораспределительную решетку 10 которой для горения подается горячий воздух I. В топку из бункера 1 поступает известняк, который вступает в химическую реакцию с диоксидом серы, выделяющейся при сжигании сернистых соединений топлива, связывает ее и в твердом виде ( $\text{CaSO}_4$ ) выводится вместе с сухой золой из котла II и III, что исключает попадание газообразных сернистых соединений в атмосферу. Образующийся циркулирующий слой 3 передает часть своей теплоты внутритопочным поверхностям нагрева. Из верхней части топки двухфазный поток III состоящий из газообразных продуктов сгорания, образующейся золы и недогоревших частиц угля, поступают в циклон 4, где происходит отделение твердой фазы V, состоящей из частиц несгоревшего топлива, золы, известняка, а также добавляемого инертного материала от продуктов сгорания. Циркулирующие горячие частицы смешиваются с частицами свежего топлива, и эта смесь поступает в горячий кипящий слой топки. Газообразные продукты сгорания и неуловленная циклоном мелкие частицы твердой фазы IV поступают в конвективную шахту 5, в которой расположены другие поверхности нагрева котла 6: конвективный первичный и промежуточный пароперегреватели, экономайзер, воздухонагреватель. На выходе из конвективной шахты в результате резкого поворота продуктов сгорания, из потока выделяется часть летучей золы, которая выводится из котла. Из котла дымовой газ поступает в электрофильтры 7 для улавливания и удаления остатков летучей золы. Далее дымососом 9 очищенный газ VI направляются в дымовую трубу 8 для рассеивания в верхних слоях атмосферы. Возможен также и вывод части золы непосредственно из топки котла II.

Система подачи топлива у котлов с циркулирующим кипящим слоем проще чем у котлов ПКС, они менее требовательны к качеству топлива и лучше приспособлены к его ступенчатому сжиганию, необходимому для снижения выбросов оксидов азота. Такие топки позволяют связывать более 90 % серы при мольном отношении  $\text{Ca/S} = 2$ , в то время как в топки с пузырьковым кипящим слоем для связывания 80-90 % серы требуется подавать больше известняка ( $\text{Ca/S} = 3$ ).

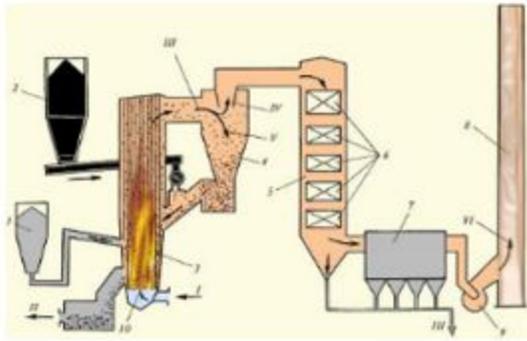


Рисунок 5.5. Принципиальная технологическая схема котла ЦКС

Наиболее важными технико-экономическими преимуществами котлов с ЦКС являются :

- эффективное (более 90 %) связывание диоксида серы добавляемыми в топку дешевыми сорбентами (известняк, доломит, магнезит и др.), а также активными сорбентами, содержащимися в золе угля, обусловленного оптимальной для связывания  $SO_2$  температурой слоя;

- низкие выбросы оксидов азота (менее  $200300 \text{ мг/нм}^3$ ) без использования специальных средств азотоочистки, что связано с низкими температурами сжигания и ступенчатым подводом воздуха;

- возможность сжигания топлив различного качества в одном и том же котле, а также их смесей, упрощенная схема подготовки топлива (необходимо только дробление топлива), хорошие динамические характеристики, возможность глубокой разгрузки котла, быстрый пуск из «горячего» состояния (после 8 часов простоя);

- эффективное сжигание низкосортных углей (высокозольных, высоковлажных, с малым выходом летучих, с большим содержанием серы, с неблагоприятной для сжигания в камерной топке минеральной частью золы);

- устойчивая работа при низких нагрузках без подсветки мазутом;

- отсутствие шлакования и минимальные загрязнения поверхностей нагрева;

- компактность котельной установки, обусловленная отсутствием средств серо-и азотоочистки.

- возможность размещения новых котлов с ЦКС в действующих котельных ячейках действующих электростанций.

К недостаткам технологии ЦКС можно отнести:

- усложнение конструкции котла;

- наличие большой массы футерованных элементов и длительный пуск из холодного состояния;

- усложнение вспомогательных систем котла (дренаж слоя, возврат золы, подача известняка и др.)

повышенные расходы электроэнергии на собственные нужды вследствие использования высоконапорных вентиляторов.

К настоящему времени накоплен богатый опыт проектирования и эксплуатации котлов с ЦКС. Значительно усовершенствованы конструктивные решения, снижена металлоемкость, повышена экономичность, надежность и увеличен диапазон регулирования.

В котлах с ЦКС успешно сжигались такие специфические топлива, как: нефтяной кокс с минимальным выходом летучих, отходы углеобогащения; отвальная порода и шлаки с зольностью до 60 %; высоковлажные стоки и биологический ил с влажностью до 65 %.

Следует отметить, что в одной и той же топке удавалось успешно сжигать как проектное, так и сильно от него отличающиеся топлива, включая биомассу. При этом, во всех случаях удавалось обеспечить следующие показатели:

выбросы  $\text{NO}_x$  не более 300 мг/нм<sup>3</sup>;

КПД связывания серы не менее 90 %;

потери с механическим и химическим недожогом менее 4 %.

В настоящее время строятся и успешно эксплуатируются котлы различных модификаций технологии ЦКС, причем преимущества той или иной технологии с учетом всех аспектов строительства, эксплуатации и местных условий не являются очевидными. Наиболее интересны с точки зрения использования этих котлов для сжигания низкосортных углей Казахстана следующие модификации:

- 1) технология «Лурги»;
- 2) технология «Пирофлоу»;
- 3) технология «Циркофлюид»;
- 4) технология «Бабкок-Вилькокс».

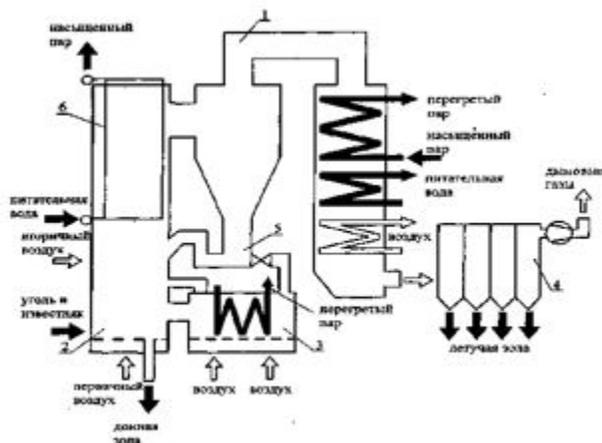
#### **Технология Лурги.**

На рисунке 5.6 представлена принципиальная схема котла с топкой ЦКС системы «Лурги». Технология «Лурги» разработана одноименной немецкой фирмой.

Принцип работы технологии «Лурги» следующий.

Топливо и известняк поступает в нижнюю часть топки 2, где происходит сжигание крупных и части мелких топливных частиц. Мелкие частицы кокса и золы выносятся из зоны КС и поступают в надслоевое пространство топки, где сжигаются за счет подаваемого туда вторичного воздуха. Вынесенные из топки частицы (КЗО) - коксозольные остатки, состоящие из частично выгоревших частиц кокса и золы вместе с газообразными продуктами сгорания поступают в циклон 1, где данные потоки разделяются: газообразные продукты с незначительной долей мелких частиц поступают в конвективную шахту, а КЗО - в тракт возврата. Пройдя через тракт возврата, КЗО направляется в пневмомеханический затвор 5, где при помощи

регулирующего устройства разделяется на два потока, один из которых возвращается в топку, а другой поступает в выносной золовый теплообменник кипящего слоя 3 (здесь размещены поверхности нагрева котла) с температурой слоя 400-450 °С, откуда после частичного охлаждения также возвращается в топку. За счет многократной циркуляции КЗО в системе обеспечивается необходимое время пребывания топливных частиц в реакционной зоне и их выжиг. Для сохранения теплового баланса и поддержания нужной температуры в слое количество золы в циклоне в 50-60 раз превышает количество золы, поступающей с топливом. Вследствие этого концентрация твердой фазы в потоке газов перед циклоном находится на уровне 10 кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент полезного действия циклона довольно высок и должен составлять около 98 %.



1 - циклон, 2 - топка, 3 - теплообменник кипящего слоя, 4 - рукавный фильтр, 5 - пневмомеханический затвор U-образного типа, 6 - испарительные поверхности нагрева.

Рисунок 5.6. Принципиальная схема ЦКС-котлоагрегата системы «Лурги»

Конструктивные и технологические особенности технологии Лурги:

1. В топке котла системы «Лурги» размещены испарительные поверхности, ширмовые поверхности - отсутствуют.

2. Циклоны котлоагрегатов футерованы изнутри.

3. Регулирование производительности установки производится за счет:

изменения скорости пылегазового потока в топке;

изменения доли потока золы, проходящего через выносной теплообменник кипящего слоя, что позволяет изменять паропроизводительность в пределах 50-110 % без изменения температуры и технологических показателей процесса горения, что особо важно для низкорекреационных и высокосернистых углей.

4. Наличие выносного золового теплообменника приводит:

значительному снижению абразивного износа поверхностей нагрева;

существенному повышению эффективности теплообмена, за счет ее кондуктивной составляющей.

5. Равномерное размещение теплосъема между топкой, конвективной шахтой и выносным теплообменником кипящего слоя позволяет в большинстве случаев регулировать нагрузку в пределах 30-110 % (обычно 50-110 %).

Указанные преимущества технологии «Лурги» обеспечило широкое внедрение этой технологии на тепловых угольных электростанциях мира.

К недостаткам установок ЦКС системы «Лурги» следует отнести их громоздкость, большую металло- и материалоемкость, длительный срок пуска котлоагрегатов из холодного состояния.

### **Технология «Пирофлоу».**

Технология «Пирофлоу» разработана финской фирмой «Альстрем». В 1995 году основное предприятие фирмы «Альстрем пайропауер» и сама технология были куплены фирмой «Фостер Уиллер» (США).

Основными элементами системы «Пирофлоу» (рис. 5.7) являются: экранированная топочная камера, 1 горячий циклон 3 и конвективные поверхности нагрева 6, 7. Топочная камера разделена на футерованную нижнюю часть и верхнюю часть, полностью экранированной и выполненную из мембранных испарительных экранов (последние годы вся топка делается из мембранных экранов с их футеровкой в нижней части). В верхней части также расположены ширмовые экраны, которые используются в виде испарительных и пароперегревательных поверхностей. Циклоны футерованы, а в конвективной части установки находятся воздухоподогреватель, экономайзер и ступени пароперегревателя. Принцип работы котлоагрегатов системы «Пирофлоу» близок к котлоагрегатам системы «Лурги», однако, на тракте возврата данных парогенераторов отсутствуют системы охлаждения золы, а регулирование их производительности осуществляется за счет изменения скорости пылегазового потока и температуры в топке. Диапазон регулирования производительности ЦКС-котлоагрегатов системы «Пирофлоу» уже, чем системы «Лурги» (за счет отсутствия теплообменника кипящего слоя) и составляет без изменения технологических показателей горения 70-110 % от номинальной нагрузки (с изменением - 45-110 %).

Количество циркулирующей золы при использовании схемы «Пирофлоу» больше, чем в Лурги и концентрация твердой фазы перед циклоном достигает 20 кг/м<sup>3</sup>.

К преимуществам технологии следует отнести ее относительную простоту, более низкую металлоемкость по отношению к котлоагрегатам «Лурги», возможность использования различных видов твердых топлив: древесной щепы, торфа, лигнитов, сланцев, углей и нефтяного кокса.

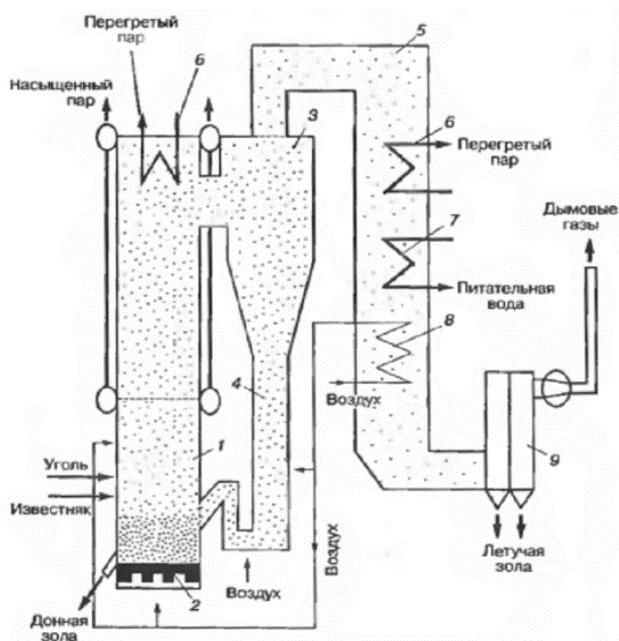
К недостаткам - узкий диапазон регулирования нагрузки парогенератора, повышенный износ ширмовых поверхностей нагрева, нецелесообразность использования для сжигания высокосернистых углей (из-за регулирования

производительности изменением температуры горения), а также меньшую мощность котлоагрегатов системы «Пирофлоу», при прочих равных условиях. Количество циркулирующей золы при использовании схемы «Пирофлоу» больше, чем в котлах «Лурги», в связи с чем концентрация твердой фазы перед циклоном достигает  $20 \text{ кг/м}^3$ .

Для устранения указанных недостатков на мощных ЦКС-котлоагрегатах системы «Пирофлоу» были установлены выносные теплообменники типа "Интрекс" с немеханическим регулированием расхода материала, что повышает надежность работы котла в целом. При таком решении часть пылегазового потока забирается из верхней части кипящего слоя, охлаждается в теплообменнике «Интрекс» и возвращается в нижнюю часть слоя. Это расширяет регулировочные возможности котлоагрегатов и увеличивает их мощность.

Для дальнейшего совершенствования конструкции компания «Фостер-Уиллер» (в то время еще «Альстрем») в начале 90-х годов разработала новую концепцию «компакт-дизайн».

Основные отличия котлоагрегата ЦКС - компакт-дизайн: квадратный циклон и щелевой тракт возврата КЗО, что привело к повышению надежности работы котла по причине отсутствия компенсаторов и резкого снижения объема футеровки и уменьшением габаритов котла в плане (рис. 5.7). Использование зольных теплообменников INTREX, установленных на тракте отвода золы из сепараторов в топку, способствует более точному регулированию температуры слоя в широком диапазоне нагрузок котла, снижению выбросов и повышению эффективности работы котла. Использование в зольном теплообменнике низких скоростей ожигения  $0,30,5 \text{ м/с}$ , сводит к минимуму возможность эрозионного износа погружных поверхностей нагрева.



1- экранированная топка, 2-воздухораспределительная колпачковая решетка, 3-циклон, 4-система рециркуляции золы (пневмомеханический затвор), 5-конвективная шахта котла, 6-пароперегреватель, экономайзер, 8-воздухоподогреватель, 9-электрофильтр  
 Рисунок 5.7. Принципиальная схема котла ЦКС системы «Пирофлоу»

Данные котлоагрегаты могут работать как в режиме естественной циркуляции, так и как прямоточные парогенераторы. Последнее решение позволяет повысить КПД процесса за счет более высоких параметров пара. Относительная простота системы «Пирофлоу» привела к самому широкому из ЦКС-технологий ее использованию на ТЭС мира

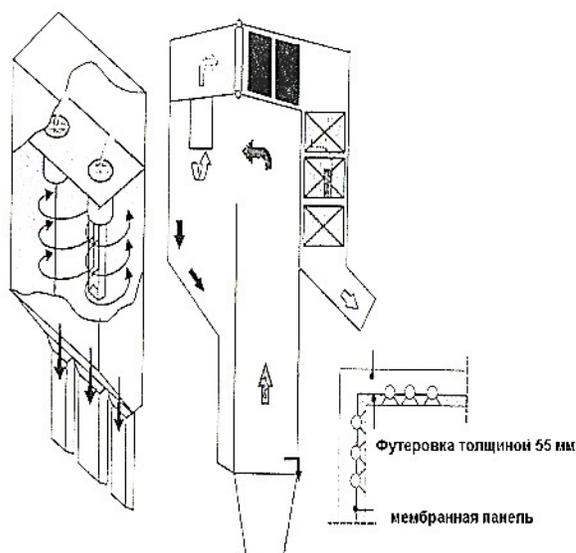


Рисунок 5.8. Схема компактных сепараторов золы

На рисунке 5.9 представлен один из крупнейших в мире блоков мощностью 460 МВт с котлом ЦКС со сверхкритическими параметрами пара на ТЭС в Ложице (Польша) выполненный по схеме «компакт-дизайн». Первые ступени пароперегревателя и промперегревателя расположены в конвективном газоходе, а последние - в зольных теплообменниках типа «INTREX». Котел оборудован регенеративным воздухоподогревателем. Блок обеспечивает лучший в мире КПД для блоков с котлами с ЦКС - 43,3 %, что в совокупности с очень низким уровнем выбросов удовлетворял требованиям директивы Евросоюза по крупным установкам сжигания топлив.

Помимо роста параметров пара ( $P=27,5$  МПа,  $T_{п.п.}=565/580$  пС), увеличение эффективности блоков с котлами ЦКС достигается путем снижения температуры уходящих газов ( $t_{ух.г.}=122$  гС).

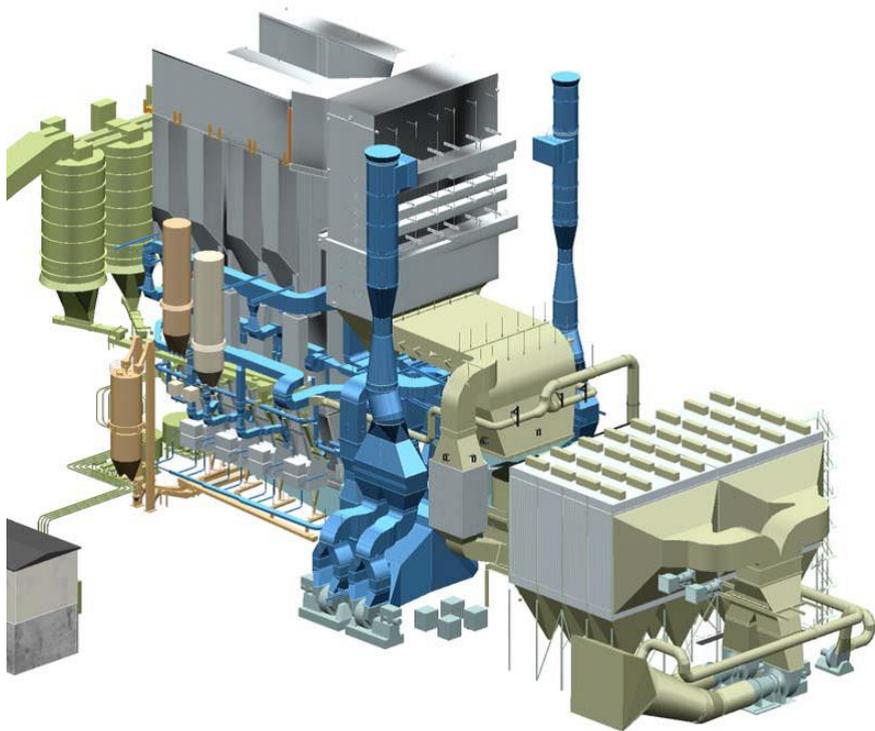


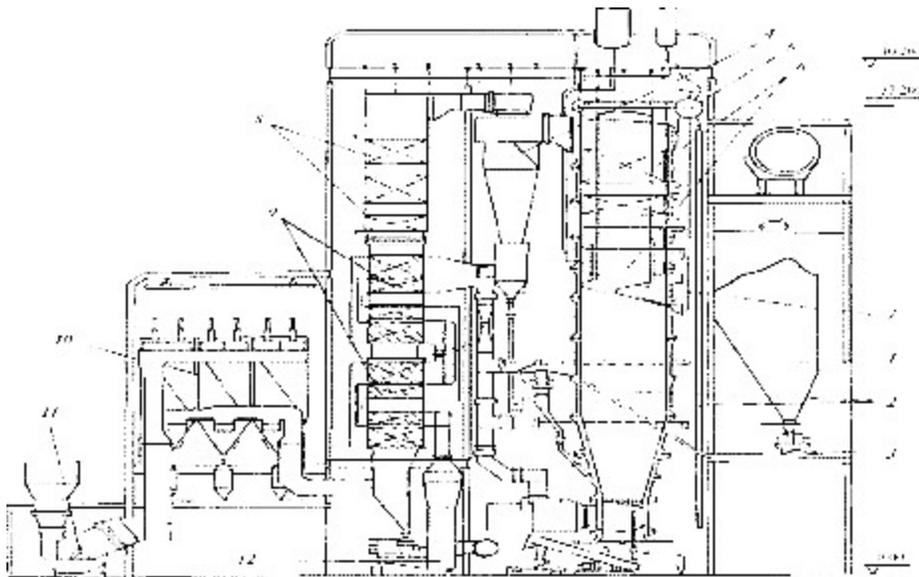
Рисунок 5.9. Энергоблок с ЦКС мощностью 460 МВ

### **Технология «Циркофлюид».**

Технология «Циркофлюид», занимает промежуточное положение между технологией «Пирофлюу» и классическим кипящим слоем, разрабатывалась консорциумом немецких фирм во главе с «Дойче Бабкок» для сжигания каменных и бурых углей. Котлоагрегаты «Циркофлюид» (рис. 5.10) имеют достаточно широкую топку с размещенными парогенерирующими поверхностями. В ее верхней части расположены ширмовые пароперегреватели и экономайзеры. В нижней части топки имеется псевдооживленный слой, в который подается топливо с размерами кусков 1025 мм. В слое температура на уровне 850 °С поддерживается за счет подачи холодной золы, уловленной в циклоне, который устанавливается в газоходе в зоне температуры газов 300-450 °С. Кратность циркуляции золы равна 10-15, что соответствует содержанию частиц перед циклоном на уровне 1,52 кг/м<sup>3</sup>.

При таком конструктивном решении происходит захлаживание пылегазового потока в верхней части топки с 850-900 °С до 400-450 °С. Используются «холодные» циклоны малого диаметра (3,55 м).

По конструкции котел с ЦКС близок к котлу башенного типа и имеет небольшую высоту. Из-за значительного уменьшения футеровки время пуска котла минимально (до 3 ч), а скорость изменения нагрузки близка к этому показателю для пылеугольных котлов. Диапазон регулирования нагрузки - 60-110 % от номинальной. Регулирование осуществляется изменением расхода топлива и воздуха, а также отношением между первичным и вторичным воздухом.



1 - бункер топлива; 2 - экраны топки; 3 - питатель топлива; 4 - циклон; 5 - барабан; 6 - пароперегреватели; 7 - подвесные трубы; 8 - экономайзер; 9 - воздухоподогреватель; 10 - золоуловитель; П - дымосос; 12 - дутьевой вентилятор

Рисунок 5.10. Котел с ЦКС по схеме «Циркофлюид»

К преимуществам технологии «Циркофлюид» следует отнести низкую металлоемкость, относительную простоту, малые габариты установок.

К недостаткам - узкий диапазон регулирования мощности, повышенный износ ширмовых поверхностей нагрева. Эффективность сжигания твердого топлива и связывания оксидов серы в них несколько хуже, чем у котлоагрегатов системы «Пирофлюу».

Права на сооружение котлоагрегатов системы «Циркофлюид» переданы фирме «Лурги-Лентьес» (в последнее время информации по вводу новых котлов не поступало).

### **Техника «Бабкок-Вилькокс»**

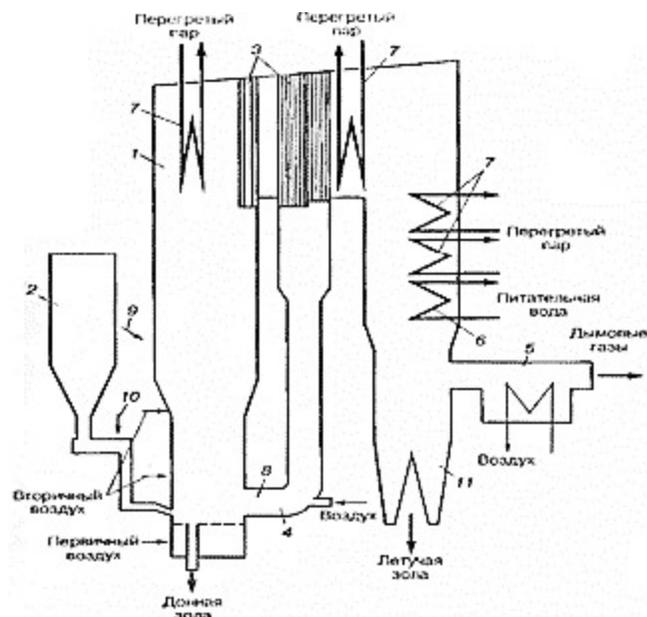
Один из основных недостатков технологий «Lurgi», «Pyroflow» и других систем ЦКС - наличие в системе громоздких металлоемких выносных циклонов, не позволяющих в случае реконструкции размещать ЦКС-котлоагрегаты большой мощности в действующих ячейках. Для устранения данного недостатка шведской фирмой Studswik разработана ЦКС-технология с жалюзийным пылеотделителем вместо выносного циклона. В дальнейшем эта технология была продана американской фирме Babcock & Wilcox, которая и производила ее доработку.

Созданная ЦКС-технология направлена на упрощение конструкции парогенератора с приближением ее к традиционной факельной вследствие отказа от выносных циклонов, размещения жалюзийного пылеотделителя на месте фестона, усиления внутритопочной циркуляции твердых частиц.

На рисунке 5.11 представлена принципиальная схема котла ЦКС «Бабкок-Вилькокс».

Отличие технологии ЦКС «Бабкок-Вилькокс» от традиционных технологий ЦКС заключается в установке в верхней части топки, в зоне поворота двух ступеней швеллерковых сепараторов. Первая ступень размещена на выходе из топки, вторая - в переходной шахте котла. За переходной шахтой размещены конвективные поверхности нагрева, после которых установлены мультициклон и воздухоподогреватели. Швеллерковый сепаратор первой ступени состоит из двух и более рядов ударных U-образных элементов, подвешенных к крыше котлоагрегата и размещенных в шахматном порядке. Уловленный в них коксозольный остаток - КЗО возвращается непосредственно в топку, усиливая внутреннюю циркуляцию. После первой ступени концентрация твердой фазы в продуктах сгорания составляет 0,050,25 кг/кг. Сепаратор второй ступени также состоит из расположенных в шахматном порядке U-образных элементов, однако уловленные в нем твердые частицы поступают в бункер под сепаратор и по внешнему контуру циркуляции возвращаются в зону кипящего слоя.

Последние модификации котлов с ЦКС «Babcock & Wilcox», предусматривают возврат уловленных во второй ступени частиц в пристенную зону верхней части топки без тракта внешней циркуляции КЗО после сепаратора. Швеллерковый сепаратор обеспечивает очистку продуктов сгорания от твердых частиц на 9598,5 %. Очистка газообразных продуктов от мелких частиц происходит в мультициклоне и электрофильтре. В схеме предусмотрен возврат «холодного» уноса из мультициклона для регулирования температуры в топке и обеспечения более полного выжига углерода. Исследования показали, что в первой ступени швеллерковых сепараторов улавливается 75 % золы, во второй - 20 %, в мультициклонах - примерно 4,7 % золы. По технологии созданы котлоагрегаты паропроизводительностью более 300 т/час.



1-топка с испарительными поверхностями, 2-бункер угля, 3-швеллерковые сепараторы, 4- L-клапан, 5-воздухоподогреватель, 6-экономайзер, 7- ступени пароперегревателя, 8-рециркуляция КЗО, 9-рециркуляция летучей золы, 10-сорбент, 11 - мультициклон

Рисунок 5.11. Принципиальная схема котла ЦКС «Бабкок-Вилькокс»

Преимущества ЦКС-технологии с жалюзийными пылеотделителями состоят в следующем:

котел ЦКС фирмы Babcock & Wilcox без горячих циклонов более компактный. Абразивный износ ширмовых поверхностей нагрева незначителен, вследствие низкой и равномерной скорости газа в верхней части топки эрозия;

наличие первой ступени швеллеркового сепаратора увеличивает внутреннюю циркуляцию частиц в топке и способствует их равномерному распределению по высоте ;

двухступенчатая система очистки от твердых частиц повышает эффективность использования твердого топлива благодаря высокому КПД мультициклона и позволяет в широких пределах регулировать количество материала в топке;

металло- и материалоемкость котла более чем в 2 раза меньше других котлов ЦКС, что ускоряет его пуск из «холодного» состояния.

Недостатки ЦКС-технологии с жалюзийными пылеотделителями

отсутствия выносных теплообменников кипящего слоя ограничивается мощность парогенераторов и уменьшается диапазон регулирования их производительности;

захолаживание КЗО перед его улавливанием в мультициклоне может привести к заметному ухудшению эффективности сжигания низкорекреационных углей.;

### **5.1.2. Эффективность установки**

В целом тепловой эффект процесса горения угля в котле определяется помимо теплового эффекта горения горючих компонентов угля, также затратой тепловой энергии на испарение влаги находящейся в угле, на физический нагрев зольной части угля и на процесс высокотемпературного разложения (эндотермические реакции), а также возможные экзотермические реакции сложных минеральных составляющих золы (учитывается при относительно высоком содержании в золе таких компонентов).

При этом, необходимо отметить, что процессы горения горючих компонентов угля, а также прохождение эндотермических и экзотермических реакций влаги и минеральных компонентов золы влияет не только эффективность выгорания твердого топлива, но и на процессы образования и сокращения эмиссии вредных веществ, таких как: оксиды серы, азота и пыли, что приводит к многофакторной зависимости эффективности использования топлива, а также процессам образования загрязняющих веществ.

В целом можно отметить, что для отмеченных выше технологий сжигания твердого топлива (пылеугольное сжигание, сжигание в кипящем слое), помимо основных режимных параметров, влияющими на эффективность сжигания топлива и на эмиссию оксидов серы, азота и пыли, также определяющими факторами являются конструктивные особенности топок котлов и их основных узлов. Причем, конструктивные особенности топок котлов большей частью применялись для снижения эмиссии загрязняющих веществ внутритопочными способами.

Режимные параметры.

Избыток воздуха. В реальных топочных устройствах избыток воздуха, определяющий эффективность выгорания топлива, эмиссию оксидов азота обычно всегда превышает стехиометрическую величину и в зависимости от используемого топлива, типа котла и его габаритов, типа горелок и т.д. значение оптимального избытка воздуха для твердотопливных котлов составляет обычно 1,15-1,25. Уменьшение избытка воздуха ниже оптимального приводит к росту потери тепла с механическим и химическим недожогом, но в тоже время приводит к снижению эмиссии оксидов азота. Снижение избытка воздуха применяется как метод для снижения эмиссии NOx (сми. Раздел 4.1.3 НДТ 4.17).

Форсировка (теплонапряженность) топки. Форсировка топки при прочих равных условиях при пылеугольном сжигании определяет температуру факела и температуру газов на выходе из топки, при сжигании в кипящем слое температуру в слое. Увеличение форсировки при пылеугольном сжигании может привести к шлакованию топочных экранов, холодной воронки, а также ширмовых и конвективных поверхностей нагрева котла. Увеличение температуры в ядре факела может привести к росту эмиссии NOx за счет увеличения образования воздушных оксидов азота, а также увеличения скорости окисления азотсодержащих компонентов в корне факела. Снижение температуры факела (выход из строя одной или двух пылесистем, ухудшение качества топлива и другое) приводит к снижению эффективности сгорания твердого топлива, особенно это касается низкорекреационных углей, а также может привести к погасанию факела.

Увеличение температуры кипящего слоя приводит к росту эмиссии оксидов азота в целом, для диоксида серы, только при превышении оптимальной температуры для связывания SO<sub>2</sub> известняком или кальций содержащими компонентами золы угля. Уменьшение температуры слоя, в силу ряда причин, приводит к росту потери тепла с химическим и механическим недожогом, снижению эмиссии оксидов азота. При снижении температуры слоя ниже оптимальной температуры для связывания SO<sub>2</sub> возрастает эмиссия SO<sub>2</sub>, ввиду ухудшения кальцинации подаваемого в слой известняка

Тонина помола и дробления твердого топлива. Одним из важнейших факторов, влияющих на эффективности выгорания твердого топлива при пылеугольном сжигании

, является тонина помола угля. При этом тонина помола в основном определяется типом сжигаемого топлива. Чем меньше реакционная способность угля, тем требуется более тонкий помол. Угрубление помола сверх требуемого приводит к росту механического недожога, приводит к неустойчивой работе пылеугольной горелки. Как было отмечено выше, тонина помола твердого топлива составляет: для самого низкорекреационного угля - антрацита -  $R_{90}=67\%$ , для тощих углей  $R_{90}=810\%$ , для каменных углей  $R_{90}=2025\%$  и для бурых углей  $R_{90} = 5560\%$ . Для каменного экибастузского угля оптимальная тонина помола составляет  $R_{90}=1014\%$ . При прочих равных условиях укрупнение помола топлива может привести к некоторому снижению эмиссии оксидов азота, ввиду более длительного по времени выхода летучих и позднего их воспламенения.

Конструктивные параметры и особенности топок котлов.

Как было отмечено выше различают три способа сжигания угля: слоевое сжигание на решетках (в электроэнергетике Казахстана не используется и не будет использоваться), пылеугольное сжигание (факельное, вихревое, циклонное), сжигание в кипящем слое (низкотемпературное, высокотемпературное, пузырьковый кипящий слой-ПКС, циркулирующий кипящий слой-ЦКС, сжигание при атмосферном и повышенном давлении). В данном разделе рассматриваются только факельное пылеугольное сжигание и сжигание в ПКС и ЦКС.

Для снижения эмиссии оксидов азота при факельном сжигании используются специальные низкоэмиссионные горелки, основанные на технологии ступенчатости подачи вторичного воздуха к горелочному факелу (описание таких горелок при степени снижения эмиссии  $NO_x$  равного  $3050\%$ , приведено в разделе 4.1.3).

Горелки с предварительным подогревом пыли (снижение эмиссии  $NO_x$  до  $5065\%$ ) основаны на технологии выхода летучих из угольных частиц до их попадания в топку котла, путем сжигания дополнительного топлива в горелке и подогреве аэросмеси до  $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Широкое распространение получают топки со ступенчатым сжиганием угля: двухступенчатое, трехступенчатое. При этом ступенчатость подвода топлива закладывается сразу при изготовлении котла в заводских условиях, либо осуществляется реконструкция действующих котлов. При реконструкции котлов возможно полная или частичная реализация технологии, зависящая от местных условий. Подробное описание технологий приведены в разделе 4.1.3, снижение эмиссии  $NO_x$   $2075\%$  в зависимости от технологии.

Ступенчатость сжигания твердого топлива также реализуется при использовании технологии концентрического сжигания (раздел 4.1.3; степень снижения эмиссии  $NO_x$   $2050\%$ ).

Использование двухступенчатого сжигания твердого топлива в циркулирующем кипящем слое при температурах слоя 850-950 °С может обеспечить снижение эмиссии NO<sub>x</sub> до 200 мг/нм<sup>3</sup> и менее (раздел 4.1.3).

При сжигании твердого топлива в ПКС и ЦКС с использованием сероулавливающих сорбентов (подаваемый в топку известняк и кальций содержащие компоненты золы), при стехиометрическом соотношении Ca/S=23 улавливается до 90-95 % диоксида серы, образующегося при сжигании серы угля (раздел 4.1.2).

При сжигании дробленного твердого топлива в ПКС или ЦКС в топке и конвективной шахте котла улавливается до 40 % образующейся золы в зависимости от зольности угля и физических характеристик золы. Уменьшение доли золы, выносимой в золоуловитель, а также дисперсность уноса ПКС и ЦКС по сравнению с уносом пылеугольного сжигания обеспечивает существенное уменьшение выбросов золы в атмосферу.

### **5.1.3. Характеристика выбросов загрязняющих веществ.**

В этом разделе представлена информация о наблюдаемых (измеренных) уровнях выбросов в воздух от ТЭС, работающих на каменном и/или буром угле. Предоставляется информация о топливе, используемом в этом секторе, его химических и физических свойствах и диапазонах примесей, которые обычно можно ожидать. По имеющейся информации, эти данные включают информацию об энергоэффективности установки и об остатках, которые могут возникать при разных операциях, а также отражают варианты переработки и повторного использования выходных потоков в течение всего процесса.

Степень сложности перекрестных данных по средам указывается там, где существует взаимозависимость между различными входными и выходными данными, например, когда разные параметры обрабатываются одновременно или когда достигается определенный компромисс таким образом, что определенные уровни не могут быть достигнуты одновременно.

Данные о производительности квалифицируются по возможности, включая детали условий эксплуатации (например, эквивалентный коэффициент полной нагрузки), методы выборки и аналитики и статистическое представление цифр (например, средние значения, максимумы, диапазоны). Фактические данные о производительности могут быть сопоставлены с соответствующими стандартами, определенными государственным или международным законодательством.

Текущие данные о выбросах в этом документе представлены по данным измерений, проводимых предприятиями, и представленные в рамках КТА.

Данные не всегда представительны, исходя из следующего:

отсутствует соответствующий уровень производительности установки;

не всегда показатели приводятся к стандартным условиям: 273 К, 101,3 кПа, содержание кислорода на уровне 6 % и сухие газы;  
 противоречивые подходы к измерению оксидов азота;  
 и многие другие причины не позволяют принять представленные данные со 100 %-ой уверенностью.

### 5.1.3.1. Каменный и бурый уголь, используемые в установках

Каменный и бурый уголь в настоящее время являются преобладающим твердым топливом ТЭС. Используются только местные угли.

Основные характеристики используемых углей представлены в разделе 1.2.2. таблица 1.9.

Основным видом угля, используемого на ТЭС, является экибастузский каменный уголь открытой добычи, отличительной характеристикой которого являются высокая зольность (40,42 %) и высокая абразивность. Содержание серы по отчетным данным производителей - не превышает 1 %, в среднем 0,50,7 % на рабочую массу.

Характеристики экибастузского угля по данным поставщика представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2. Характеристика экибастузского угля

№ п/п	Наименование, размерность	Обозначения	Расчетные характеристики	Максимальные характеристики	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Месторождение	Экибастузское, разрез «Богатырь» и «Северный»			
1.1	Марка угля		КСН		
1.2	Гранулометрический состав	мм	0-300	5 %300 мм	СТ РК 1383-2016
1.3	Низшая теплота сгорания (рабочая) ккал/кг	$Q_{тн}$	4000	3741	
1.4	Высшая теплота сгорания (рабочая) ккал/кг	$Q_{тв}$	4200	3971	
1.5	Общая влажность на рабочую массу, % аналитическая влага, %	$W^r$	4,5	9,0	
		$W_a$	0,9	1,0	
1.6	Зола: - на рабочую массу, % - на сухую массу, %	$A^r$	40,3	39,1	$A^r_{max}$ $A^d_{max}$
		$A^d$	42,4	43,0	
1.7	Выход летучих: - на рабочую массу, % - на горячую массу, %	$V^r$	17,3	20,8	СТ РК 1383-2-2016; СТ РК 1383-3-2016
		$V^{daf}$	31,6	40,0	
1.8	Связанный углерод, %	$C_{fix ar}$	37,4	31,1	

1.9	Приведенные характеристики: %* кг/МДж: влага зола сера	$V_{пр}^r$ $A_{пр}^r$ $S_{пр}^r$	0,299 2,41 0,0263	0,575 2,496 0,051	
1.10	Коэффициент размолоспособности по методу ВТИ по Хардгроу	$K_{ВТО}$ по $K_{КНГ}$	1,14 -	1,33	
2	Размер угля				
	- более 50 мм	%	50		
	- не более 2 мм	%	10		
	Склонность к окислению и взрываемости		2 группа		
	Критерии взрываемости	Кт	1-1,5		
	Группа взрывоопасности		1-2 группа		
	Состав топлива на рабочую массу				
2.1	Влага, %	$W^r$	5,0	9,0	
2.2	Зола, %	$A^r$	40,3	39,1	
2.3	Сера, %	$S^r$	0,7	1,2	
2.4	Углерод, %	$C^r$	44,6	43,7	
2.5	Водород, %	$H^r$	2,74	2,18	
2.6	Азот, %	$N^r$	0,88	0,82	
2.7	Кислород, %	$O^r$	6,04	4,4	
2.8	Сумма компонентов, %		100	100	
3	Температурная характеристика золы				
3.1	Температура плавления зола, ыС	$t_A$	1490-1500		
3.2	Температура начала деформации зола, ыС		1110-1310		
3.3	Температура полусферы (начала размягчения зола)	$t_B$	1300		
3.4	Температура жидко плавкого состояния зола, %	$t_C$	1500		
3.5	Температура жидкого состояния шлака, °С	$t_O$			
3.6	Температура начала шлакования ( расчетная), °С	$t_{шд}$	108020		
4	Химический состав зола, %				
4.1	$SiO_2$	$SiO_2$	62		
4.2	$Al_2O_3$	$Al_2O_3$	25,5		

4.3	TiO <sub>3</sub>	TiO <sub>3</sub>		
4.4	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5,6	
4.5	CaO	CaO	1,95	
4.6	MgO	MgO	0,7	
4.7	K <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	0,75	
4.8	Na <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> O		
4.9	TiO <sub>2</sub>		1,3	
4.10	SO <sub>3</sub>		1,4	
4.11	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>		0,8	
5	Полный химический анализ (на сухую массу)			
5.1	- хлорин, ppm	Cl	0,04	0,4
5.2	- фтор, ppm	F	не обнаружен	
5.3	- ртуть, ppm	Hg	не обнаружен	
5.4	- бор, ppm	B	не обнаружен	
5.5	- селен, ppm	Se	не обнаружен	
6	Физические свойства			
6.1	Сыпучесть		хорошая	удовлетвор.
6.2	Смерзаемость при W <sup>T</sup>		не смерзает	не смерзает
6.3	Группа химической активности угля			

### 5.1.3.2. Энергоэффективность установок сжигания, работающих на каменном и буром угле

В таблицах 5.3 и 5.4 приведен общий расчетный КПД электростанций, работающих на угле, в зависимости типа и мощности.

Таблица 5.3. Уровни энергоэффективности для сжигания угля на КЭС

№ п/п	Тип агрегата сгорания	Достигнутый в Республике Казахстан	
		Существующие установки	
1	2	3	
1	Работающий на угле, е 1000 МВт	33,0 - 35,0	

Таблица 5.4. Уровни энергоэффективности для сжигания угля на ТЭЦ и котельных

№ п/п	Тип агрегата сгорания	Достигнутый в Республике Казахстан	
		Существующие установки	
1	2	3	
1	Работающий на угле, е 300 МВт	46 - 74	
2	Работающий на угле, е 100 <300 МВт	30 - 43	
3	Работающий на угле, <100 МВт	35 - 52	



7	Система охлаждения	Морская вода	Градирня	Морская вода	Градирня	Градирня	ди градирня
8	Тип топлива	Уголь	Уголь	Уголь	Бурый уголь*	Бурый уголь	Бурый уголь/ Нефтяной кокс
9	Электрически й КПД нетто, %	41,2	45,5	47,5	37,5	40-43	38,8 42,5

\* характеристики бурого угля: 5440 МДж/кг - 14.6 % золы.

Источники: [1, Eurelectric 2012 ] [ 123, Eurelectric 2001]

В 26 630 кДж/кг с 1 % серы, 7 % влаги и 16 % золы) с одинаковыми выбросами загрязняющих веществ ( $SO_X = 200 \text{ мг/нм}^3$  -  $O_2 = 6 \%$ ,  $NO_X = 200 \text{ мг/нм}^3$ , пыль 50 мг/нм<sup>3</sup>), но для разных паровых циклов.

Таблица 5.6. Влияние характеристик пара на расчетную эффективность по различным процессам сжигания

№ п/п	Давление пара /температура/ Давление конденсатора	ЦКС	ПКС	Комбинированный цикл комплексной газификации
1	2	3	4	5
1	165 бар, 2 x 565 pC, 45 мбар	38,5 %	38,0 %	44,5 %
2	165 бар, 2 x 565 pC с очисткой горячим газом	н/д	н/д	47,0 %
3	250 бар, 2 x 565 pC, 45 мбар	42,0 %	41,5 %	н/д
4	300 бар, 3 x 580 pC, 45 мбар	45,0 %	44,5 %	

Примечание:

PC: Пылеугольное сжигание

AFBC: сжигание в атмосфере с псевдоожиженным слоем

IGCC: комбинированный цикл комбинированной газификации

Н/д: нет данных

Источник: [123, Eurelectric 2001]

Известно, что КПД нетто электростанции увеличивается с повышением температуры острого пара в паровой турбине. Для более высоких температур острого пара необходимы более дорогие материалы премиум-класса. С другой стороны, можно повысить эффективность компонентов электростанции. Например, использование

цикла двойного перегрева увеличивает электрический КПД нетто примерно на 0,8 %. Однако многие стандартные комплекты паровых турбин не приспособлены для реализации цикла двойного повторного нагрева. Это может часто приводить к существенному увеличению инвестиционных затрат на паровую турбину, и поэтому этот метод может оказаться нерентабельным для определенных объектов.

Другие аспекты, влияющие на эффективность ТЭС, следующие:

**Используемая техника:** например, ЦКС потребляет больше энергии на собственные нужды (для блока разделения воздуха, обработки газа и компрессора), чем обычный пылевидный котел сжигания, даже при обработке дымовых газов, который потребляет больше, чем механическая или слоевая топка с забрасыванием топлива равномерно по поверхности решетки.

**Уровень контроля за загрязнением:** усовершенствованная система дусульфуризации потребляет больше энергии. Кроме того, в целом меры по борьбе с загрязнением оказывают негативное влияние на эффективность.

**Конструкция вспомогательных устройств:** вспомогательные устройства котла должны быть негабаритными, чтобы выдерживать все изменения параметров по сравнению с их расчетными значениями (то есть в случае возможных утечек, альтернативных видов топлива, потребностей при запуске, резервных систем и т. д.). Это приводит к изменениям в потреблении энергии по сравнению с ожидаемым в оптимальных условиях и с проектным топливом.

**Применение установки улавливания углерода:** этот энергоемкий процесс снижает чистый электрический КПД примерно на 812 процентных пунктов.

**Предварительная сушка угля:** существенно уменьшает потери дымовых газов. В общем случае возможно повышение электрического КПД на 4-6 процентных пунктов.

**КПД котла:** по новым котлам КПД, составляющий около 8695 % ( $Q_H^P$ ), в настоящее время фиксируется по твердому топливу и не может быть легко увеличен. Основные потери связаны с отходящим теплом уходящих газов за котлом, недожогом топлива в уносе, отработанным теплом и потерей теплового излучения. Влияние топлива также имеет значение. Даже если предположить, что котлы имеют одинаковые характеристики (то есть температуру окружающего воздуха и температуру дымовых газов, тот же избыток воздуха и т. д.), различные показатели КПД котла по-прежнему достигаются, и они зависят от топлива, например (на основе  $Q_H^P$ ):

международный уголь: КПД 95 %;

каменный уголь РК: КПД 91 %;

низкосортный бурый уголь: КПД 85 %.

### 5.1.3.3. Текущие выбросы в атмосферу при сжигании угля

Наиболее актуальными показателями являются эмиссии загрязняющих веществ в атмосферный воздух, которые свидетельствуют:

1) о качестве газоочистки и применяемых технологиях по снижению выбросов, выражаются в виде концентрации загрязняющих веществ в дымовых газах, приведенные к стандартным условиям (мг/нМ<sup>3</sup>);

2) об эффективности производства вкупе с установленными системами газоочистки, выражаются как удельные выбросы на единицу произведенной продукции (кг/ГДж).

Анализ текущих уровней эмиссий выполнен для топливосжигающих установок, сгруппированных в зависимости от мощности и вида сжигаемого топлива.

По предварительной оценке, определено порядка 400 единиц топливосжигающих установок, единичной мощностью более 50 МВт, среди которых преобладают установки мощностью 100300 МВт.

Таблица 5.7. Градация топливосжигающих установок по мощности и виду топлива

№ п/п	Паропроизводительность установки	Тепловая мощность	Количество топливосжигающих установок	
			1	2
1	2	3	4	
1	т/ч	МВт	всего	уголь
2	<140	<100 МВт	121	34
3	140-420	100-300 МВт	204	100
4	420-1400	300-1 000 МВт	65	51
5	1400	1 000 МВт	10	10
6			400	195
7	Градация по виду топлива		100 %	49 %

Информация и данные об экологических характеристиках крупных установок сжигания были собраны за период 2015-2019гг в рамках проведения КТА. Среди прочих методов также применялись анкеты, разработанные для конкретных установок. Цель анкет заключалась в получении информации на уровне предприятия и данных об экологических характеристиках действующих топливосжигающих установок.

Собранные данные и информация отчетных данных предприятий, статистических данных Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан использовались при составлении отраслевого отчета.

Ниже приводятся данные по уровням эмиссий основных загрязняющих веществ в соответствии с принятой градацией.

Текущие уровни выбросов (ТУВ) представлены в сравнении с требованиями:

- Европейской Директивы 2001 /80 ЕС;
- Европейской Директивы 2010 /75 EU.

Котлы менее 100 МВт, мг/нм<sup>3</sup> при O<sub>2</sub>=6 % (рисунки 5.12 -5.16)

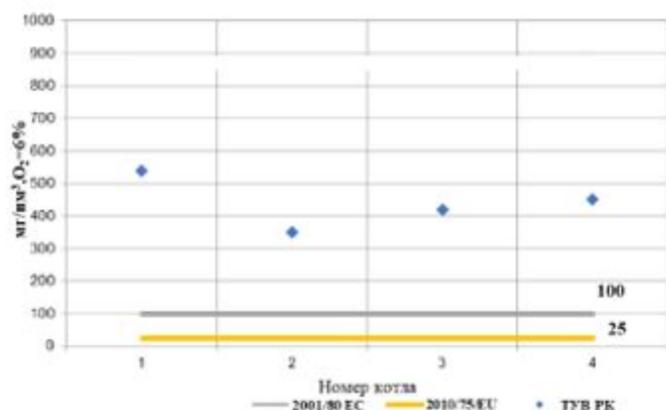


Рисунок 5.12. Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при A<sub>пр</sub> > 2,5 % кг/МДж

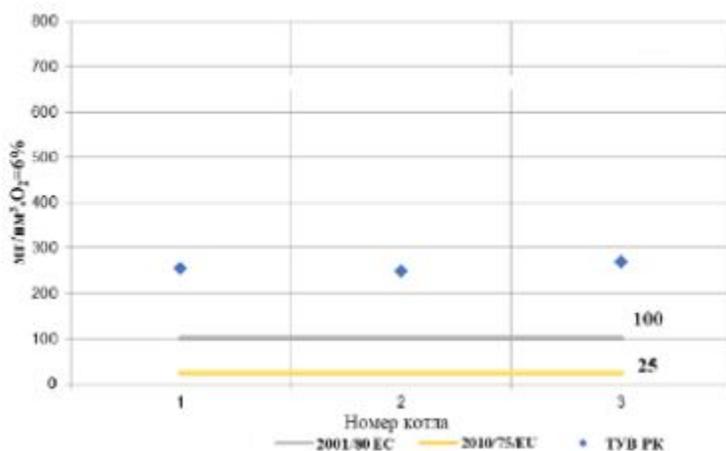


Рисунок 5.13. Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при A<sub>пр</sub> > 2,5 %\*кг/МДж

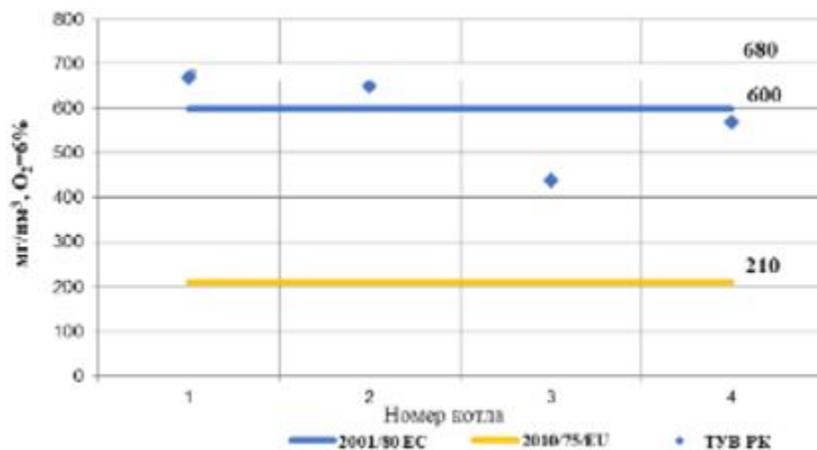


Рисунок 5.14. Удельные выбросы диоксида азота (NO<sub>x</sub>)

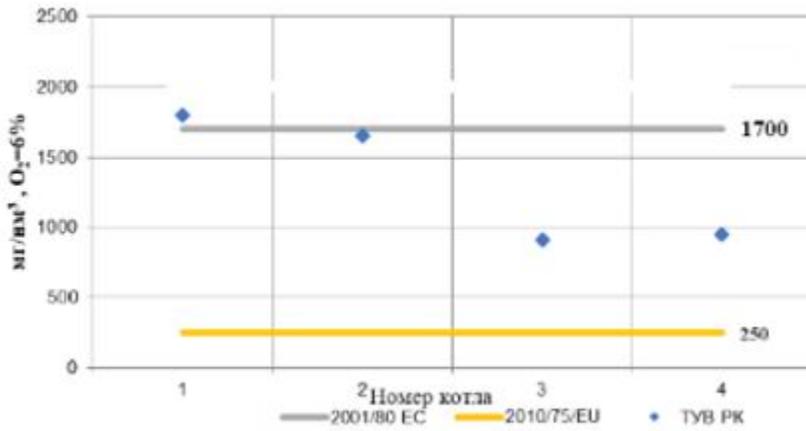


Рисунок 5.15. Удельные выбросы двуокиси серы (SO<sub>2</sub>)

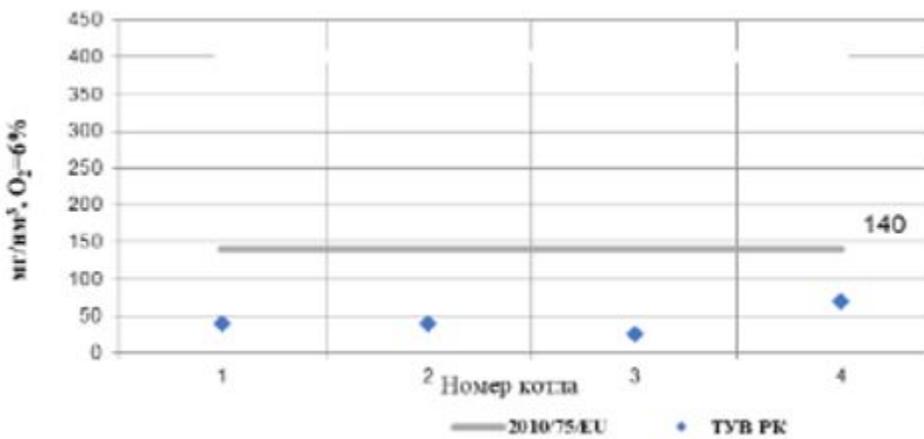


Рисунок 5.16. Удельные выбросы окиси углерода (CO)

Котлы 100ы300 МВт, мг/Нм<sup>3</sup> при O<sub>2</sub>=6 % (рисунки 5.17 -5.21)

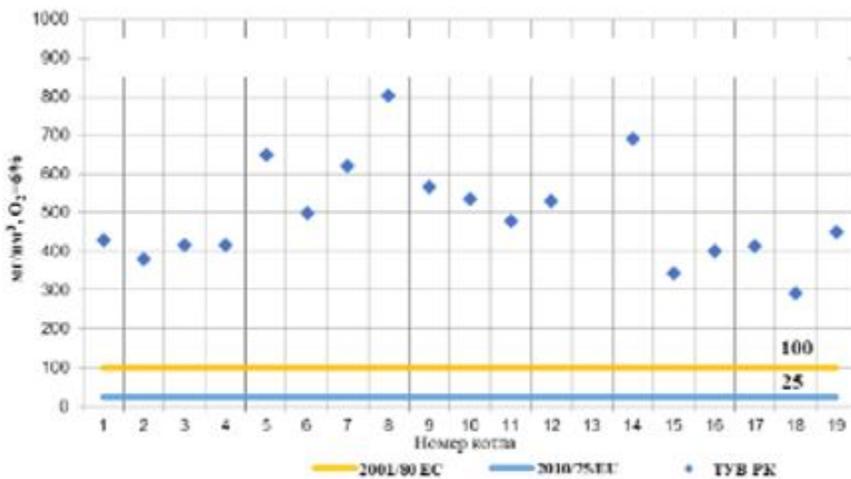


Рисунок 5.17. Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при A<sub>пр</sub> > 2,5 % кг/МДж

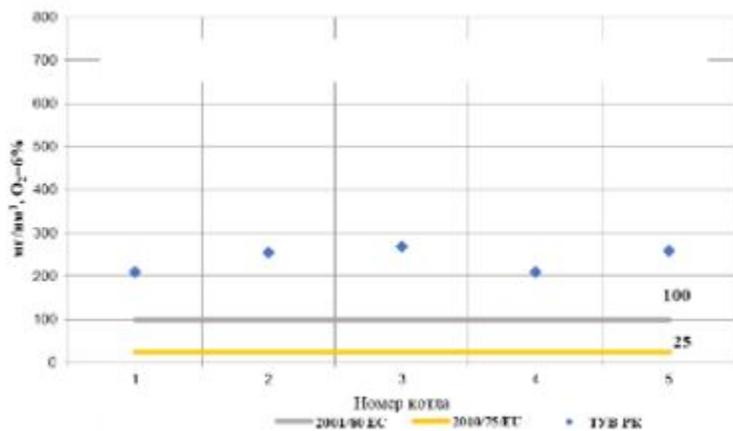


Рисунок 5.18. Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при  $A_{пр}$  р 2,5 %\*кг/МДж

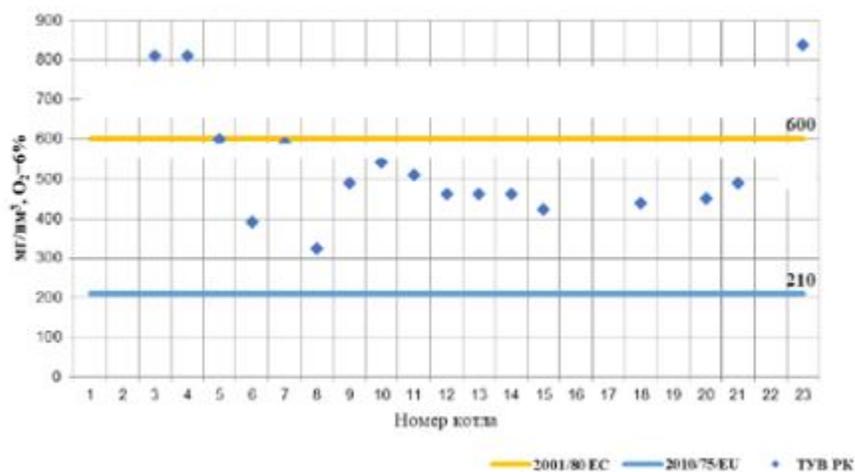


Рисунок 5.19. Удельные выбросы диоксида азота ( $NO_x$ )

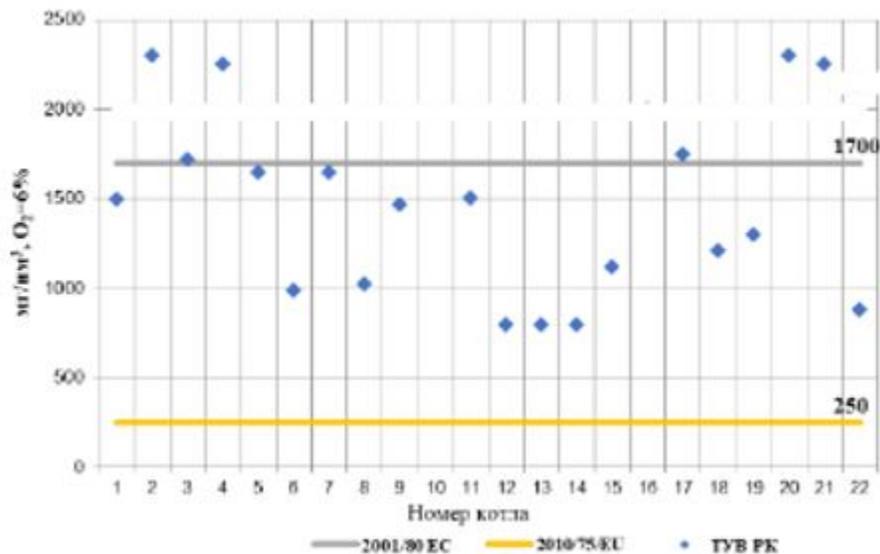


Рисунок 5.20. Удельные выбросы двуокиси серы ( $SO_2$ )

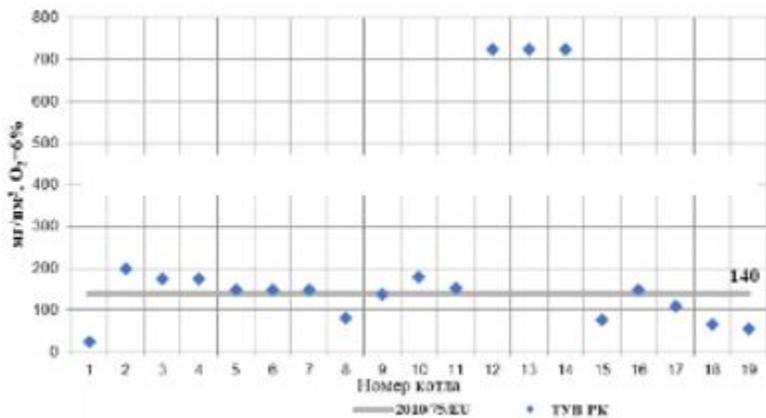


Рисунок 5.21. Удельные выбросы окиси углерода (CO)

Котлы 300÷1000 МВт, мг/м³ при O₂=6 % (рисунки 5.22 -5.27)

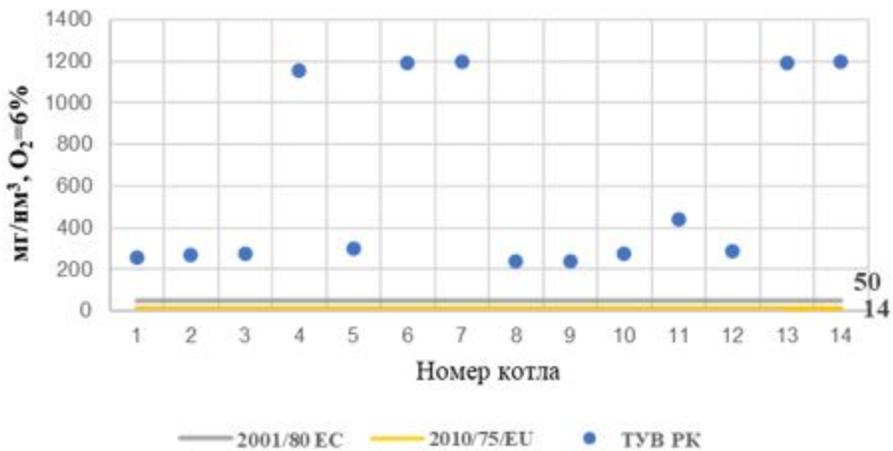


Рисунок 5.22. Удельные выбросы пыли за электрофильтрами при  $A_{пр} > 2,5$  % кг/МДж

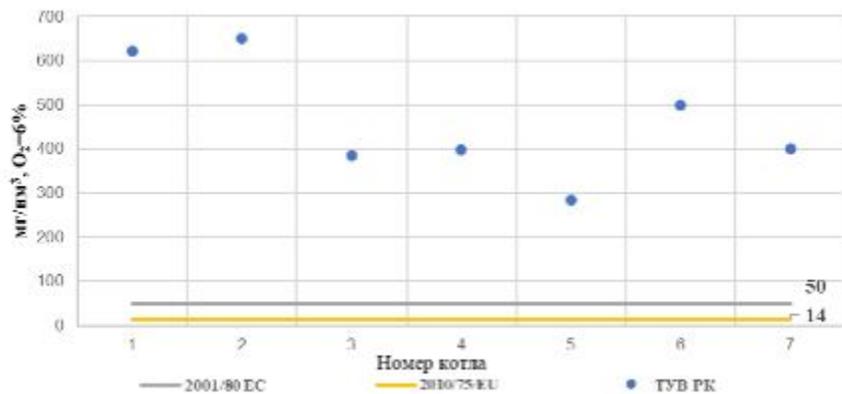


Рисунок 5.23. Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при  $A_{пр} > 2,5$  % кг/МДж

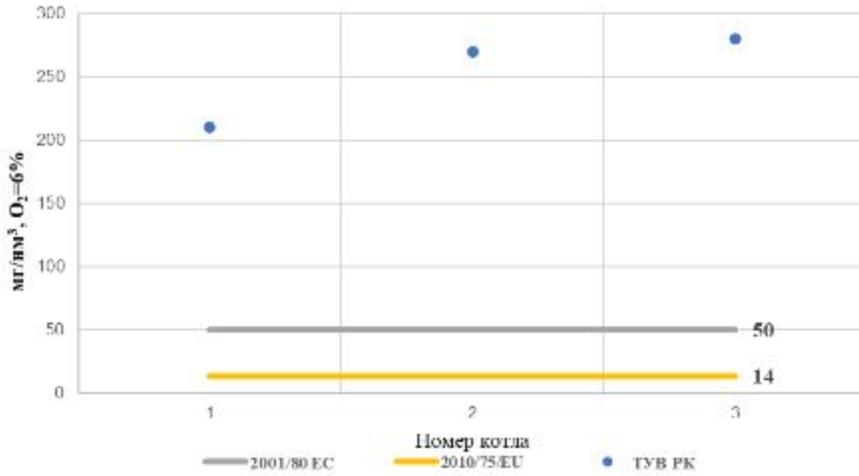


Рисунок 5.24. Удельные выбросы пыли за эмульгаторами при  $A_{пр}$  р 2,5 % кг/МДж

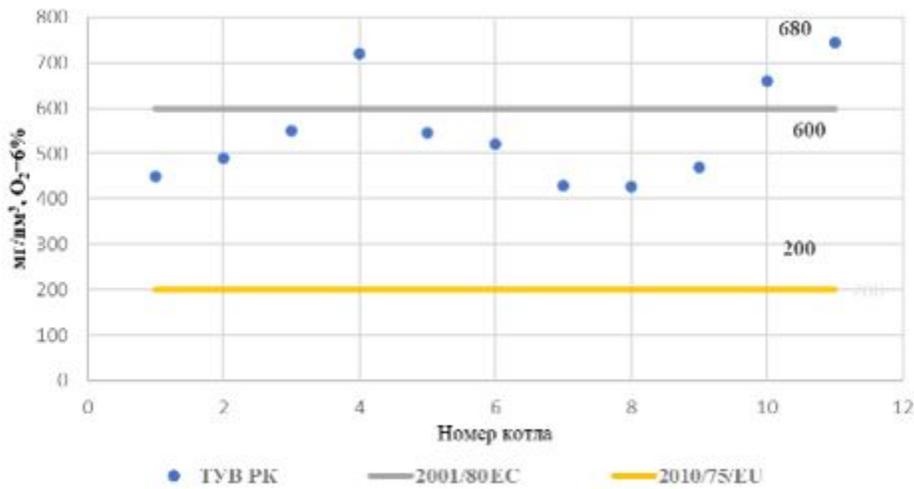


Рисунок 5.25. Удельные выбросы диоксида азота ( $NO_x$ )

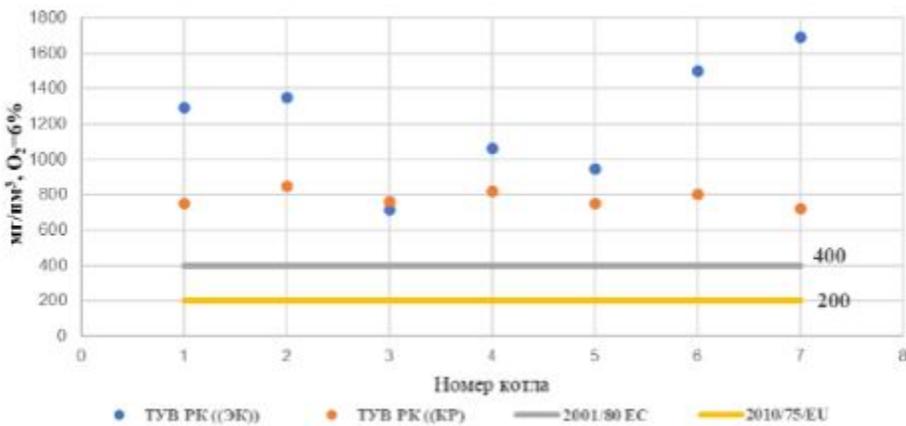


Рисунок 5.26. Удельные выбросы двуокиси серы ( $SO_2$ )

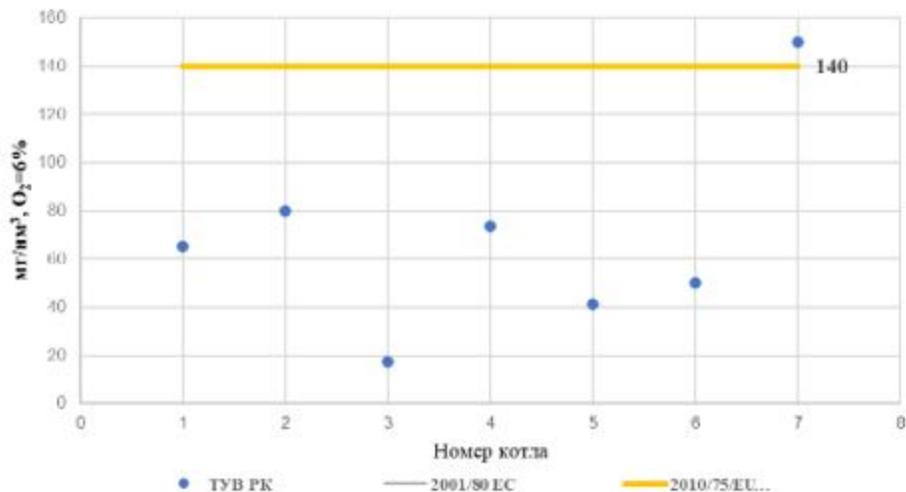


Рисунок 5.27. Удельные выбросы окиси углерода (CO)

Котлы ы 1000 МВт. Топливо - Уголь (рисунки 5.28 -5.30):

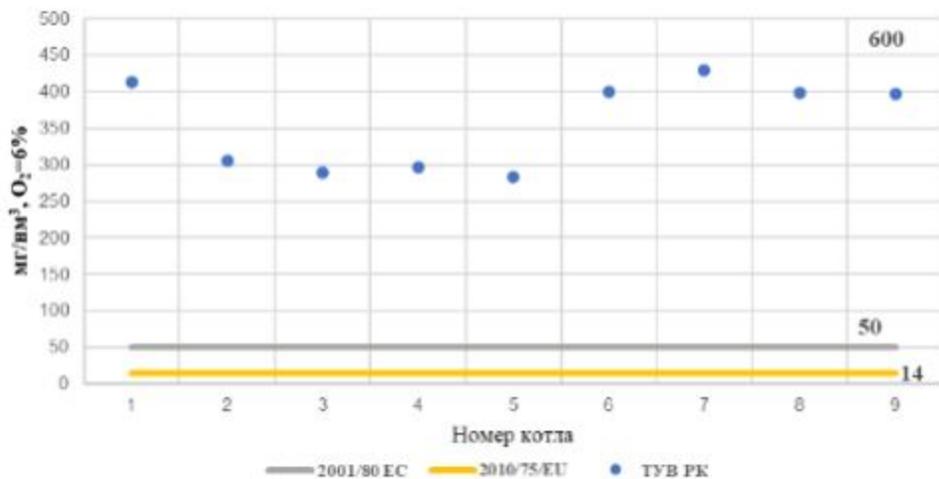


Рисунок 5.28. Удельные выбросы пыли

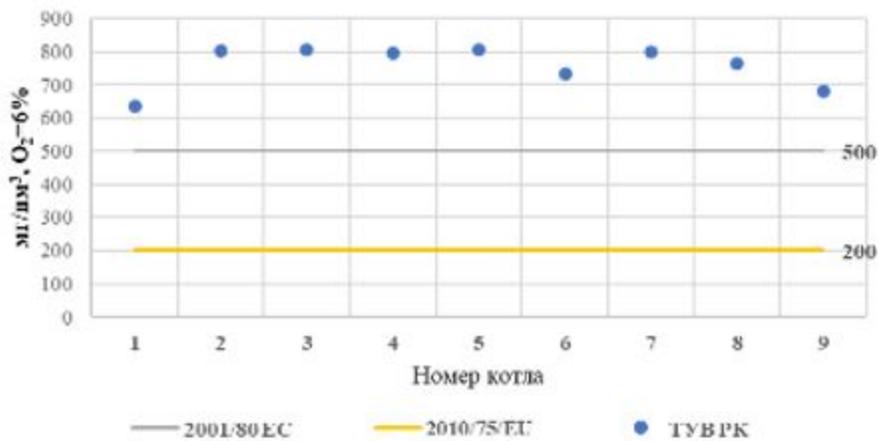


Рисунок 5.29. Удельные выбросы диоксида азота (NO<sub>x</sub>)

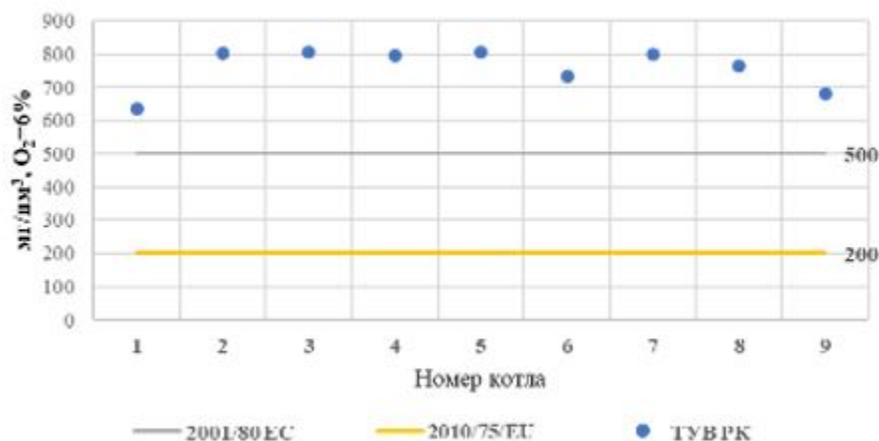


Рисунок 5.30. Удельные выбросы двуокиси серы (SO<sub>2</sub>)

Сводные данные по текущим уровням выбросов представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8. Сводные данные по текущим уровням выбросов

№ п/п	Общая расчетная тепловая мощность топливосжигающей установки МВт (тепловые)	Приведенная зольность, %*кг /МДж	мг/нМ <sup>3</sup> при	Приведенная сера, %*кг /МДж	мг/нМ <sup>3</sup> при	мг/нМ <sup>3</sup> при	мг/нМ <sup>3</sup> при
			□=1,4 твердые частицы		□=1,4 SO <sub>x</sub>	□=1,4 NO <sub>x</sub>	□=1,4 CO
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО						
1.1	50-100	0,6 - 2,5	255-270	0.045 и менее	910-950	440-670	40-70
		более 2,5	350-540	более 0.045	1650-1800		
1.2	100-300	0,6 - 2,5	200-270	0.045 и менее	700	300-800	50-200
		более 2,5	350-800	более 0.045	2000		
1.3	300-1 000						
1.4	электрофильтры	0,6 - 2,5	200-270	0.045 и менее	1600-1700	400-700	20-140
1.5	эмульгаторы	более 2,5	300-600	более 0.045			
1.6	1 000	0,6 - 2,5		0.045 и менее	1600-1700	750-800	
1.7	электрофильтры	более 2,5	300-400	более 0.045			
2	ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО						
2.1	< 100						
2.2	100-300					195-395	40-70
2.3	300-1 000					245-360	17-214

3	ЖИДКОЕ ТОПЛИВО						
3.1	< 100						
3.2	100-300		-		1200-1550	400-600	30-40
3.3	300-1 000		-		740-1000	350-570	15-50

В таблице 5.9 приведены концентрации выбросов на выходе из котла по примеру установок, работающих на каменном и буром угле.

Таблица 5.9. Уровень выбросов  $NO_x$  по существующим установкам без вторичных методов

№ п/п	Система сжигания	Уголь без снижения $NO_x$ (мг/Нм <sup>3</sup> )	Уголь с низким уровнем $NO_x$ горелки (мг/Нм <sup>3</sup> )	Бурый уголь без снижения $NO_x$ (мг/Нм <sup>3</sup> )	Буд пер мет	
1	2	3	4	5	6	
1	DBB	Горизонтальная система сжигания	1000-1500	500-650	Н/Д	Н/Д
2		Тангенциальная система сжигания	600-900	400-650	400-700	200
3		Вертикальная система сжигания	700-900	Н/Д	Н/Д	Н/Д
4		Система сжигания с инвертной топкой	До 2 000	1000-1200	Н/Д	Н/Д
5	WBB	Циклонная система сжигания	1500-2500	1000-2000	Н/Д	Н/Д

Примечание:

Н/д: нет данных.

DBB: котел с твердым шлакоудалением.

WBB: котел с жидким шлакоудалением.

Источник: [123, Eurelectric 2001] [62, UK-TWG 2012]

### Выбросы металлов

Во время горения металлы становятся летучими в металлическом виде, а также в виде хлоридов, оксидов, сульфидов и т. д. Большая часть этих металлов конденсируется при температурах до 300 оС и адсорбируется на частицах пыли (зольная пыль).

Было показано, что системы, предназначенные для обеспыливания дымовых газов и десульфуризации дымовых газов, также могут удалять большую часть металлов из дымовых газов, то есть тех, которые не удерживаются в топочной золе или шлаке. Следовательно, выбросы твердых металлических частиц в очищенном дымовом газе крайне низки в установках сжигания, оборудованных системами очистки дымовых газов.

Эксперименты на котле с твердым шлакоудалением, работающем на каменном угле, для оценки воздействия различных нагрузок и сжигания различных углей на массовом балансе металлов, дали следующие результаты:

в значительной степени количество газообразных выбросов ртути через дымовой газ зависит от содержания хлора и кальция в угле. Хлор обладает двумя противодействующими эффектами. Он увеличивает долю газообразной ртути, но также улучшает выделение ртути во влажном FGD, как  $HgC_{12}$ , который можно легко вымыть.

Кальций улучшает выделение ртути в ESP;

интеграция металлов в золу котла не зависит от химического состава угля;

интеграция металлов в зольную пыль не зависит от химического состава угля, но зависит от нагрузки котла, так как максимальный уровень достигается при полной нагрузке;

В случае с установками IGCC низколетучие металлы с высокой температурой кипения захватываются и эффективно иммобилизуются в стекловидном шлаке. Большинство металлов с повышенной волатильностью могут конденсироваться и захватываться с помощью очистки синтез-газа.

В таблице 5.10 приводится сводка по измерениям металла, проведенным на трех электростанциях, работающих на каменном угле, которые применяли ESP и десульфуризацию мокрым скруббером.

Таблица 5.10. Пути металлов на трех примерах установок для сжигания, работающих на каменном угле

№ п/п	Вещества	Количество металлов в разных технологических потоках (%)	
		Удаляется с топочной золой и зольной пылью из ESP	Удаляется с конечным отфильтрованным шламом уста
1	2	3	4
1	Мышьяк (As)	97-98,7	0,5-1,0
2	Кадмий (Cd)	95,2-97,6	0-1,1
3	Хром (Cr)	97,9-99,9	0-0,9
4	Ртуть (Hg) (3)	72,5-82 ***	0-16
5	Марганец (Mn)	98-99,8	0,1-1,7
6	Никель (Ni)	98,4-99,8	0,2-1,4
7	Свинец (Pb)	97,2-99,9	0-0,8
8	Ванадий (V)	98,4-99,0	0,9-1,3

\* размер выбросов является ориентировочным и включает выбросы газов и твердых частиц. При хорошем удалении частиц концентрации всех металлов в выбросах обычно ниже или около  $1 \text{ мкг/Нм}^3$ ;

\*\* размер выбросов кадмия был выше в этих измерениях, чем обычно описано в литературе;

\*\*\* эффективность удаления ртути была выше, а размер выбросов был ниже в этих измерениях, чем обычно сообщалось в литературе. В литературе сообщается, что около 20 - 30 % ртути высвобождается в воздух, и только около 30-40 % удаляется с помощью ESP.

Источник: [130, Finland 2000]

#### 5.1.4. Наилучшие доступные техники. Возможные методы

В данном разделе рассматриваются только технологии сжигания: пылеугольные методы сжигания (ПУ), сжигание в пузырьковом кипящем слое (ПКС), в циркулирующем кипящем слое (ЦКС), в кипящем слое под давлением (КСД). При этом, были рассмотрены методы, способы и технологии, применительно к вышеперечисленным четырем технологиям сжигания, обеспечивающие снижение эмиссии загрязняющих веществ в окружающую среду. Сжигание в слое на колосниковой решетке не рассматривается, т. к. эта технология не применяется в казахстанской тепловой электроэнергетике. Также не рассматривались методы повышения тепловой эффективности, путем повышения параметров пара с докритического на сверхкритическое давления (СКД) и с СКД на суперсверхкритическое параметры пара (ССКП), а также другие способы повышения эффективности. Данные методы и технологии были рассмотрены выше.

При рассмотрении технологий сжигания твердого топлива (см. раздел 5.1) НДТ считаются те технологии, которые, как в новом котле, так и в модернизированном, используют первичные методы снижения эмиссии оксидов азота и при этом обеспечивают повышение эффективности сжигания.

##### 5.1.4.1. Техники разгрузки, хранения и переработки твердого топлива

В таблице 5.11 представлены техники для предотвращения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении, подаче и переработке твердого топлива, твердых и жидких добавок по загрязняющим веществам. (ЗВ)

Таблица 5.11. Техники при разгрузке, хранении, подаче и переработке твердого топлива

№ п/п	Техника	Цель применения техники	Применимость		Промышлен н о е внедрение н а действующи х объектах	Пр ни
			Новые установки	Существующие установки		

--	--	--	--	--	--	--

1	2	3	4	5	6	7
1	Разгрузка твердого топлива в закрытых помещениях с аспирацией	Предотвращения пыления в атмосферу	возможно	возможно	да	НДТ 67а-67з
2	Использование оборудования, обеспечивающие минимальную высоту падения твердого топлива при его переработке.	Снижение пыления в атмосферу	возможно	возможно	да	
3	Устройство по периферии открытых угольных складов ветрозащитных ограждений.	Снижение пыления в атмосферу	возможно	возможно	нет	
4	Уплотнение или герметизации угольных штабелей для предотвращения потери топлива из-за его окисления внутри штабеля и уменьшения загрязнения атмосферы продуктами окисления угля и пылью.	Снижение потерь топлива и пыления в атмосферу	возможно	возможно	да	
5	Применение устройств и методов для пылеулавливания и пылеподавления на узлах пересыпке при переработке топлива.	Снижение пыления	возможно	возможно	да	
6	Применение гидро-и пневмовакуумной уборки помещений топливоподачи.	Снижение пыления	возможно	возможно	да	
7	Закрытая галерейная конвейерная транспортировка топлива с системой аспирации.	Снижение пыления	возможно	возможно	да	
8	Устройство гидроизоляции и дренажной системы площадки угольного склада.	Предотвращение загрязнения почвы и грунтовых вод	возможно	возможно	нет	
9	Сбор и очистка стоков дренажной системы перед сбросом со сточными водами или его повторного использования	Уменьшение неорганизованных сбросов	возможно	возможно	нет	
10	Оснащение угольного склада системами автоматического обследования и обнаружения очагов задымления и возгорания.	Уменьшение потерь топлива и эмиссии ЗВ в атмосферу	возможно	возможно	нет	

### 5.1.4.2. Техники обращение с маслами

Технологии обращения с маслами на ЭУ, включая его разгрузку, хранение, подготовку, очистку, транспортировку, могут быть классифицированы как НДТ в случае применения техник, оборудования, устройств, указанных в разделе 3.9 с учетом областей, условий и ограничений их применения, а также в таблице ниже.

Таблица 5.12. Пороговые уровни энергоэффективности НДТ для сжигания каменного и бурого угля

№ п/п	Техника	Цель применения техники	Применимость		Промышлен н о е внедрение н а действующи х объектах	Номер НДТ
			Новые установки	Существующие установки		

1	2	3	4	5	6	7
1	Оборудование резервуаров указателями уровня масла, обеспечивающими сигнализацию и блокировку работы насосов, подающих масло в резервуары при достижении заданного или предельного уровня масла	Предотвращение потерь масла	возможно	возможно	да	НДТ 68а
2	Оборудование масляных резервуаров масляными затворами или перепускными клапанами и индикаторами состояния осушителя	Предотвращение загрязнения масла, образования отходов, выбросов паров масла в атмосферу	возможно	возможно	да	НДТ 68б
3	Защита внутренних поверхностей резервуаров (маслобаков) с помощью специальных маслобензостойких антикоррозионных покрытий	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	возможно	возможно	да	НДТ 68в
4	Оборудование маслобаков открытого склада и маслопроводов теплоизоляцией и устройствами обогрева	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	возможно	возможно	да	НДТ 68г
5	Устройство точек для отбора проб масла на резервуарах, маслопроводах	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	возможно	возможно	да	НДТ 68д
6	Установка запорной арматуры на технологических и дренажных маслопроводах	Предотвращение или снижение объемов потерь масла	возможно	возможно	да	НДТ 68-е
7		Предотвращение загрязнения масла,	возможно	возможно	да	НДТ 68ж

	Оборудование линий перелива резервуаров гидрозатворами	образования отходов, выбросов паров масла в атмосферу				
8	Оснащение схем МХ встроенными датчиками контроля качества масла	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов, повышение качества восстановленного масла	возможно	возможно	нет	НДТ 68з
9	Использование трансформаторных и турбинных масел, непригодных для применения в основном оборудовании во вспомогательном оборудовании	Предотвращение образования отходов	возможно	возможно	нет	НДТ 68и
10	Утилизация отработанных масел в котлах	Утилизация отходов	возможно	возможно	нет	НДТ 68к
11	Обеспечение пожаробезопасности при сливе масла	Пожаробезопасность	возможно	возможно	да	НДТ 68л
12	Обеспечения пожаробезопасности за счет заземления оборудования мазутного и масляного хозяйства	Пожаробезопасность	возможно	возможно	да	НДТ 68м

### 5.1.4.3. НДТ по уменьшению эмиссии диоксида серы

Существующие методы по снижению эмиссии диоксида серы в атмосферу подробно приведены в разделе 4.1.2. Все приведенные методы, включая использование топлива с низким содержанием серы, внутритопочных методов (подача сорбентов вместе с углем, а отдельно от угля в топочной пространство), десульфурации дымовых газов путем установки специальных устройств (полусухих и мокрых скрубберов) можно рассматривать как НДТ относительно котлоагрегатов сжигающих твердое топливо. Что касается использование малосернистого угля в электроэнергетике Казахстана имеет совсем незначительный потенциал, что связано с отсутствием в стране значительных и разрабатываемых в настоящее время таких угольных месторождений. Уменьшение серы во время сжигания, т. е. при газификации угля, при реализации парогазовой технологии с использованием внутрицикловой газификации угля - это перспективная технология, но в среднесрочной перспективе эта технология не будет развиваться в Казахстане. Таким образом наибольший интерес для электроэнергетики Казахстана представляют интерес связывания образующегося  $SO_2$  активными сорбентами.

В разделе 6 приведены пороговые значения по эмиссии диоксида серы. В целом для достижения европейских стандартов по эмиссии диоксида серы, при сжигании экибастузского угля - основного топлива для казахстанских угольных ТЭС, необходимо снижение эмиссии диоксида серы на уровне не более 90 %. При этом, из перечисленных в разделе 4.1.2 методов уменьшения эмиссии  $SO_2$  можно сразу

исключить методы, связанные с сухим аддитивным способом, т. е. подачи известняка совместно с углем, либо отдельно в топку. С другой стороны нормативы ЕС будут приняты в Казахстане в перспективном периоде, а парк действующих котлов Казахстана устаревает, в связи с установкой на эти котлы дорогостоящих, но более эффективных методов снижения эмиссии SO<sub>2</sub> экономически нецелесообразно. В связи с этим, для вырабатывающих свой ресурс оборудования, сухие малозатратные методы будут востребованы.

В соответствии с данными раздела 6, пороговые значения для существующего оборудования эмиссии SO<sub>2</sub> составляет 1500-1800 мг/Нм<sup>3</sup>.

Таблица 5.13. Список НДТ по снижению диоксида серы при сжигании угля

№ п/п	Способ сероочистки	Степень улавливания SO <sub>2</sub> ,%
1	2	3
1	Очистка угля от серы до сжигания	10-40
2	Использование малосернистого топлива	
3	Уменьшение эмиссии SO <sub>2</sub> во время сжигания	
4	Улавливание SO <sub>2</sub> подачей сорбентов в топку с топливом	30-35
5	Улавливания SO <sub>2</sub> в процессе сжигания твердого топлива в кипящем слое до	до 95
6	Нециклические мокрый известняковый (известковый) метод улавливания SO <sub>2</sub> .	96-98
7	Магнезитовый циклический способ улавливания SO <sub>2</sub>	95-96
8	Аммиачно циклический способ улавливания SO <sub>2</sub>	99
9	Упрощенная мокросухая технология улавливания SO <sub>2</sub>	50-60
10	Полусухой метод улавливания SO <sub>2</sub> по технологии «Лифак»	96
11	Технология сероочистки с циркулирующей инертной массой	93
12	Технология полусухой сероочистки по NID-технологии	90-95

#### 5.1.4.5. НДТ по уменьшению эмиссии оксидов азота

Существующие методы по снижению эмиссии оксидов азота в атмосферу подробно приведены в разделе 4.1.3. Все приведенные методы, включая методы, осуществляемые без реконструкции котлоагрегата можно рассматривать как НДТ относительно котлов, сжигающих твердое топливо.

В таблице 5.14 приведен список НДТ по снижению эмиссии оксидов азота с возможностью применения данных технологий и наличия в Казахстане опыта эксплуатации оборудования с такими технологиями.

Таблица 5.14. Список НДТ по снижению окислов азота при сжигании угля

№ п/п	Техника	Сокращение эмиссии NO <sub>x</sub>	Применимость		Опыт промышленной эксплуатации	Примечание
			Новые установки	Существующие установки		

1	2	3	4	5	6	7
1	Первичные методы					
1.1	Режимно-наладочные мероприятия					
1.1.1	Контролируемое снижение избытка воздуха	10-35 %	возможно	возможно	да	Возможность повышенного химнедожога
1.1.2	Нестехиометрическое сжигание.	20-35 %	возможно	возможно	Да	Снижение эффективности на пониженных нагрузках
1.1.3	Упрощенное двухступенчатое сжигание без реконструкции котла	10-15 %	-	возможно	да	Сложность реализации с малым количеством горелок
2	Технологические методы, требующие изменения конструкции котла					
2.1	Низкоэмиссионные горелки со стадийной подачей воздуха (LNB)	30-50 %	возможно	возможно	Да	Не требует реконструкции пароводяного тракта. Горелка устанавливается в существующую амбразуру.
2.2	Двухступенчатое сжигание (стадийная подача воздуха) с реконструкцией котлов.	20-50 %	возможно	возможно	Да	Повышение механического недожога с уносом. При отсутствии пристенного дутья, опасность высокотемпературной коррозии экранов.
2.3	Трехступенчатое сжигание.	40-75 %	возможно	Неполное реализация технологии	да	Повышение механического недожога с уносом
2.4	Концентрическое сжигание	20-50 %	возможно	возможно	нет	Повышение механического недожога с уносом
2.5	Горелки с предварительным подогревом пыли	в 2-3 раза	Возможно, при наличии газа	Возможно, при наличии газа	нет	Желателен котел с промбункером
2.6	Подача пыли высокой концентрации (ПВК)	до 20 %	возможно	Возможно, при наличии промбун-кера	да	
2.7	Сжигание твердого топлива в пузырьковом		возможно	нет	нет	

	и циркулирующем кипящем слое.	Снижение NO <sub>x</sub> до 200 мг/нм <sup>3</sup>				
3	Вторичные методы					
3.1	Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)	40-50	возможно	Возможно	нет	Возможен прорыв аммиака
3.2	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	до 90 %	возможно	Нет, ввиду плотной ком-пановки оборудова-ния	нет	Возможен. Нецелесообразно на котле менее 300 МВт прорыв аммиака

Таблица 5.16. Список НДТ по снижению выбросов пыли при сжигании твердого топлива (каменного и бурого угля)

№ п/п	НДТ	Сокращение выбросов, мг/Нм <sup>3</sup>	Применимость	
				новые установки
1	2	3	4	
1	Электрофильтр	100-400	возможно	
2	Электрофильтр с движущимися электродами	10-70	возможно	
3	Рукавные фильтры	20-100	возможно	
4	Эмульгаторы	200-400	во:	

### 5.1.5. Обращение с золошлаками

Основная функция систем золошлакоудаления угольных ТЭС - надежное удаление из топливосжигательной установки твердой негорючей части твердого топлива - золошлаков. В зависимости от выбора способа конечного удаления золошлаков в функцию системы может входить отпуск золошлаков внешним потребителям при их наличии и/или захоронение неостребованной части золошлаков с учетом требований экологической и промышленной безопасности.

К системам золошлакоудаления предъявляются следующие основные требования:

надежность удаления золошлаков для обеспечения работы генерирующего оборудования;

минимальное потребление энергетических ресурсов, воды, земли;

промышленная и экологическая безопасность, приемлемый уровень рисков аварий и потенциального ущерба, минимальный уровень воздействий на окружающую среду;

минимальные капитальные и эксплуатационные затраты.

Системы золошлакоудаления могут включать в себя, в зависимости от потребностей конкретных ТЭС, взаимосвязанные технологические участки, выполняющие следующие отдельные функции:

участок внутреннего шлакоудаления, выполняет отбор шлака от котлов, его измельчение, транспортирование в пределах котельных отделений и передачу в узел внешнего золошлакоудаления или в места временного накопления шлака;

участок внутреннего золоудаления, выполняет функцию отбора золы от золоуловителей и ее транспортирование в узел внешнего золошлакоудаления или в места временного накопления золы;

участок временного накопления шлака, который может включать накопители шлака и оборудование для его отгрузки потребителям или в места постоянного хранения;

участки временного накопления и отгрузки сухой золы потребителям;

участки внешнего транспорта золы и шлака до мест постоянного хранения или захоронения;

полигон для захоронения (золоотвал) - сооружение для хранения неостребованной части золы и шлаков совместно или по отдельности;

участки отгрузки золошлаков с полигона для захоронения.

На каждой конкретной ТЭС состав системы обращения с золошлаками определяется местными условиями, объемами образования и свойствами золошлаков, потребностями в отгрузке золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям.

На казахстанских ТЭС применяются механические, гидравлические, пневматические и комбинированные системы золошлакоудаления.

Выбор типа системы золошлакоудаления (ЗШУ) определяется:

технологическими особенностями энергетического производства (вид выводимого шлака из топки котла, способ очистки дымовых газов, расход и свойства золы и шлака, необходимость использования и наличие достаточного количества воды); возможностью организации сбыта золошлаков или их отдельных фракций для утилизации сторонними организациями;

климатическими условиями мест для размещения полигона, их удаленностью от промплощадки ТЭС и рельефом местности для транспорта неостребованной части золошлаков на полигон;

требованиями по надежности и экономичности работы системы ЗШУ. Наиболее распространенной на казахстанских угольных ТЭС являются системы ЗШУ совместного внешнего удаления золы и шлака с обратным водоснабжением, с возможностью последующего использования (при наличии потребителей).

Чисто пневматические системы ЗШУ на ТЭС республики не применяются. Пневмогидравлические (комбинированные) системы ЗШУ чаще всего применяются на крупных ТЭС, оснащенных сухими золоуловителями. Зола из-под золоуловителей собирается пневмосистемами в промежуточный бункер, а из него транспортируется в установку по отбору сухой золы (УОСЗ) по пневмозолопроводам (ПЗП) или, при отсутствии потребителей сухой золы, подается по каналам ГЗУ в насосную станцию,

откуда совместно со шлаком в виде пульпы транспортируется на полигон. Потребляемая зола может отгружаться непосредственно из промежуточных бункеров и /или со склада сухой золы. При этом шлак из-под котлов может удаляться потребителям отдельно.

Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и шлака из-под котлов представлена на рисунке 5.1

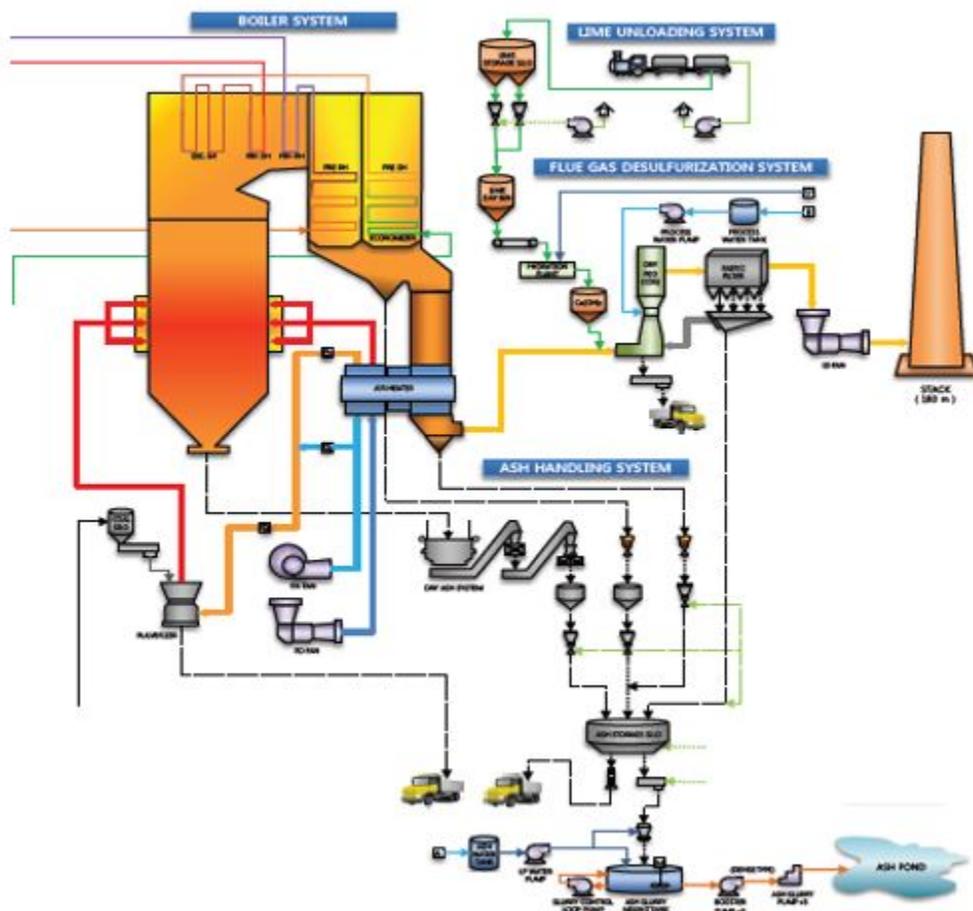


Рисунок 5.31. Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и шлака из-под котлов

#### 5.1.5.1. Внутреннее шлакоудаление

В настоящее время на угольных ТЭС в пылеугольных энергетических котлах применяются гидравлические системы внутреннего шлакоудаления. При использовании гидравлического шлакоудаления шлак из котла поступает в дробилки, где он измельчается, и дробленый шлак сбрасывается в самотечные каналы с побудительными соплами и в виде шлаковой пульпы подается в багерную насосную станцию.

#### 5.1.5.2. Внутреннее золоудаление

В качестве установок внутреннего транспорта золы в энергетике используются:

- установки гидротранспорта;
- самотечные установки;
- аэрожелоба;
- вакуумные установки;
- низконапорные установки со струйными насосами;
- высоконапорные установки с пневмовинтовыми и пневмокамерными насосами;
- двухступенчатые пневмотранспортные установки.

Установки внутреннего гидротранспорта золошлаков включают золосмывные аппараты (ЗСА, «чайники») под бункерами золоуловителей или промбункерами и каналов с побудительными соплами, которые предназначены для транспортировки золовой пульпы (или совместного золовой и шлаковой пульпы) в приемную емкость багерной насосной станции. Эта технология применяется на ТЭС наиболее широко.

Самотечные установки сбора и отгрузки сухой золы применяются для отгрузки сухой золы в транспортные средства непосредственно в зольных помещениях ТЭС из промбункеров под золоуловителями, если это возможно по условиям компоновки золоуловителей. Известен опыт эксплуатации таких установок с отгрузкой в автоцементовозы и/или в железнодорожные хопперы производительностью до 100 тысяч тонн сухой золы в год. Такие установки, как правило, ограничены по максимальной производительности, не могут обеспечить отгрузку сухой золы потребителям в объеме до 100 % от общего выхода, но могут быть частью системы ПЗУ в случае их экономической целесообразности, например, при отсутствии постоянных потребителей золы.

Аэрожелоба, применяемые для подачи золы из бункеров золоуловителей в промбункера, представляют собой устройства для транспортировки сухой золы от бункеров золоуловителей до промежуточных сборных бункеров. Работают достаточно надежно и эффективно при соблюдении следующих ограничений:

- длина не более 25 м без узлов пересыпки и наличие уклона;

- неприменимы для транспортирования высококальциевых зол из-за быстрого забивания пор аэрирующих элементов мелкофракционными частицами, сопровождающегося цементацией отдельных участков этих элементов в случае наличия влаги в транспортирующем воздухе;

- низкая ремонтпригодность и высокие затраты на восстановление аэрожелобов в связи с отсутствием серийного их производства;

- очень высокие требования к монтажу и наладке.

Вакуумные установки ПЗУ технологически более сложны и дороги по сравнению с низконапорными установками ПЗУ со струйными насосами, хотя обеспечивают лучшие санитарные условия в зольных помещениях. К их недостаткам можно отнести:

- небольшую предельную дальность транспортирования - не более 300 м;

необходимость периодических переключений в связи с режимом работы вакуумных насадок по жестко соблюдаемым циклограммам «заполнение-опорожнение бункеров» при практическом отсутствии автоматизации, что влечет за собой неоправданное увеличение численности обслуживающего персонала и снижает надежность работы вакуумных систем ПЗУ в связи с возрастанием роли человеческого фактора;

небольшое число опорожняемых бункеров золоуловителей или оборудование установки вакуумного пневмотранспорта предвключенной системой для подачи золы от бункеров золоуловителей в приемный бункер вакуумной пневмотранспортной установки;

большинство вакуумных схем пневмотранспорта золы работает с накоплением золы в осадительной камере и со срывом вакуума для ее разгрузки. Это снижает возможную производительность систем ПЗУ в 2-4 раза. Применяемые для очистки отработанного воздуха осадительные станции не обеспечивают необходимой очистки воздуха, что является причиной интенсификации абразивного износа эжекторов и вакуум-насосов.

Низконапорные установки ПЗУ со струйными насосами (ПСН) применяются для эвакуации золы от бункеров золоуловителей до промбункеров в двухступенчатых схемах внутреннего пневмотранспорта золы. Каждая установка удаляет золу из одного бункера сухого золоуловителя. Это связано с тем, что одна установка со сбором золы от нескольких бункеров работает неустойчиво или с неоправданно большими энергозатратами. Эти установки просты в изготовлении и монтаже, имеют удовлетворительную надежность и межремонтные сроки эксплуатации, просты в ремонте.

Для пневмотранспорта золы от промбункеров до силосных складов используются более производительные низконапорные пневмотранспортные установки с ПСН (при приведенной дальности транспортирования до 400 м и производительности до 20 т золы в час) или высоконапорные пневмотранспортные установки с пневмовинтовыми (ПВН) или пневмокамерными насосами (ПКН).

Высоконапорные установки с ПВН используются для пневмотранспорта золы от промбункеров до силосных складов и от силосных складов до потребителей сухой золы. Максимальная приведенная дальность транспортирования я до 1000 м с производительностью до 40 т золы в час.

Основные недостатки:

отсутствие автоматического регулирования производительности;

максимальная приведенная дальность транспортирования - до 1000 м;

повышенные финансовые и временные затраты на восстановление эксплуатационной пригодности ПВН вследствие необходимости выполнения их ремонтов из-за абразивного износа деталей шнекового питателя, уплотнений и смесительной камеры ПВН.

Высоконапорные установки с ПКН применяются для пневмотранспорта золы:

от бункеров сухих золоуловителей до силосных складов;

от промбункеров до силосных складов в двухступенчатых схемах внутреннего пневмотранспорта золы;

от силосных складов до потребителей сухой золы. Максимальная приведенная дальность транспортирования я до 1000 м с производительностью до 100 т золы в час.

Возможная приведенная дальность транспортирования я до 3000м. В установках с ПКН удельные энергозатраты на пневмотранспорт золы при прочих равных условиях ниже примерно на 25÷30 % по сравнению с установками с ПВН. Производительность ПКН практически не снижается из-за абразивного износа в процессе эксплуатации, вследствие отсутствия вращающихся или трущихся с большим усилием о золу деталей в отличие от ПВН, производительность которых существенно зависит от изменения геометрических размеров шнека и гильзы питателя в результате абразивного износа.

Двухступенчатые пневмотранспортные установки внутреннего золоудаления.

Комбинация самотечных установок, аэрожелобов или низконапорных пневмотранспортных установок с ПСН или ПКН и высоконапорных установок с ПВН или ПКН в двухступенчатых схемах внутреннего транспорта золы на ТЭС России встречается наиболее часто, так как большинство систем ЗШУ ТЭС с УОСЗ являются пневмогидравлическими, в которых зола из электрофильтров поступает в промбункера и далее она второй ступенью пневмотранспортной установки подается в УОСЗ или в ЗСА установки ГЗУ.

Основные достоинства двухступенчатых пневмотранспортных установок:

самотечные установки или низконапорные пневмотранспортные установки с ПСН обеспечивают надежную эвакуацию сухой золы из золоуловителей в промбункера по трассе любой конфигурации и нечувствительны к изменению влажности транспортирующего воздуха, что является очень важным при перемещении высококальциевых зол;

достаточно длительный межремонтный срок эксплуатации самотечных установок и низконапорных пневмотранспортных установок и возможность восстановления их работоспособности без остановки котлоагрегатов в случае отказа отдельных их элементов;

низкая стоимость в сравнении с высоконапорными самотечными установками, аэрожелобами и низконапорными пневмотранспортными установками с ПСН и ПКН, и относительно низкие эксплуатационные затраты;

обеспечение транспортирования сухой золы от промбункеров до силосных складов на расстояние до 3000 м при применении высоконапорных ПКН;

оптимальные энергозатраты на пневмотранспорт золы во второй ступени за счет возможности обеспечения работы высоконапорных установок с ПКН в режимах с максимальной золовой загрузкой.

Основной недостаток к необходимости очистки транспортирующего воздуха из промбункеров.

#### **5.1.5.3. Накопление и отгрузка сухой золы**

Установки отгрузки сухой золы (УОСЗ) состоят из силосного склада, устройств кондиционирования и отгрузки сухой золы потребителям, устройств подготовки не востребованной части сухой золы к транспортированию на ЗШХ. УОСЗ может включать в себя устройства приема и отгрузки сухого шлака с соответствующими силосами. Для УОСЗ применяется, за редким исключением, стандартное оборудование для хранения и транспортирования сыпучих материалов, широко применяемое в цементной промышленности и производстве других строительных материалов.

#### **5.1.5.4. Внешний транспорт золошлаков**

В качестве установок внешнего транспорта золошлаков используются:

установки гидротранспорта;

пневмотранспортные установки (вакуумные, низко- и высоконапорные установки с ПСН; высоконапорные установки с ПВН и ПКН);

автотранспорт;

конвейерный транспорт.

Установки гидротранспорта. Эти установки предназначены для транспорта не востребованной потребителями части золы и шлаков на ЗШХ в виде золы и/или шлаковой пульпы (совместно или отдельно) и состоят из приемного приемка пульпы, багерных насосов, золошлакопроводов и выпускных устройств на ЗШХ. Водозоловое отношение в пульпе изменяется в пределах от 10:1 до 100:1. В зависимости от изменения высотных отметок расположения багерных насосов на промплощадке ТЭС и приемных устройств золошлакоотвалов, длины и перепадов высот по трассе трубопроводов, массы транспортируемых золошлаков, принятой схемы сбора золошлаков, технологий подготовки пульпы и других факторов могут быть установлены дополнительно багерные насосные на трассе для гарантированного преодоления гидравлического сопротивления трубопроводов.

Основные недостатки установок внешнего гидротранспорта золошлаков:

отсутствие возможности плавного регулирования производительности установок ГЗУ в зависимости от массы транспортируемых золошлаков, имеется возможность только ступенчатого регулирования за счет включения/отключения золошлакопроводов и багерных насосов;

золошлакопроводы подвержены абразивному и коррозионному износу;

при высоком содержании в золошлаках соединений кальция производительность установок ГЗУ может снижаться вследствие образования твердых отложений в золошлакопроводах и трубопроводах возврата осветленной воды.

Вакуумные, низко- и высоконапорные пневмотранспортные установки применяются для отгрузки сухой золы на собственное производство товарной продукции и/или сторонним потребителям. Решение о применении пневмотранспортных установок принимается в зависимости от приведенной дальности транспортирования и требуемой производительности установок.

Автотранспорт используется, когда прокладка гидрозолошлакопроводов невозможна или гидравлическое сопротивление пульпопроводов слишком велико из-за необходимости транспортирования золошлаков на большие расстояния. Вывоз сухой золы, увлажненной до 25 % по массе, осуществляется автосамосвалами на полигон, где послойно укладывается с уплотнением дорожно-строительной техникой или без него.

Конвейерный транспорт достаточно широко используется на ТЭС в энергетике стран-членов ЕС и других государств мирового сообщества. Имеется небольшой опыт применения таких систем в России (Рефтинская ГРЭС), однако в мире успешно применяются автоматизированные установки с трубными ленточными и лотковыми ленточными транспортерами золы от бункеров золоуловителей до места укладки в ЗШХ, в том числе в районах с достаточно суровыми зимами.

#### **5.1.5.5. Золоотвалы**

Золоотвалы предназначены для длительного хранения не востребованной потребителями части золы и шлака. Золошлаки складировать в виде пульпы в поверхностных гидрозолошлакоотвалах (ГЗО) или сухих хранилищах. В качестве золоотвалов могут также использоваться отработанные шахтные и карьерные выработки, овраги. В энергетике РК наибольшее применение нашли поверхностные ГЗО.

При применении сухих методов внутреннего и внешнего золошлакоудаления возможно складирование золошлаков на сухих золоотвалах. В качестве преимуществ такого метода долговременного хранения золошлаков отмечают возможность более высокой плотности укладки и, соответственно, сокращения площадей золоотвалов; снижение водопотребления на ТЭС, снижение рисков загрязнения грунтовых вод. В то же время применение такой технологии требует применения специального оборудования для увлажнения, укладки, уплотнения ЗШО.

Золоотвалы должны быть соответствующим образом обустроены, иметь противодиффузионную защиту и систему мониторинга его влияния на компоненты окружающей среды.

Для объектов I и II категории устанавливаются лимиты на захоронение.

#### **5.1.5.6. Способы использования золошлаков**

В Казахстане и в мире накоплен значительный объем научно-исследовательских работ по переработке золошлаков для производства строительных материалов и

изделий самой широкой номенклатуры: составляющие цементов, заполнители, стеновые материалы, дорожное строительство и т. п.

На рисунке 5.32 представлены возможные способы использования золошлаков.

Завод по безотходному производству изделий из автоклавного ячеистого бетона



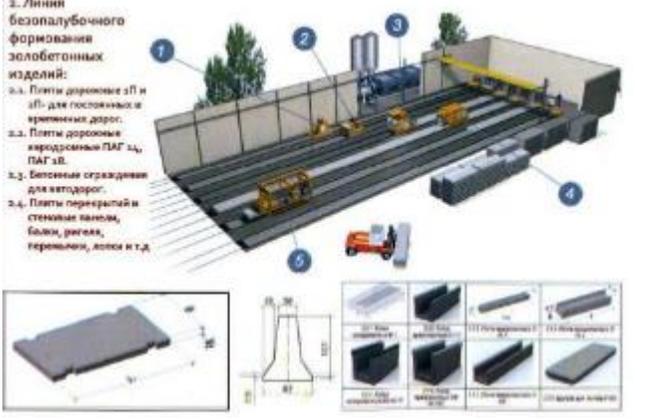
Принципиальная схема завода.

Завод по производству золобетонных изделий для ж/д и автодорог



1. Линия для производства комплектов труб под насыпи авто и железных дорог:  
 1.1. Трубы золобетонные.  
 1.2. Портальные стены.  
 1.3. Стены откосные (открытые).  
 1.4. Прямоугольные и круглые лотки.  
 1.5. Лекальные баки.  
 1.6. Кольца колодезные с днищем и крышкой.

Завод по производству золобетонных изделий общего назначения



2. Линия безопалубочного формирования золобетонных изделий:  
 2.1. Плиты дорожные АП и АП- для постоянных и временных дорог.  
 2.2. Плиты дорожные жаростойкие ПАГ 2д, ПАГ 2В.  
 2.3. Бетонные ограждения для автодорог.  
 2.4. Плиты перегородки, стеновые панели, блоки, решетки, перемычки, лотки и т.д.

Завод по производству добавок из сухой з

Наименование изделия	Производитель
Молот	80
Портландцемент	300
Портландцемент	400
Портландцемент	300-400
Портландцемент	20-25

Производство завода:  
 \*добавки к цементу;  
 \*цементное сырье;  
 \*добавки к бетону;  
 \*добавок к стабилизатору грунтов для дорожного строительства.



Рисунок 5.32. Заводы по производству строительных изделий с использованием ЗШО

### 5.2. Установки сжигания жидкого топлива

Жидкое топливо бывает естественное и искусственное. К естественному относится нефть, а к искусственным продуктам переработки нефти: моторное топливо, спирт, мазут, гудрон и водоугольные эмульсии, водоугольное топливо - ВУТ. Наиболее распространенным энергетическим жидким топливом является мазут. Мазут состоит из углерода, водорода, кислорода, азота, серы, влаги и минеральных примесей. Содержание углерода составляет от 85 до 88 %, водорода от 10 до 12 %, кислорода и азота 0,6÷1,0 %, серы 0,5÷3,5 %. Содержание влаги не более 3÷4 %, минеральных примесей порядка 0,5 %.

Малосернистый мазут - содержание серы на горючую массу менее 0,5 %,

Сернистый мазут - содержание серы на горючую массу 0,5÷2,0 %,

Высокосернистый мазут - содержание серы на горючую массу более 2,0 %.

Вязкость условная, °ВУ - отношение времени истечения из вискозиметра 200 см<sup>3</sup> мазута, нагретого до 50 оС (для вязких мазутов до 80 оС), ко времени истечения такого же количества дистиллированной воды при 20 иС.

В зависимости от вязкости мазут делится на марки.

Мазут М-40 - предельная вязкость 8 °ВУ при 80 °С,

Мазут М-100 - предельная вязкость 15 °ВУ при 80 °С,

Мазут М-200 - предельная вязкость 9,5 °ВУ при 100 °С.

Имеются более легкие флотские мазуты Ф-5, Ф-6, но они используются для транспорта в судовых установках, не для энергетических целей.

При понижении температуры мазут застывает и превращается в твердое тело.

Температура застывания - температура, при которой мазут перестает течь в пробирке под наклоном 45° в течение 1 минуты. Наиболее вязкие сорта имеют температуру застывания 25÷35 °С.

Температура вспышки - температура, при которой пары мазута, нагреваемого в определенных лабораторных условиях, образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при соприкосновении с открытым огнем. Температура вспышки для мазута составляет 80÷100 °С.

Температура воспламенения - температура, при которой нагреваемый в определенных лабораторных условиях мазут загорается при поднесении к нему открытого пламени и горит не менее установленного времени. Температура воспламенения превышает температуру вспышки на 10÷40 °С.

Высокая теплотворная способность - 9500÷9800 ккал/кг.

Малое содержание золы - 0,3÷0,5 %.

ВУТ - получают в результате смешения угольной пыли, воды и пластификатора. Данная технология появилась в качестве замены газа и мазута. Для получения качественного ВУТ требуется качественный уголь, мельницы и пластификаторы. В качестве угля используются каменный уголь марок газовый, коксовый, мокрый помол производится в вибромельницах с добавкой присадок до фракции не более 300 мкм, для транспортировки используются цистерны. Приготовленное ВУТ может сохранять свойства в течение двух суток. Вода используется очищенная для обеспечения экологических требований, влажность может достигать 40 %. Пластификаторы используются для придания длительной текучести взвешенным частицам угля, наиболее часто применяют гуминовые реагенты: натриевые соли гуминовых кислот, полифосфаты. Сжигание ВУТ производится через специальные горелочные устройства. Температура горения 950÷1150 °С. За счет низкотемпературного горения обеспечивается минимальное образование окислов азота. Наличие влаги до 40 % вызывает дополнительный расход энергии на ее испарение, примерно на каждые 10 %

влаги тратится 1 % теплоты сгорания угля. ВУТ применяют в КНР, Европейских странах, Украине. В Республике Казахстан проводилось опытное сжигание, но практического применения не получило.

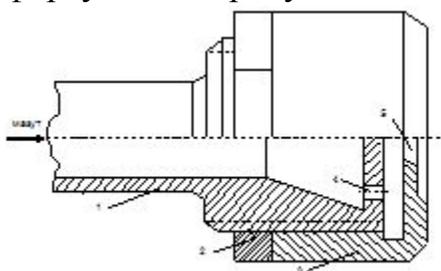
### 5.2.1. Особенности установки

Подготовка мазута к сжиганию включает несколько этапов, начиная с разгрузки (слива). Поступает мазут как правило в ж/д цистернах 60-90 т. В зависимости от расхода мазута сливная эстакада может одновременно обслуживать до 20 цистерн. Чтобы слить мазут его разогревают паровыми пиками, которые вставляют через люк, также обогревается паром сливной патрубков, по мере разогрева, мазут стекает в межрельсовый желоб, стеки которого также обогреваются паром, желоб имеет уклон в сторону приемной емкости, приемная емкость обычно из бетона емкостью до 150 м<sup>3</sup>. Из приемной емкости мазут перекачивается мазутными насосами в основные мазутные резервуары единичной емкостью от 2 до 20 тыс.м<sup>3</sup>. Суммарная емкость мазутохранилища может составлять более 120 тыс.м<sup>3</sup> для газомазутных ТЭС. Днища мазутных емкостей оборудованы подогревателями. Мазутопроводы от хранилища до котельного цеха оборудованы паровыми спутниками, во избежания расслоения при хранении и повышения готовности к сжиганию, мазут постоянно циркулирует, что обеспечивается постоянным расходом пара на мазутное хозяйство. В зависимости от сорта жидкого топлива подогрев производится в пределах 85-100 °С. При разогреве паром для слива мазута происходит значительные потери пара и конденсата. Для каждой ТЭС в зависимости места расположения, времени года, параметров пара, емкости цистерны определены нормы расхода пара и продолжительность слива. Так, например, мазут М-100, при температуре наружного воздуха -10 °С, разогрев паром: давление 1,2 МПа и температура 280 °С, расход пара 3 тонны, цистерна объемом 60 м<sup>3</sup> сливается за 6 часов. При зачистке цистерны происходит большая часть обводнения мазута до 2÷4,5 %. В случае подачи в форсунки плохо перемешанного обводненного мазута наблюдается пульсации горения, которые могут привести к обрыву факела. С другой стороны, при сжигании мазута с хорошо диспергированной в нем водой, при содержании 5-10 % и более, усиливается эффективность распыливания, повышается устойчивость горения, снижается образование окислов азота, окиси углерода.

Жидкое топливо в топочных устройствах, как правило, сжигается в распыленном состоянии, в виде капель в потоке воздуха. Горение жидких топлив всегда происходит в паровой фазе, поэтому процессу горения капли всегда предшествует процесс испарения. В общем случае в высокотемпературной среде капля жидкого топлива окружена некоторой зоной, насыщенной его парами, на внешней поверхности которой вокруг капли устанавливается сферическая зона горения. Скорость химической реакции смеси паров жидкого топлива с окислителем достаточно велика, так что

толщина зоны горения по отношению к диаметру зоны горения незначительна. Толщина паровой зоны вокруг капли топлива зависит от температуры в зоне горения и от параметров испарения топлива: чем выше температура горения и чем ниже температура кипения топлива и теплота его испарения, тем выше толщина паровой зоны.

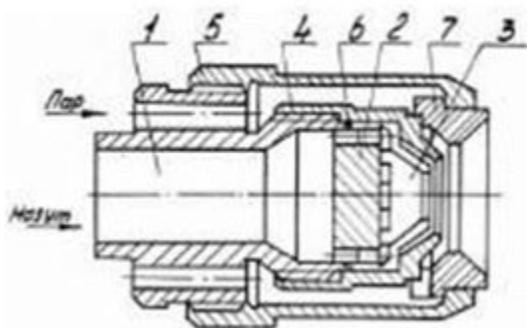
Распыл жидкого топлива производится в форсунках. Форсунки бывают механические и паровые. В механических форсунках распыление происходит за счет давления жидкого топлива и конструкции форсунки, а в паровых и за счет кинетической энергии пара. В механических форсунках энергия тратится на создание давления (до  $20 \text{ кг/см}^2$ ). Рекомендуется организовать дополнительный подогрев мазута перед форсунками. На практике большее распространение получили механические форсунки. На рисунке 5.33 представлена простейшая механическая форсунка.



- 1 - форсунка; 2 - контргайка; 3 - головка форсунки;
- 4 - отверстия для распыла мазута; 5 - выходное отверстие

Рисунок 5.33. Механическая форсунка

Мазут подается по основной форсунке длиной 2,5-3,0 м, на конце которой просверлены отверстия диаметром 6-8 мм, распыление происходит за счет удара струй мазута о стенку головки форсунки. Регулировка распыла производится за счет изменения расстояния стенки головки форсунки от выходных отверстий форсунки, положение головки фиксируется контргайкой. В более сложных форсунках имеются закручивающие каналы.



- 1 - ствол форсунки; 2 - рассекатель; 3 - мазутное сопло; 4 - регулировочное кольцо; 5 - паровое сопло; 6 - головка форсунки; 7 - выходное сопло

## Рисунок 5.34. Паромеханическая мазутная форсунка

В паромеханической форсунке распыл происходит за счет расщепителя и смешивания струй мазута и пара. Настройка форсунки происходит изменением зазора между мазутным соплом и выходным соплом с помощью регулировочного кольца. В паромеханической форсунке давление мазута снижено (до 1,0 МПа), но требуется расход пара давлением 1,3÷1,6 МПа.

В форсунке конструкции Шухова мазут направлен по периферийному каналу, а пар по центральному

### 5.2.2. Эффективность установки

Организация эффективного горения с наилучшими показателями: полнота сгорания, геометрические параметры факела, заполнение факелом топочного объема, зависит от многих факторов.

Тонина распыла - размер капель жидкого топлива, чем больше размер, тем больше время на испарение, при дальнейшем укрупнении капель и уменьшении количества мелких процесс испарения может затянуться на столько, что необходимая концентрация паров топлива для воспламенения не будет достигнута факел погаснет.

Температурный уровень в топке, определяется теплоотводом от факела. Уменьшение тепловыделение факела, например, при снижении нагрузки, приводит к снижению температурного уровня, что может привести к погасанию факела.

Плотность и равномерность распыления, в случае неравномерного распыления в зоне с плотным орошением мелкие капли могут, сталкиваясь образовывать крупные капли, прогрев которых и испарение затягивается, факел теряет равномерность, что приводит к неравномерности тепловосприимчивости.

Соотношение воздух-топливо, при малом расходе воздуха происходит хуже смесеобразование, выделяющееся теплоты недостаточно для поддержания горения. При избыточном расходе воздуха происходит охлаждение, что затрудняет воспламенение. При значительном увлажнении или перегреве топлива, могут возникнуть пульсации и хлопки горения, которые могут привести к срыву факела.

Расчетный КПД брутто нового котла на жидком топливе может достигать 95 %, при этом основные потери тепла с уходящими газами, в окружающую среду и с химическим недожогом.

Температура уходящих газов в зависимости от содержания серы в топливе может находиться от 120 до 220 °С, во избежание низкотемпературной коррозии. При дополнительной защите поверхности воздухоподогревателя температура уходящих газов может приниматься ниже 100 °С.

Часть тепла от наружного охлаждения используется для предварительного подогрева воздуха, для чего в верхней части котла организуют «теплый ящик», через который пропускают воздух.

Оптимизация процесса горения может снизить количество несгоревшего углерода в золе. Снижение коэффициента избытка воздуха и другие методы снижения образования окислов азота, могут, наоборот, привести к росту химического недожога.

При сжигании водомазутной эмульсии с обводненностью 15÷20 % можно достигнуть снижения концентраций оксидов азота и бенз(а)пирена более чем в 2÷3 раза, по данным сжигания водомазутной эмульсии на котлах ТГМ-84 и ПК-41-1 Волжской ТЭЦ (РФ).

Для создания гидростабилизированного топлива - водомазутной эмульсии (ВМЭ) необходима установка подготовки топлива, которая состоит из фильтров грубой и тонкой очистки, диспергатора-гомонизатора, насоса и подогревателя мазута. Диспергаторы волнового типа позволяют получить сверхстойкие водотопливные эмульсии, соответствующие требованиям [5].

На рисунке 5.35 приведены концентрации загрязняющих веществ при сжигании мазута и ВМЭ.

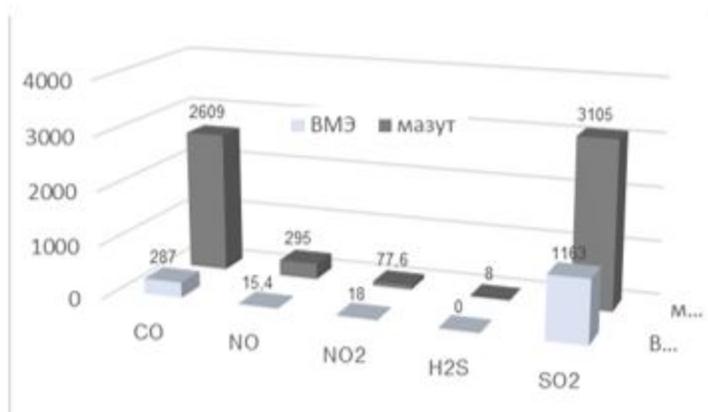


Рисунок 5.35. Концентрации ЗВ при сжигании мазута и ВМЭ на котлах ТГМ-84

Кроме водомазутной эмульсии, для снижения образования окислов азота применяется ступенчатое сжигание. Схема двухступенчатого сжигания приведена на рисунке 5.36. Через основные горелки подается топливо и часть воздуха (коэффициент избытка менее единицы), остальная часть воздуха подается отдельно через сбросные сопла (шлицы).

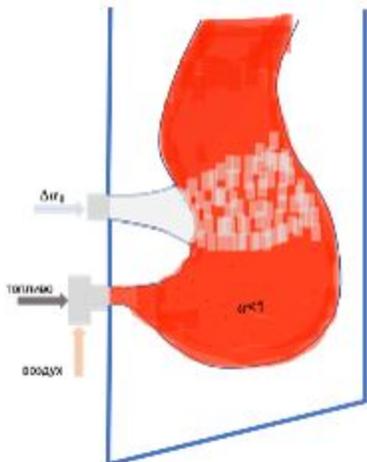
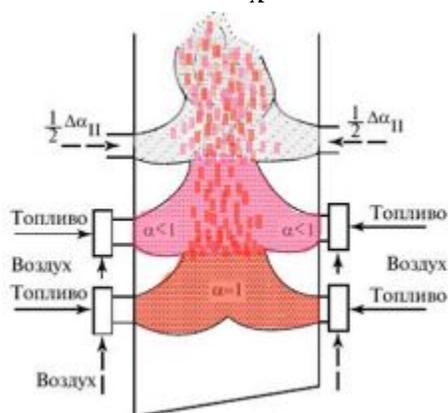


Рисунок 5.36. Схема двухступенчатого сжигания

На первой ступени сжигания из-за нехватки кислорода образуется меньше  $\text{NO}_x$ , на второй ступени сжигания уменьшение происходит из-за снижения температуры. Эффективность такого метода сжигания зависит от места ввода вторичного дутья. Снижение окислов азота может составить 20÷40 %. При двухступенчатом сжигании мазута факел затягивается, и температура газов на выходе из топки и уходящих газов может повышаться, что отрицательно сказывается на условиях работы пароперегревателя и увеличивает потери тепла с уходящими газами.

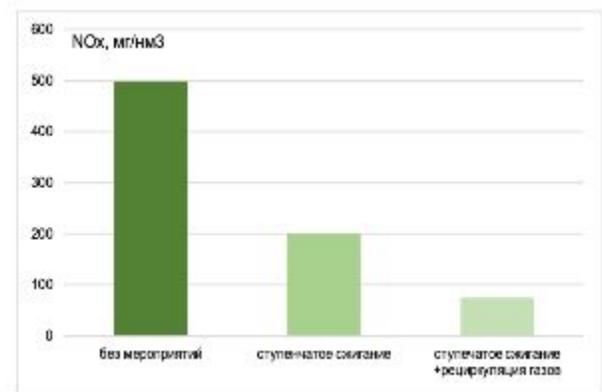
При трехступенчатом сжигании основные горелки работают при избытках воздуха близкие к 1, дополнительные горелки устанавливаются выше основных с подачей воздуха менее 1, недостающая часть воздуха подается через сбросные сопла. Наличие выше ядра горения восстановительной зоны (при альфа менее 1) инициирует разложение  $\text{NO}_x$  до молекулярного азота.



Для эффективного восстановительного процесса температура газов должна быть не менее 1200 °С.

Рисунок 5.37. Схема трехступенчатого сжигания

Еще один способ уменьшения образования окислов азота - это рециркуляция газов. Данный метод может снизить окислы азота на 25÷40 %. Обычно для рециркуляции используется отбор газов за экономайзером. Требуется установка дымососа рециркуляции. Наибольший эффект достигается подачей газов в топливо, наименьший - при подаче газов через шлицы под топку.



1 - без мероприятий; 5 - ступенчатое сжигание; 6 - ступенчатое сжигание + рециркуляция газов

Рисунок 5.38. Результаты комплексного применения методов подавления окислов азота на котлах ТГМ-96Б

В результате комплексного применения ступенчатого сжигания с рециркуляцией дымовых газов на котле ТГМ-96Б снижены окислы азота с 489,5 мг/нм<sup>3</sup> до 68,3 мг/нм<sup>3</sup>.

### 5.2.3. Характеристика выбросов загрязняющих веществ

При сжигании жидких топлив образуются окись углерода, CO, оксиды азота, NO, NO<sub>2</sub>, сернистого и серного ангидридов, SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub>, соединения ванадия, метан, а также твердые частицы, откладывающиеся на поверхностях нагрева котлоагрегатов. При сгорании практически всех видов топлива в атмосферу поступает бенз(а)пирен, C<sub>20</sub>H<sub>12</sub>.

**Оксиды серы.** Различают триокись серы, серный ангидрид, SO<sub>3</sub> и **диоксид серы, SO<sub>2</sub>**. Бесцветный газ с характерным резким запахом. Токсичен. Класс опасности - 3. Кроме вредного воздействия на все живое сернистый газ вызывает усиленную коррозию металлических поверхностей и порчу различных веществ и материалов. Содержание серного ангидрида в продуктах сгорания не превышает 3 % содержания сернистого газа. При сжигании жидкого топлива большинство оксидов серы преобразуются в двуокись серы. При высоких температурах сера соединяется с углеродом, водородом и кислородом, образуя триокись серы SO<sub>3</sub>, двуокись серы SO<sub>2</sub>, окись серы SO, сероводород H<sub>2</sub>S: серо углерод CS. Из всех соединений серы, при

наличии кислорода до 90 % преобладает двуокись серы  $SO_2$ , 0,1 % в виде  $SO_3$ , остальное преобразуется в  $SO$ . Дополнительное окисление может происходить в установках, оборудованных СКВ. Под воздействием солнечной радиации сернистый ангидрид окисляется в серный, а затем соединяясь с водой может образовывать серную кислоту. Содержание оксидов серы практически не зависит от организации топочного процесса и определяется содержанием серы в топливе. Около 90 %  $SO_2$  выпадает из дымовых газов на почву в радиусе 15÷35 высот дымовых труб. 10 %  $SO_2$  переносится в другие регионы.

В таблице 5.17 представлены удельные выбросы в атмосферу от установок, сжигающие жидкое топливо (котлы, двигатели, турбины). Газойль (дизельное топливо) является только резервным топливом для газовых турбин.

Таблица 5.17. Удельные выбросы в атмосферу от установок, сжигающие жидкое топливо в РК [17]

№ п/п	тип установки	Суммарная тепловая мощность, МВт	$SO_2$ двуокись серы, мг/нм <sup>3</sup>	$NO_x$ окислы азота мг/нм <sup>3</sup>	СО окись углерода, мг/нм <sup>3</sup>	Пыль, мг/ нм <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7
1	котел	<100	12-1676	182-576	3-85	0,5-54
1.1		100-300		46-511	3-52	
1.2		300	51-750			0,1-116
2	двигатель	все	93-604	118-2442	44-200	5-200
3	газовая турбина		1-115	102-1085	1-680	1-7

В Казахстане нет крупных двигателей 50 МВт и более, сжигающие жидкое топливо для производства энергии, а также газовых турбин на жидком топливе, только сжигающие газ. В таблице 5.18-5.19 представлены уровни концентраций  $SO_2$  и  $NO_x$ , сжигающие жидкое топливо и в таблице 5.23 приведены уровни концентраций  $SO_2$  и  $NO_x$  для новых установок, сжигающие жидкое топливо, построенных в период с 1 января 2013 года.

Таблица 5.18. Удельные выбросы в атмосферу от действующих установок, сжигающие жидкое топливо в Республике Казахстан

№ п/п	Тип установки	Суммарная тепловая мощность, МВт	Приведенное содержание серы, % кг/МДж	$SO_2$ двуокись серы, при альфе = 1,4 мг/нм <sup>3</sup>	$NO_x$ окислы азота, при альфа = 1,4 мг/нм <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6

1	котел	<300	0,045	2000	400
2			>0,045	3400	
3		300	0,045	2000	500
4			>0,045	3000	

Таблица 5.19. Удельные выбросы в атмосферу от установок, вновь строящихся с 1 января 2013 года, сжигающие жидкое топливо в Республике Казахстан

№ п/п	Тип установки	Суммарная тепловая мощность, МВт	Приведенное содержание серы, % кг/МДж	SO <sub>2</sub> двуокись серы при альфе = 1,4 мг/нМ <sup>3</sup>	NO <sub>x</sub> окислы азота при альфе = 1,4 мг/нМ <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	
1	котел	<199	0,045	1200	250	
2			>0,045	1400		
3		200-249	0,045	1800		
4			>0,045	2000		
5		250-299	0,045	700		
6			>0,045			
7		300	0,045	780		350
8			>0,045			

#### 5.2.4. НДТ при сжигании жидкого топлива. Возможные техники

Таблица 5.20. НДТ при сжигании жидкого топлива

№ п/п	ДТ	Влияние	Описание	Эффект	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	НДТ Технологии при разгрузке, хранения, транспортировке и подготовке к сжиганию жидкого топлива				
1.1	НДТ 67и	Загрязнение почвы и воды	- герметическая обваловка вокруг резервуара хранения жидкого топлива, объемом как минимум равной емкости самого большого резервуара	исключение попадания топлива на почву и воду	
1.2	НДТ 67к		- площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута		
1.3	НДТ 67л		- Сбор и очистка ливневых и талых вод перед сбросом или утилизацией на ТЭС		
1.4	НДТ 67м	Пожаро-	- температурный режим жидкого топлива. Подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки, но не выше 90 °С		

1.5	НДТ 67м	безопасность	все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний	Исключение риска возникновения пожара	
2	НДТ	Режимно-наладочные методы			
2.1	НДТ 63б	Снижение NO <sub>x</sub>	Контролируемое снижение избытка воздуха	Снижение в таблице 4.2.5	возможно увеличение CO
2.2	НДТ 63в		Нестехиометрическое сжигание		
2.3	НДТ 63г		Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.		
2.4	НДТ 63д		Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:		
2.5	НДТ 63д		Трехступенчатое сжигание с реконструкцией котла		
2.6	НДТ 63н		Установка низкоэмиссионных горелок		
2.7	НДТ 63и		Организация рециркуляции дымовых газов		
2.8	НДТ 63ф		Применение технологии сжигания ВМЭ		
3	НДТ Техники повышения энергоэффективности (см. раздел 4)				
4	Техники снижения выбросов SO <sub>x</sub> при сжигании жидкого топлива				
4.1	НДТ 64м	Снижение SO <sub>x</sub>	Использование топлива с низким содержанием серы или уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа.	снижение выбросов SO <sub>x</sub> в источнике	
4.2	НДТ 64а		Предварительное смешение топлива с присадками		
4.3	НДТ 64ж		Сухой метод сероочистки		
4.4	НДТ 64к		Абсорбционно-каталитический метод		
4.5	НДТ 64з		Мокрый известковый способ (МИС)		
4.6	НДТ 64и		Аммиачно-сульфатная технология (АСТ)		
4.7	НДТ 64г		Конденсатор дымовых газов		
4.8	НДТ 64м		Совместное сжигание жидкого топлива и газа, с увеличением доли газа		
5	Технологии снижения выбросов NO <sub>x</sub>				
5.1	НДТ 63-е		Озонно-аммиачный метод снижения выбросов SO <sub>2</sub> и NO <sub>x</sub>		
			Абсорбционная очистка дымовых газов от оксидов азота и диоксида серы с		

5.2	НДТ 64л	Снижение NO <sub>x</sub>	применением водно-щелочного раствора трилона Б.		
5.3	НДТ 63т		Метод селективного некаталитического восстановления (СНКВ)		
5.4	НДТ 63с		Метод селективного каталитического восстановления (СКВ)		
5.5	НДТ 68		Обращение с маслами. Предотвращение потерь масла и попадание в ОС	см. раздел 3.9	
6	НДТ по сбросам в водные объекты. (см. раздел 4.2)				
7	НДТ по снижению выбросов от поршневых двигателей (см. раздел 5.3)				
8	НДТ по снижению выбросов от газовых турбин, сжигающие дизельное топливо (см. раздел 5.3)				
9	НДТ по обращению с маслами (см.НДТ 68)				
10	НДТ Возможные методы (см. раздел 5.2.4)				

### НДТ 67л. Обеспечение пожаробезопасности по температуре слива мазута

Температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки, но не выше 90 °С. Предупреждение пожаробезопасности.

### НДТ 67м. Обеспечения пожаробезопасности за счет заземления

Все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке жидкого топлива или масла, и для защиты от воздействия молний.

### НДТ 63ф. Применение технологии сжигания ВМЭ

ВМЭ - это синтетическое жидкое топливо, состоящее из двух нерастворимых друг в друге жидкостей. При сжигании ВМЭ процессы горения ускоряются и происходит снижение вредных выбросов.

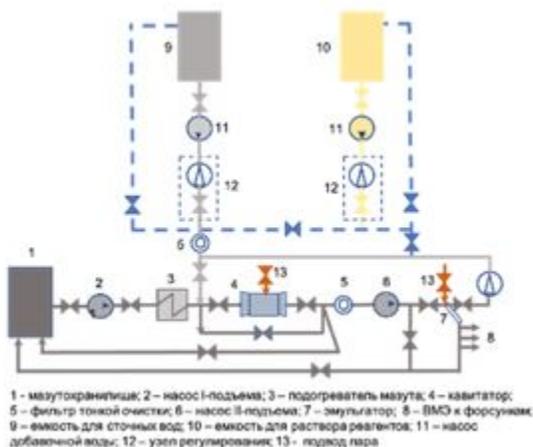


Рисунок 5.39. Комбинированная схема подготовки ВМЭ

Смешение топлива происходит в специальном устройстве, в качестве которого могут использоваться диспергаторы, кавитаторы, гомогенизаторы, роторно-пульсационные аппараты и другие конструкции смесителей.

Различают несколько вариантов схем по сжиганию ВМЭ: централизованная, индивидуальная и комбинированная. В централизованной схеме узел приготовления ВМЭ один на всю станцию, индивидуальная схема предусмотрена на каждый КА, комбинированная схема. Централизованная схема приготовления ВМЭ проста, но при добавлении воды происходит обводнение всей мазутной системы, включая мазутные емкости, что увеличивает риск обрыва факела.

Таблица 5.21. Примерная эффективность использования ВМЭ

№ п/п	Эффект использования ВМЭ при доли воды 10 %	Возможная экономия сжигаемого топлива, %
1	2	3
1	Перевод имеющейся в подаваемом на сжигание мазуте воды в мелкодисперсное состояние путем эмульгирования	до 2
2	Уменьшение коэффициента избытка воздуха в топке на 0,1	0,7
3	Уменьшение температуры уходящих газов на 10С	0,6
4	Подогрев питательной воды в водяном экономайзере на 10С	1,6
5	Уменьшение температуры питательной воды на входе в водяной экономайзер на 10С	0,24
6	Снижение выброса сажистых частиц	0,2
7	Поддержание чистоты теплообменных поверхностей котла.	до 2
8	Уменьшение температуры подогрева мазута на 30С	до 1
9	Замена форсунок парового распыла на механические форсунки	до 1
10	Поддержание номинального КПД котлоагрегата при работе на режиме, составляющем 75 % от номинального	0,7
11	Потери топлива на испарение воды в составе эмульсии	0,8
12	Возможная суммарная экономия топлива (с учетом потерь топлива на испарение воды в составе эмульсии)	до 10

При отсутствии добавления воды централизованная схема имеет эксплуатационное преимущество в режимах работы КА при сжигании мазута с повышенной влажностью (до 20 %). Индивидуальная схема рассчитана на каждый КА при этом упрощается использование в качестве добавочных вод растворов реагентов -  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ,  $(\text{NH}_2)_2\text{CO}$  и других, употребление которых имеет целью улучшение эксплуатационных свойств топлива. На рисунке 5.39 приведена комбинированная схема подготовки ВМЭ.

При смешении меняются физические свойства. Одно из важных свойств ВМЭ - вязкость. Для оценки затрат на транспорт рекомендуется пользоваться известной формулой А.Эйнштейна:

$$\eta_{ЭМ} = \eta_{М}(1 + 2,5\varphi) \quad (5.1)$$

где:  $e_{М}$  - вязкость мазута, а - доля воды.

Другое важное свойство, необходимое для расчета сжигания ВМЭ - это теплота сгорания топлива. При отсутствии лабораторного определения на калориметрической установке можно рассчитать теплоту сгорания по формуле Д.Менделеева:

$$Q_{Н}^P = 0,339C^P + 1,03H^P - 0,109(O^P - S^P) - 0,025W^P \quad (5.2)$$

где: C, H, O, S, W - соответственно содержание углерода, водорода, кислорода, серы и влаги на рабочую массу, %

Несмотря на разногласия в литературных источниках по применимости формул (5.1 и 5.2), для инженерных расчетов вполне достаточная точность этих формул, тем более что изменения и колебания процесса сжигания топлива полностью перекрывают эти погрешности. Примерный эффект от применения ВМЭ приведен в таблице 5.21.

#### **НДТ 64а. Предварительное смешение мазута с присадками**

Удаление серы из нефтяных топлив можно осуществить посредством гидроочистки. В этом процессе происходит взаимодействие водорода с сероорганическими соединениями и образуется сероводород, который улавливается и может использоваться для получения серы и ее соединений. Процесс протекает при температуре 300-400 С и давлении до 10 МПа в присутствии катализаторов - окислов молибдена, кобальта и никеля. Снижение сернистости сжигаемого топлива можно осуществить, подвергая его воздействию высоких температур с использованием окислителей (газификация) или без них (пиролиз). Газификация топлив происходит при температурах 900-300 С и ограниченном доступе кислорода. В результате этой реакции образуется газ, горючими компонентами которого являются метан и его гомологи, окись углерода и водород. Из серы топлива образуется сероводород - более активное вещество, чем  $SO_2$ , который может быть удален до поступления горючего газа в топку котла. Получение энергетически чистого топлива возможно путем высокотемпературного пиролиза с последующей газификацией твердого продукта (нефтяного кокса). Пиролиз мазута происходит при его нагревании до температуры 700-1000 С без доступа окислителя. Пиролиз мазута осуществляется при непосредственном контакте распыленного мазута с теплоносителем (по методу ЭНИН), находящимся как в неподвижном, так и в движущемся состоянии. В качестве теплоносителя используются твердые вещества в мелкозернистом и пылевидном состоянии (кварцит,

нефтяной кокс), а также водяной пар. Образующийся горючий газ очищается от сернистых соединений и других нежелательных примесей и используется в качестве чистого энергетического топлива. Глубокое обессеривание котельного топлива (с 2,5 до 0,5 %), а также газификация и пиролиз топлива приводят к многократному увеличению его стоимости и поэтому могут оказаться целесообразными только в случаях, когда это особенно необходимо (для ТЭЦ крупных городов при высоком фоновом загрязнении). Экономичность рассматривается в сочетании с уменьшением образования вредных выбросов и снижением отложений на поверхностях нагрева при сжигании мазута, изменением расхода электроэнергии на собственные нужды и изменение расхода топлива при изменении КПД КА. Другой путь повышения интенсивности сжигания жидкого энергетического топлива связан с организацией процесса эмульгирования мазутов, а также с добавлением в топливо специальных веществ, улучшающих его эксплуатационные свойства, - многофункциональных присадок.

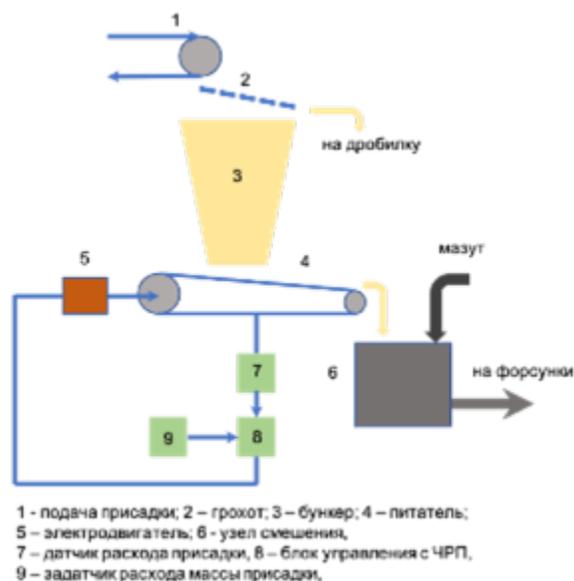


Рисунок 5.40. Схема подачи смеси

В качестве твердых присадок применяются каустический магнезит ( $MgO$  65-80 %), доломита, каолина,  $MgO$ ,  $Mg(OH)_2$ . Ввод твердых присадок возможен двумя способами : непосредственным вдувом в топку и предварительным смешением с топливом перед сжиганием. Широкое распространение в энергетике получила присадка, созданная ВТИ на основе минерала бишофита ВТИ-4ст. Ион магния, входящий в структуру кристаллического  $MgCl_2$ , является активным началом этой присадки. Бишофит содержит 46÷50 % активного вещества (хлористого магния) и влагу. Присадка ВТИ-4ст и ее разновидности на основе магния предназначена для уменьшения коррозионной активности золы высокосернистого мазута.

Повышение содержания магния в золе повышает температуру ее перехода в расплав, а образующийся оксид магния вступает в реакцию с триоксидом серы, связывая ее в нейтральные сульфаты, снижая тем самым содержание  $SO_3$  в дымовых газах и их точку росы. Благодаря присадке ВТИ-4ст снижается загрязнение поверхностей нагрева котлов при сжигании мазутов, особенно высокосернистых, и предотвращается их коррозионное повреждение. Схема подачи присадки с предварительным смешением с топливом приведена на рисунке 5.40. Дозировка присадки производится за счет регулируемого привода питателя через блок управления. В зависимости от нагрузки энергетической установки, качества топлива, задатчик расхода присадки выдает необходимый сигнал на блок управления, куда поступает сигнал о расходе присадки и топлива, блок управления с помощью программного обеспечения корректирует расход присадки через ЧРП электропривода питателя.

#### **Режимно-наладочные техники**

Контролируемое снижение избытка воздуха. Снижение выбросов  $NO_x$ , возможно увеличение выбросов  $CO$  (см. НДТ 4.18).

Нестехиометрическое сжигание. Снижение выбросов  $NO_x$ , возможно увеличение выбросов  $CO$  (см. НДТ 4.19).

Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла. Снижение выбросов  $NO_x$  (см. НДТ 4.4.20)

#### **Технологические методы, требующие изменение конструкции котла.**

Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла. Снижение выбросов  $NO_x$  (см. НДТ 4.22).

Малоэмиссионная горелка. Снижение выбросов  $NO_x$  (см. НДТ 4.21).

Рециркуляция дымовых газов. Снижение выбросов  $NO_x$  (см. НДТ 4.26).

#### **НДТ 64в. Озонно-аммиачный метод снижения выбросов $SO_2$ и $NO_x$ .**

Метод позволяет одновременно производить очистку от оксидов азота и оксидов серы. Технология заключается в том, что в уходящие газы вводится сильный окислитель - озон, который окисляет низшие малореакционные оксиды серы и азота ( $SO_2$  и  $NO$ ) до высших оксидов ( $SO_3$ ,  $NO_2$ ,  $N_2O_5$ ), хорошо поглощаемых водой и водными растворами. Полученный таким образом раствор кислот затем нейтрализуется аммиаком с образованием солей (сульфатов и нитратов).

#### **НДТ 64л. Абсорбционная очистка дымовых газов от оксидов азота и диоксида серы с применением водно-щелочного раствора трилона Б.**

Существующие технологии очистки дымовых газов от  $NO_x$  и  $SO_2$  предусматривают ввод в него дополнительного окислителя (например, озона) либо дополнительного восстановителя (аммиака), оба ингредиента относятся к опасным веществам и требуют

конструктивных решений безопасности, что удорожает их применение. ЭНИН разработал технологию одновременной абсорбционной очистки дымовых газов от  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_2$ , основанная на поглощении оксидов азота и диоксида серы раствором, содержащим комплекс  $\text{FeCЭДТА2-}$  и гидроксид натрия  $\text{NaOH}$ .

**НДТ 64н. Абсорбционные методы очистки дымовых газов от диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ ).**

В настоящее время разработано большое количество абсорбционных методов, применяемых с 1930-х годов для очистки от  $\text{CO}_2$  различных технологических газов в химической промышленности. Среди них технологии с использованием в качестве абсорбента воды, органических растворителей, водных или органических растворов аминов или карбонатов щелочных металлов. Все эти методы основаны на обратимых процессах хемосорбции и/или физической абсорбции  $\text{CO}_2$  различными растворами. Извлечение диоксида углерода из газового потока осуществляют в две стадии: сначала путем мокрой промывки газа диоксид углерода переводят в промывающий раствор, а затем, повысив температуру или сбросив давление, десорбируют  $\text{CO}_2$  из раствора (для последующего использования), а регенерированный абсорбент вновь применяют для очистки газа от диоксида углерода. Такой способ очистки, основанный на абсорбции газа при колебаниях давления и температуры, получил название РТСА-технологии (Pressure and Temperature Swing Adsorption). Наиболее широкое распространение в промышленности получили методы с использованием в качестве абсорбента водных растворов моноэтаноламина (МЭА). С 1990-х годов эти методы применяются в более чем 40 % всех установок очистки различных технологических газов. Этот процесс привлекает и энергетиков, поскольку в отличие от других методов он эффективен даже при атмосферном давлении (в том числе при парциальных давлениях  $\text{CO}_2$  менее 0,02 МПа), т. е. для дымовых газов ТЭС с традиционными способами сжигания топлива.

**НДТ 63т. Метод селективного некаталитического восстановления оксидов азота (СНКВ).**

Технология очистки дымовых газов от  $\text{NO}_x$ , получивший широкое распространение в мировой энергетике - это также селективное, т. е. с использованием аммиака или мочевины, но бескаталитическое восстановление  $\text{NO}$  до молекулярного азота. Процесс восстановления без катализатора проходит в температурном интервале от 850 до 1100 оС, который зависит от вида используемого реагента. Применение аммиака требует дополнительных мер безопасности, поэтому российскими исследователями проведены лабораторные и промышленные эксперименты с карбамидом. В России запатентован метод СНКВ Губкинским университетом совместно с ВТИ с использованием карбамида. Технология внедрена на Каширской ГРЭС и Тольяттинской ТЭЦ (до

перевода их на сжигание газа). Результаты по очистке окислов азота, полученные после установки СНКВ, концентрация окислов азота составила 150-200 мг/м<sup>3</sup>. На рисунке 5.41 приведена схема СНКВ. С помощью пара аммиак или аммиачная вода испаряется в смесителе в виде трубы Вентури и в паровой виде вдувается в котел. Процесс СНКВ имеет следующие особенности:

эффективность очистки с ростом температуры проходит через максимум в районе 900 °С;

расход аммиака на нейтрализацию 1 моля оксидов азота во всех случаях превышает 1 моль и возрастает с ростом температуры;

проскок аммиака непрерывно снижается с ростом температуры. На рисунке 5.41 приведена схема СНКВ.

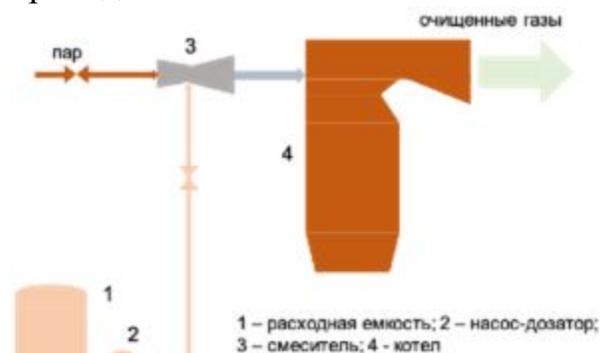


Рисунок 5.41. Схема СНКВ

Рисунок 5.41. Схема СНКВ

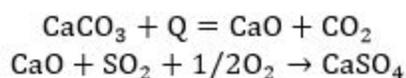
Эффективная очистка может быть реализована только в определенном температурном диапазоне (температурное окно) процесса. Так как проскок аммиака ограничен принятыми нормами, то и эффективность очистки оказывается ограниченной. Основным достоинством этой технологии являются низкие капитальные вложения и металлоемкость.

**НДТ 63с. СКВ - селективное каталитическое восстановление.** Температура восстановления оксидов азота аммиаком может быть существенно понижена до уровня 120 - 500 °С за счет применения катализаторов. Такая технология называется селективным каталитическим восстановлением. Эффективность СКВ-технологии составляет 80-92 %. Применение катализатора позволяет также уменьшить расход аммиака до одной молекулы NH<sub>3</sub> на одну нейтрализованную молекулу NO<sub>x</sub>. В случае применения в качестве реагентов аммиачной воды или мочевины перед подачей в каталитический реактор они должны быть конвертированы до аммиака. Катализаторы выполняются на основе диоксида титана TiO<sub>2</sub>, пентаоксида ванадия V<sub>2</sub>O<sub>5</sub> с добавками оксидов вольфрама WO<sub>3</sub> или молибдена MoO<sub>3</sub> и других металлов.

Впервые СКВ-технология была реализована в Японии в конце 70-х годов прошлого века и в настоящее время широко используется, причем исследования этого процесса продолжаются и направлены в основном на увеличение ресурса традиционных катализаторов и разработку принципиально новых каталитических систем.

#### **НДТ 64ж. Сухой метод сероочистки.**

Заключается в дозированной подаче сорбента в зону реакции. В качестве сорбента используются известняк и гашенная известь. Подача сорбента производится в верхнюю часть топки в зону с температурой порядка 1000-1100 аС. Под действием высоких температур сначала протекает процесс кальцинирования известняка с образованием активной извести, а затем на его поверхности происходит химическая реакция связывания оксидов серы:



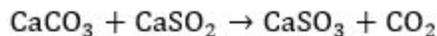
Уходящие дымовые газы направляются в золоуловитель, в котором происходит их очистка от прореагировавшего сорбента и летучей золы. Связывание оксидов серы в пределах 30-55 %, из-за низкого коэффициента использования известняка, увеличенный расход, что приводит к большому количеству твердых отходов и проблемам складирования. При использовании активных сорбентов - карбонатов и гидроксидов калия, взаимодействие с SO<sub>2</sub> происходит области низких температур, а отработанный сорбент в виде сульфата калия является более ценным продуктом, чем исходный материал и может использоваться как удобрение.

#### **НДТ 64к. Абсорбционно-каталитический метод очистки дымовых газов от SO<sub>2</sub>.**

Данный метод объединяет преимущества абсорбционного и каталитического способов. Дымовые газы пропускаются через двухфазную систему вода-катализатор. Содержащийся в нем диоксид серы поглощается водой и на катализаторе превращается в серную кислоту, окисляясь до SO<sub>3</sub> кислородом, содержащимся в газе. Процесс протекает при температуре 20-90 °С. В качестве катализатора используется активированный уголь.

#### **НДТ 64з. Мокроизвестковый способ очистки SO<sub>2</sub>.**

Основан на интенсивной промывке дымовых газов в абсорбере, известняковой суспензией с получением двухводного гипса. Эта технология является абсолютно безопасной, поскольку и известняк, и гипс - нейтральные малорастворимые вещества. В основе этого процесса лежит химическая реакция, протекающая при контакте дымовых газов с известняком в объеме распыленной суспензии известняка с образованием твердого сульфита кальция и углекислого газа:



Процесс протекает в абсорбере башенного циркуляционного типа. В нижней части абсорбера накапливается суспензия сульфита кальция. При барботаже воздуха через слой этой суспензии происходит доокисление сульфита кальция в двуводный сульфат кальция (гипс) по реакции:

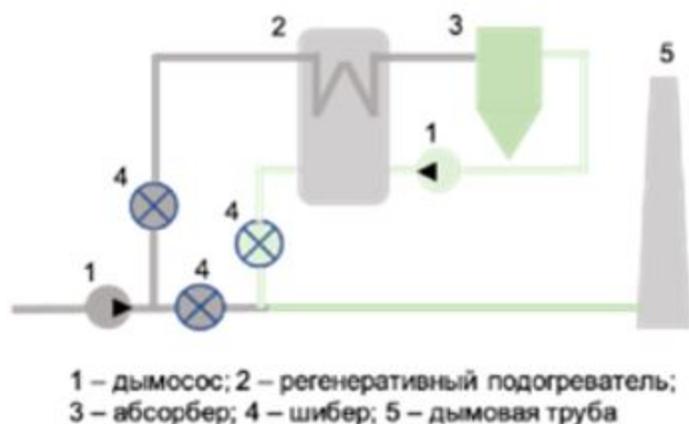
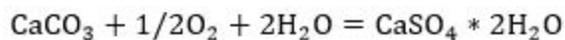


Рисунок 5.42. Мокрая известковая схема очистки от окислов серы

Дымовые газы дымососом 1 направляются через регенеративный газовый подогреватель (РГП) 2 к промывочной башне 3. Необходимость охлаждения дымовых газов перед промывочной башней вызвана тем, что взаимодействие карбоната кальция с диоксидом серы, происходит эффективно только при относительно низких температурах около 50 оС, при этом температура уходящих газов перед дымовой трубой должна быть не ниже 70-80 еС. Технология МИС получила в мировой практике самое широкое распространение, так как имеет существенные преимущества:

- высокая степень улавливания,
- наличие и доступность природного известняка практически в любом месте.

Недостатки:

- большой расход технической воды;
- большое количество минерализованных сточных вод;
- высокая удельная стоимость (150-200 \$/кВт);
- увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды (на 3-4 %).

#### **НДТ 64и. АСТ - Аммиачно-сульфатная технология.**

Основана на связывании диоксида и триоксида серы водным раствором аммиака с последующим окислением образовавшихся продуктов взаимодействия до стабильного сульфата аммония, который может быть использован по двум направлениям:

- в жиком виде, требуется постоянная отгрузка;

в сухом виде, требуется дополнительное оборудование: выпарная установка, центрифуга, сушилка и пр.

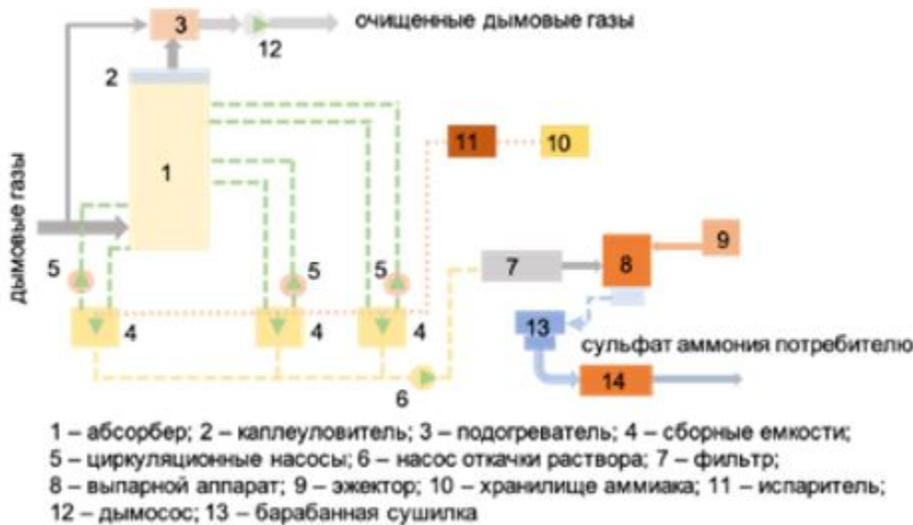
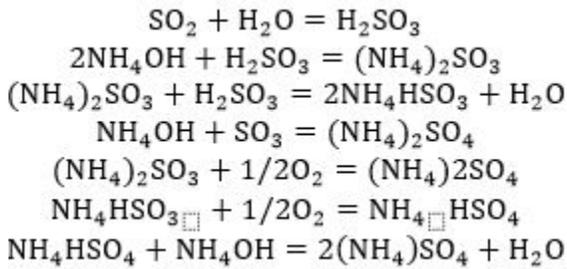


Рисунок 5.43. Схема аммиачно-сульфатной сероочистки

Дымовые газы поступают в нижний контур абсорбера, где наряду с улавливанием двуокиси серы рабочий раствор упаривается теплом дымовых газов до насыщения жидкости сульфатом аммония. Основная абсорбция происходит в верхних контурах, орошаемых аммиачно-сульфитным раствором. В последний по ходу газа контур подается слабый раствор аммонийных солей. Раствор из каждого верхнего контура самотеком сливается в расположенный ниже контур. В сборную емкость каждого контура вводится газообразный аммиак, полученный в паровом испарителе. Для повышения степени улавливания двуокиси серы и предотвращения образования сульфатно-аммиачных аэрозолей, выбрасываемых с очищенными газами, в нижней части сульфит-бисульфитные соли принудительно доокисляются до сульфатных. Это обеспечивает повышение эффективности сероулавливания до 98–99 %. Очищенные газы проходят через каплеуловитель, затем нагреваются на 20–25 аС в теплообменнике и выбрасываются в атмосферу.

Эффективность сероочистки - 99 %.

Удельная стоимость 60-180 \$/кВт.

Удельные эксплуатационные затраты 0,015-0,075 \$/кВтч.

Дополнительный расход электроэнергии на СН 1,4-1,5 %.

**НДТ 64г. Конденсатор дымовых газов** представляет собой прямой теплообменник. Влажные дымовые газы проходят через наклонные трубки, где интенсивно промываются технологической водой. Дымовые газы охлаждаются до температуры точки росы, а пар из дымовых газов конденсируется.

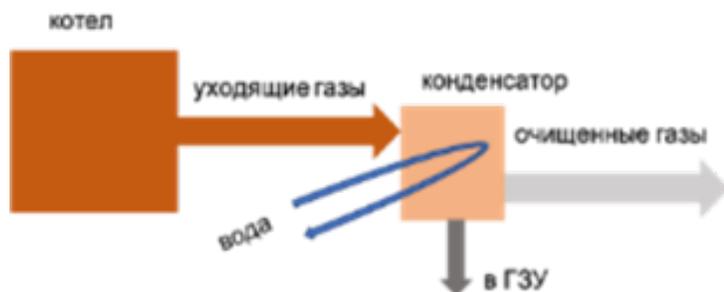


Рисунок 5.44. Схема включения конденсатора дымовых газов

В то же время технологической водой поглощаются частицы пыли. Энергия, взятая из дымовых газов - за счет снижения температуры дымовых газов, частично за счет конденсации пара - отводится из системы в систему отопления котла или для нужд ГВС, ХВО и др. Температура газов после конденсатора может быть снижена до 30-50 оС, при этом КПД КА может увеличиться на 2-3 %. Снижение выбросов  $SO_2$  до 25 мг/нм<sup>3</sup>. Образовавшийся загрязненный конденсат из пара, содержащийся в дымовых газах, может сбрасываться в ГЗУ или после очистки в канализацию. Из-за агрессивных свойств конденсата конденсатор рекомендуется выполнять из коррозионно-устойчивых материалов.

Для более полного использования теплового потенциала в мировой практике используется технологии на основе тепловых насосов.

**НДТ 64м. Использование топлива с низким содержанием серы и уменьшение доли мазута за счет сжигания газа**

НДТ снижает образование окислов серы за счет разбавления топливом с меньшим содержанием серы. Эффект зависит от исходного содержания серы в мазуте и доли разбавления газа.

**НДТ 35. Повышение энергоэффективности ГТУ, сжигающие жидкое топливо за счет комбинированного цикла (ПГУ)** (см. раздел 3.3 и 5.3).

**НДТ 63у. Впрыск пара или воды для сокращения выбросов  $NO_x$ .**

(см.7.3.10).

Таблица 5.22. Сравнение техник сероочистки

№ п/п	Показатель	Техника сероочистки	
		сухой известковый	микро-сухая тех

1	2	3	4	5	6
1	степень улавливания двуокиси серы, %	30÷50	50÷70	95÷98	86÷99
2	удельные капитальные затраты, \$/кВт*	9÷15	15÷20	125÷150	80÷90
3	стоимость уловленной 1 т двуокиси серы	270÷330	240÷350	290÷320	200÷215

\* данные российских заводов.

Таблица 5.23. Сравнение техник азотоочистки

№ п/п	Техника, обеспечивающая снижения оксидов азота	степень снижения, %
1	2	3
1	оптимизация топочного процесса	до 15
2	двухступенчатое сжигание	15÷30
3	Низко эмиссионные горелки	30÷40
4	трехступенчатое сжигание	40÷45
5	двухступенчатое сжигание и низко эмиссионные горелки	40÷65
6	трехступенчатое сжигание и низко эмиссионные горелки	60÷75
7	СНКВ	40÷60
8	СКВ	40÷90
9	двухступенчатое сжигание и СНКВ	50÷75
10	трехступенчатое сжигание и СНКВ	70÷90

**НДТ 68. В целях предотвращения и снижения потерь и загрязнений при обращении с маслами (разгрузка, хранение), использовать одну или совокупность техник**

1) оборудование резервуаров указателями уровня масла, обеспечивающими сигнализацию и блокировку работы насосов, подающих масло в резервуары при достижении заданного или предельного уровня масла;

2) оборудование масляных резервуаров масляными затворами или перепускными клапанами и индикаторами состояния осушителя, ВОФ на дыхательных линиях резервуаров, а резервуаров вместимостью более 30 м<sup>3</sup> - сдвоенными ВОФ (два ВОФ параллельно на одном кронштейне);

3) защита внутренних поверхностей резервуаров (маслобаков) с помощью специальных маслобензостойких антикоррозионных покрытий, материал которых инертен к воздействию масла (т. е. не оказывает отрицательного влияния на качество горячего (до 70 оС) масла при контакте в течение длительного срока;

4) оборудование маслобаков открытого склада и маслопроводов теплоизоляцией и устройствами обогрева днищ баков, трубопроводов например, паровыми или водяными спутниками или электронагревательными кабелями;

- 5) устройство точек для отбора проб масла на резервуарах, схемы масло аппаратной и МОО, на маслопроводах в соответствии с рекомендациями [107];
- 6) специализация маслобаков открытого склада масел, схем масло аппаратной, маслопроводов для индивидуального хранения, обработки, транспортировки разных по назначению (трансформаторных, турбинных, огнестойких, промышленных) и качеству масел (свежих, подготовленных, эксплуатационных, отработанных);
- 7) установка запорной арматуры на технологических и дренажных маслопроводах непосредственно у резервуаров для получения возможности их отключения от схемы маслохозяйства и предотвращения или уменьшения объемов разлива масла при повреждении маслопроводов;
- 8) оборудование линий перелива резервуаров гидрозатворами для предотвращения загрязнения масла из окружающей среды при «дыхании» резервуаров;
- 9) оснащение схем масляного хозяйства встроенными датчиками контроля качества масла, в том числе класса промышленной чистоты, содержания воды, а также удельной проводимости (сопротивления) масла, указателями уровня, датчиками давления и температуры, объемными счетчиками для учета перекачки масел;
- 10) Оборудование маслопроводов лотками и защитными кожухами для фланцев для сбора протечек и дренажей масел;
- 11) Размещение запаса материалов, предназначенных для сбора масел, в местах возможных их проливов, протечек;
- 12) Накопление твердых отходов, загрязненных маслами, на площадках с твердым покрытием, защищенных от осадков или в закрытых помещениях;
- 13) Обезвреживание твердых и пастообразных замасленных отходов в специально предназначенных установках для обезвреживания отходов;
- 14) Восстановление свойств масел путем их очистки собственными силами или сторонней организацией;
- 15) Использование трансформаторных и турбинных масел, непригодных для применения в основном технологическом оборудовании в собственном вспомогательном оборудовании КТЭУ, автотранспорте или передача их сторонним организациям для аналогичных целей;
- 16) Передача отработанных масел специализированным организациям для утилизации (восстановления);
- 17) Утилизация отработанных масел для производства энергии в смеси с жидкими топливами.

### **5.3. Установки сжигания газа**

Установки сжигания газа тепловой мощностью более 50 МВт, применяемые в Казахстане в целях производства энергии, можно разделить на две группы газовые котлы (энергетические и водогрейные) и газовые турбины. Газовые двигатели не

рассматриваются в настоящем справочнике. Установленная мощность газомазутных ТЭС Казахстана составляет порядка 3990 МВт (17,4 % от всей установленной мощности электростанций Казахстана), мощность газотурбинных ТЭС составляет порядка 2000 МВт (8,72 %).

В таблице 5.24 представлены генерирующие мощности газомазутных ТЭС Казахстана

Таблица 5.24. Генерирующие мощности газомазутных ТЭС Казахстана

№ п/п	ТЭС	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность	Давление ПСУ
1	2	3	4	5
1	АО «Жамбылская ГРЭС им.Т.И.Батурова»	1967	1230	13 МПа
2	Алматинская ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	1960	145	10 МПа и менее
3	АО «Актобе ТЭЦ»	1944	118	10 МПа и менее
4	ЭС АЗФ ТНК «Казхром»	1996	134,8	10 МПа и менее
5	АО «Атырауская ТЭЦ»	1962	314	10 МПа и менее
6	ТЭЦ ТОО «АНПЗ»	1944	30	10 МПа и менее
7	Уральская ТЭЦ	1960	58,5	10 МПа и менее
8	ТЭЦ-1 МАЭК	1962	75	10 МПа и менее
9	ТЭЦ-2 МАЭК	1968	630	13 МПа и 10 МПа
10	ТЭС МАЭК	1983	625	13 МПа
11	ГКП «Таразэнергоцентр» Жамбылская ТЭЦ-4	1963	60	10 МПа и менее
12	АО «3-Энергоорталык» (Шымкентская ТЭЦ-3)	1981	160	10 МПа и менее
13	ГПП КТЭК Костанайская ТЭЦ	1961	12	10 МПа и менее
14	ГКП «Кзылорда теплоэлектроцентр» Кзылординская ТЭЦ-6	1976	67	10 МПа и менее

Всего с учетом газомазутных водогрейных котлов тепловой мощностью более 50 МВт и газотурбинных установок (раздел 3.3) в Казахстане установлено 191 крупное топливо сжигающее устройство, работающее на газе для производства энергии.

### 5.3.1. Особенности установки

Транспортировка природного газа на ТЭС осуществляется по магистральным газопроводам. Обработка газа перед его доставкой включает в себя: очистку газа от механических примесей; глубокую очистку от сернистых соединений (допустимое остаточное содержание  $H_2S$  не более  $0,02 \text{ г/м}^3$ , или 0,0013 %); возможное извлечение

из газа высших углеводородов (в основном, пропана и бутана), используемых как топливо (сжиженный газ); осушение газа; одоризацию газа (придание запаха, позволяющего обнаруживать присутствие газа в воздухе).

На электростанциях, работающих на газе, должен быть предусмотрен газорегуляторный пункт (ГРП), производительность которого рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами. Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется наземной, причем на газопроводах должна применяться только стальная арматура. Газопроводы ГРП, в том числе наружные входные, должны быть покрыты звукопоглощающей изоляцией.

Помещения ГРП должны иметь естественное и электрическое освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую воздухообмен в 1 ч не менее трехкратного; они должны отапливаться и иметь температуру не ниже 5 °С.

При работе ТЭС на природном газе должен проводиться строгий контроль взрывоопасности газозовоздушных смесей и предприниматься меры по предотвращению отравления персонала токсичными компонентами газового топлива.

Давление газа в ГРП снижается регуляторами двух разновидностей: мембранными прямого действия и электронными.

Электронные регуляторы представляют собой поворотную заслонку с приводом от электрического исполнительного механизма, установленного вне регуляторного зала и связанного с заслонкой тягами длиной не более 6 м. Производительность таких регуляторов зависит от принятого диаметра, что позволяет ограничиться двумя нитками регулирования - рабочей и резервной. За регуляторами давления должны стоять не менее двух предохранительных сбросных устройств пропускной способностью не менее 10 % пропускной способности наибольшего из регуляторов давления пружинного действия.

Снижение давления газа в питающем трубопроводе топливо сжигающей установки до нужной величины может быть осуществлено в дополнительной турбине (турбодетандере) что позволяет повысить объемы выработки электроэнергии за счет энергии сжатого газа.

Для продувки газопроводов устанавливаются продувочные свечи. Газопроводы при заполнении газом должны продуваться до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа должны продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Необходимость этого обусловлена способностью газа в определенной пропорции с воздухом образовывать взрывоопасную смесь. Трубопроводы для продувки газопроводов (свечи) и трубопроводы от предохранительных сбросных устройств ГРП должны выводиться наружу в места, обеспечивающие условия для рассеивания газа, но не менее чем на 1 м выше корпуса здания.

## **Газовые котлы**

Для наиболее эффективного преобразования энергии из пара в электричество современные газовые котлы используют сверхкритические параметры пара (давление выше 24 МПа и температура выше 545 °С).

В Казахстане нет энергетических котлов на сверхкритические параметры пара. Наиболее крупными газовыми котлами в Казахстане являются паровые котлы для блоков 200 МВт (ПК-47–3 производительностью первичного пара 640 т/час и ТГМЕ-206 паропроизводительностью 670 т/час) работающие на параметрах острого пара: давление -13,8 МПа, температура - 545 °С. При номинальной нагрузке паровые котлы имеют КПД брутто 92,8 %.

Газовые котлы в Казахстане в основном используются в системах централизованного теплоснабжения на ТЭЦ и котельных. Большинство из них имеют теплопроизводительность от 50 МВт до 300 МВт. Многие из этих котлов могут также использовать жидкое топливо в чрезвычайных ситуациях (мазут используется в качестве резервного топлива) и в режимах пуска и могут эксплуатироваться в режиме многотопливного сжигания. Увеличение ограничений на выбросы  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$  для установок сжигания в этом диапазоне тепловой мощности стимулирует более эффективное использование природного газа.

Горелки газовых котлов, могут располагаться в один или несколько ярусов, иметь фронтальное или встречное расположение. Горелочные устройства также могут быть расположены на нескольких уровнях в четырех углах топочной камеры котла. В ряде случаев используется подовое расположение горелок. Системы сжигания топлива для газовых котлов аналогичны системам в котлах с угольным или жидким топливом. Газообразное топливо также используется в качестве вспомогательного или растопочного топлива для котлов на угле, буром угле, биомассе или на жидком топливе.

В настоящее время в энергетических котлах, работающих на природном газе, мало установленных горелок с предварительным смешением газов. Такие горелки были успешно внедрены во Франции (2014 год) на энергетическом котле, в США на парогенераторах, используемых в нефтегазовом секторе. Выбросы  $\text{NO}_x$  в горелках предварительного смешения топлива в газовом котле зависят от уровня избыточного воздуха и от качества смеси воздуха и газообразного топлива. Выбросы  $\text{NO}_x$  сильно зависят от уровня избытка воздуха. Для достижения очень низких выбросов  $\text{NO}_x$  (менее 20 мг/нм<sup>3</sup>) необходим избыток воздуха в 40-80 %. При избытке воздуха менее 40 % выбросы  $\text{NO}_x$  быстро увеличиваются и достигают выбросов обычных газовых котлов. При избытке воздуха выше 80 % температура пламени очень низка, что может влиять на стабильность сгорания обедненного предварительно перемешанного топлива. Обычно с помощью этой методики достигаются уровни  $\text{NO}_x$  ниже 50 мг/нм<sup>3</sup>.

Испытания, проведенные на модели в промышленных условиях, показали, что уровни выбросов  $\text{NO}_x$  около 20-30 мг/нм<sup>3</sup> (при 3 %  $\text{O}_2$ ) достижимы при использовании горелки с предварительным смешением в сочетании с внешней рециркуляцией дымовых газов. При этом следует отметить значительный рост капитальных затрат и операционных расходов.

### **Газовые турбины**

Для газовых турбин топливом является природный или попутный газ. Газовые турбины, работающие на технологических газах, обычно не используются из-за низкой теплотворной способности газов, ограниченной способности газовых турбин работать эффективно при изменении теплотворной способности газов с течением времени.

В газовых турбинах для прямого сжигания используются только очищенные газы. При этом также нужно провести декомпрессию природного газа, если давление в трубопроводе превышает нужное давление на входе газовой турбины. Адиабатическое охлаждение декомпрессированного газа может быть использовано для охлаждения воздуха, поступающего на компрессор газовой турбины. Топливные газы, поступающие при низком давлении из других источников, должны пройти компрессию до достижения необходимой величины давления на входе камеры сгорания конкретной газовой турбины.

На газотурбинных ТЭС рабочим телом являются высокотемпературные продукты сгорания под давлением. Для их получения в газотурбинных установках (ГТУ) природный газ сжигается в камерах сгорания, куда также подается воздух из компрессора (раздел 3.3). Далее рабочее тело поступает в газовую турбину, где его энергия преобразуется в кинетическую энергию ротора ГТУ, которая используется для привода воздушного компрессора и электрогенератора. Средний электрический КПД современных энергетических ГТУ достигает 36-39,5 %. Газовые турбины большой мощности используются в основном для производства электроэнергии. Они часто строятся в виде одновального механизма, где компрессор, газовая турбина и энергетическая турбина находятся на одном валу. При запуске, как правило, дизельный двигатель или электродвигатель приводит ротор турбины в ускорение до самоподдерживающейся скорости.

Температура отходящих из ГТУ газов достаточно высока. Поэтому их можно использовать для отпуска тепловой энергии внешнему потребителю в виде горячей воды или пара, получаемых в специальных газо-водяных теплообменниках (подогревателях). Такие электростанции называются ГТУ-ТЭЦ. Тепло отходящих газов ГТУ можно использовать для производства пара в котлах утилизаторах и производства электроэнергии в паровых турбинах. Комбинация цикла ГТУ и цикла ПТУ образует комбинированный парогазовый цикл (ПГУ), что позволяет обеспечить высокую экономичность и эффективность. Еще большую эффективность имеют ПГУ-ТЭЦ, на

которых за счет выработки дополнительно тепловой энергии коэффициент использования тепла топлива достигает 84-85 %.

### **5.3.2. Эффективность установки**

Эффективный КПД современной энергетической установки может составить 48-49 % при применении двойного промежуточного перегрева пара и увеличении давления острого пара до 29 МПа, а температуры до 580 оС (блоки ССКП). При комбинированном производстве тепла и электроэнергии на такой электростанции коэффициент использования топлива может составить более 90 %.

Увеличение стоимости энергоблока на ССКП составляет по зарубежным данным примерно 7 % по сравнению с современными котлами на докритические параметры пара за счет частичного перехода со сталей перлитного класса на стали аустенитного класса. [9].

Однако создание блоков ССКП целесообразно только на твердом топливе, так как сжигание мазута в настоящее время в Казахстане ограничено из-за его дороговизны, а эффективность сжигания природного газа может быть повышена другими методами, например, применяя схему парогазовой установки (ПГУ).

Электрический КПД современных энергетических ГТУ 36÷39,5 %, а наиболее крупных класса Н (9НА.01, 9НА.02, SGT5-8000H, SGT5-9000HL, M701J) 41÷44 %, что уступает в экономичности блокам ССКП. Но комбинация ГТУ и ПТУ, реализуемая в парогазовых конденсационных ТЭС, позволяет обеспечить высокую экономичность и эффективность с электрическим КПД до 58 % и выше.

Операторы и поставщики оборудования постоянно стремятся повысить КПД использования энергии сжигающих установок, например, путем оптимизации процесса и применения новых разработок материалов и технологий охлаждения, которые делают возможными более высокие температуры на входе в газовую турбину. В комбинированном цикле применение большего количества ступеней давления в котле-утилизаторе и повышение допустимых температур пара на входе (что стало возможным благодаря разработке высокотемпературных материалов и эффективных систем охлаждения) также позволяет повысить эффективность парового цикла.

В таблице 5.25 приведены данные КПД использования энергии энергоблоков, работающих на газе, предназначенных для производства электроэнергии при базовой нагрузке. Представленные значения КПД использования энергии относятся к газовым турбинам при полной нагрузке согласно условиям стандарта ISO, установленным в последние 10 лет и с конденсаторами паровых турбин, имеющих прямоточное охлаждение.

Таблица 5.25. Обзор типичных КПД ISO топливо сжигающих установок, работающих на природном газе

№ п /п	Тип установки	Максимальная электрическая мощность блока (МВт)	КПД нетто использования энергии в условиях ISO, %
1	2	3	4
1	Энергетические блоки с газовыми котлами ССКП	800	38÷43
2	Газотурбинная установка простого цикла	340	30÷41
3	Комбинированный цикл с котлами утилизаторами (КЦКУ)	500	46÷60
4	Надстроечный цикл со сбросом газов в паровой котел	Нет данных	50

Для других условий эксплуатации значения могут быть ниже, так как КПД зависит от условий окружающей среды и типа системы охлаждения, а также от режима работы. В таблице 5.26 представлены примеры электрического КПД нетто и нетто коэффициентов использования топлива действующих энергоблоков, работающих на газе, в Европе (данные 2010 г.).

Таблица 5.26. Примеры эксплуатационных КПД использования энергии (в среднем за год) европейских установок, сжигающих природный газ

№ п /п	Тип установки	Номинальные тепловые мощности топливо сжигающей установки МВт	Год ввода в эксплуатацию	Эксплуатационный электрический КПД нетто, %	Эксплуатационный общий коэффициент использования топлива нетто, %
1	2	3	4	5	6
1	Установка с газовым котлом для производства электроэнергии (КЭС)	180÷800	1959-1992	16÷34	16÷34
2	Установка с газовым котлом для производства электроэнергии и тепла (ТЭЦ)	36÷427	1970-2001	0÷38	26÷95
3	ГТУ простого цикла	140÷430	1987-2008	20÷39,5	20÷39,5
4	ГТУ комбинированного цикла ПГУ для производства электроэнергии	235÷2030	1992-2011	33,2÷57,8	33,2÷57,8
5	ГТУ комбинированного цикла - ПГУ ТЭЦ (50-600 МВт)	57÷500	1992-2009	22,8÷46	44÷94,5
6	ГТУ комбинированного цикла - ТЭЦ (> 600 МВт)	670÷991	1998-2011	22,8÷46	44÷94,5

КПД блока ПГУ может быть увеличен за счет увеличения КПД газовой турбины при работе в базовом режиме. В новых конструкциях газовой турбины можно

оптимизировать параметры газа на выходе для оптимизации общей производительности и эффективности комбинированного цикла. При существенном повышении эффективности ГТУ и снижении температуры газов на входе в котел утилизатор, эффективность ПГУ может быть снижена. Если температура отходящих газов достаточно высока, система вторичного перегрева пара может быть экономически привлекательной.

Для улучшения КПД газовых турбин могут быть использованы различные модификации процесса. Например, КПД может быть повышен с использованием регенерации за счет переноса тепла отработавших газов на воздух, выбрасываемый компрессором, что снижает расход топлива, хотя это может также привести к некоторому снижению мощности. При комбинированном производстве электрической энергии и тепла энергия, выделяемая в процессе горения энергии, используется для производства как электричества, так и полезного тепла. Комбинированное производство электрической энергии и тепла фактически снижает электрический КПД установки, но увеличение общего использования топлива может компенсировать это снижение, если потребность в тепловой энергии комбинированного производства стабильна и находится на предусмотренном проекте уровне. Для установок с комбинированным циклом, оснащенных котлами утилизаторами (КУ), используются высококачественные виды топлива во избежание проблем с коррозией/эрозией.

Некоторые эффекты могут уменьшать электрический КПД в реальных рабочих циклах, такие как снижение эффективности сжатия и расширения, увеличение потерь давления, неполное сгорание и т. д.

Анализ эксплуатационных КПД европейских ПГУ, предназначенных для различных целей, от производства электроэнергии до выработки комбинированной тепловой и электрической энергии на промышленных объектах показал, что значения среднегодовых КПД меняются в широком диапазоне из-за различных режимов работы и коэффициента нагрузки, различных систем охлаждения, разных сроков эксплуатации или климатических условий (температура, влажность).

Теоретически ПГУ с дожиганием топлива в котлах утилизаторах менее экономичны, однако в эксплуатационных условиях отсутствует реальная глобальная разница в значениях электрического КПД между ПГУ с дожиганием топлива и без него. Причем на уровне индивидуальной установки применение дожигания топлива может увеличить КПД использования энергии. Это зависит от конструкции используемого котла утилизатора КЦКУ и размещения системы дожигания топлива. В частности, КПД использования энергии может быть увеличен при повышении температуры и давления пара, а не только при увеличении количества пара.

### **5.3.3. Характеристики выбросов загрязняющих веществ**

Выбросы от сжигания природного газа в основном представляют собой  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ , может присутствовать незначительное количество  $\text{SO}_x$  и незначительное количество пыли. Выбросы  $\text{CO}_2$  при сжигании природного газа также по своей сути существенно ниже, чем у других видов ископаемого топлива.

Выбросы пыли или твердых частиц из установок сжигания, сжигающих природный газ, не являются проблемой окружающей среды при нормальной эксплуатации и контролируемых условиях горения.

Топливная сера в природном газе в виде  $\text{H}_2\text{S}$  удаляется на месте производства. Таким образом, выбросы  $\text{SO}_x$  от установок сжигания, сжигающих природный газ, не являются проблемой окружающей среды при нормальной эксплуатации и контролируемых условиях горения. Однако незначительные выбросы  $\text{SO}_2$  могут окисляться до  $\text{SO}_3$ , что приводит к загрязнению и коррозии хвостовых поверхностей нагрева котла.

Анализ данных показал, что сжигание газа на котельных установках в основном осуществляется без содержания в выбросах оксида углерода. Максимальное значение выбросов оксида углерода не превышает 50-100  $\text{мг/м}^3$ . В период перехода со сжигания газа на сжигание резервного топлива мазута выбросы оксида углерода кратковременно возрастают до уровня 200-250  $\text{мг/м}^3$  (таблица 5.27).

Таким образом наиболее значимыми выбросами при сжигании газа являются оксиды азота. Фактические концентрации оксидов азота, приведенные к коэффициенту избытка воздуха 1,4 на установленных газовых котлах в Казахстане не превышают 395  $\text{мг/м}^3$  (таблица 5.27).

Таблица 5.27. Фактические выбросы оксидов азота и оксида углерода на котельных установках, сжигающих газ

№ п/п	Общая расчетная тепловая мощность топливо сжигающей установки, МВт	$\text{NO}_x$	$\text{CO}$
		$\text{мг/м}^3$ при $\alpha=1,4$	$\text{мг/м}^3$ при $\alpha=1,4$
1	2	3	4
1	100-300	195÷395 (300)	40÷70 (50)
2	300-1000	245÷360 (300)	17÷214 (100)

На 50 % всех газомазутных котлов внедрены режимные мероприятия, не требующие реконструкции котельной установки: упрощенное ступенчатое сжигание, нестехиометрическое сжигание и работа с минимальными избытками воздуха, допустимыми по условиям разрешенной концентрации  $\text{CO}$ . На части котельных установок для снижения выбросов  $\text{NO}_x$  применяется рециркуляция дымовых газов.

В таблице 5.28 для сравнения представлены данные о различных уровнях выбросов загрязняющих веществ от Европейских котлов на природном газе в 2010 г.

Таблица 5.28. Пример выбросов в атмосферу от котлов на природном газе в 2010 г.

№ п/п	Технология сжигания	Сжигающая установка с номинальной тепловой мощностью (МВт)	Выбросы в атмосферу (мг/Нм <sup>3</sup> - среднегодовые значения от среднечасовых значений при 3 % O <sub>2</sub> )		
			NO <sub>x</sub>	CO	SO <sub>2</sub>
1	2	3	4	5	6
1	Котлы на газе	50÷800	60÷215	0,2÷375	0,14÷5,1

Современные газовые котлы и устройства для сжигания газа проектируются для сжигания с низким уровнем NO<sub>x</sub>. Это достигается, в основном, тремя способами снижения термических NO<sub>x</sub>:

применение горелок с низким уровнем NO<sub>x</sub>. Условиями для низкого уровня выбросов NO<sub>x</sub> являются - низкая температура в зоне первичного сгорания и достаточно продолжительное время пребывания дымовых газов в топке котла для полного выгорания. Это уменьшает температуру пламени;

рециркуляция дымовых газов. Это сокращает как температуру пламени, так и концентрацию кислорода;

двухступенчатое сжигание. Это уменьшает реакцию между кислородом и азотом в воздухе во время процесса сжигания. Значительно более низкие выбросы NO<sub>x</sub> могут быть достигнуты за счет подачи воздуха тремя этапами вокруг отдельной горелки и добавления воздуха над отдельными горелками вместе с точным дозированием этих воздушных потоков.

Кроме того, технологии очистки в конце производственного цикла DeNO<sub>x</sub>, такие как SNCR или SCR, могут также применяться, если конструкция котла не позволяет основным технологиям самостоятельно снизить уровень выбросов NO<sub>x</sub> или когда необходимо соответствовать очень строгим уровням выбросов.

Содержание оксидов азота в отработавших газах ГТУ и ПГУ не превышают 50÷100 мг/м<sup>3</sup> на газообразном топливе. Поэтому для ГТУ и ПГУ предлагается установить технологический показатель удельных выбросов оксидов азота в атмосферу, равным 50 мг/м<sup>3</sup>. Значения оксидов азота определяют в осушенной пробе при 0 иС, 101,3 кПа и концентрации кислорода 15 % (при пересчете на NO<sub>2</sub>).

Для предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  используются три основных метода. Для действующих установок с достаточно высокими выбросами  $\text{NO}_x$  ввод воды или пара в зону горения уже давно является наиболее применимым методом, иногда в сочетании с другими методами борьбы с выбросами  $\text{NO}_x$ . В настоящее время, однако, наиболее часто используемым решением для новых или модернизированных газовых турбин, сжигающих природный газ, является установка горелок с технологиями сухого подавления  $\text{NO}_x$ , что связано в основном с эксплуатационными ограничениями применения ввода пара или воды. Горелки с технологией сухого подавления  $\text{NO}_x$  (DLN) применимы для всех типов газовых турбин и являются сегодня наиболее распространенными.

Многие газовые турбины в настоящее время используют только первичные методы для сокращения выбросов  $\text{NO}_x$ , однако на некоторых газотурбинных установках в Австрии, Японии, Италии, Нидерландах и США (особенно в Калифорнии), были установлены системы СКВ. По оценкам, несколько сотен газовых турбин по всему миру оснащены системами СКВ. В Европе СКВ применяется в основном на больших газовых турбинах. Установки каталитической очистки требуют дополнительного пространства, что может быть не всегда доступно.

В газовых сжигающих установках образование выбросов  $\text{NO}_x$  обусловлено главным образом образованием термических  $\text{NO}_x$ . На их выбросы влияют следующие факторы:

состав топлива: по мере увеличения содержания водорода в топливе выбросы  $\text{NO}_x$  возрастают. Более высокое содержание алканов в природном газе также имеет тенденцию к увеличению выбросов  $\text{NO}_x$ . Более высокое содержание инертных газов уменьшает выбросы  $\text{NO}_x$ ;

температура пламени: при сгорании топлива и воздуха при стехиометрическом соотношении достигается максимальная температура пламени, что приводит к самым высоким выбросам  $\text{NO}_x$ ;

время пребывания топливно-воздушной смеси в зоне сжигания: время пребывания может быть уменьшено за счет увеличения количества горелок (многомодульное и микрофакельное горение) и постоянного расхода топлива и воздуха. Этот способ снижения образования  $\text{NO}_x$  применяется на стадии разработки газовых турбин;

атмосферные условия: повышение влажности воздуха для горения также помогает уменьшить образование  $\text{NO}_x$ . Этот эффект вызывает пониженную температуру пламени, аналогичную впрыску пара или воды в камеру сгорания газовой турбины;

изменение нагрузки: снижение нагрузки топливо сжигающей установки в соответствии с изменением спроса на энергию, может повлиять на уровень выбросов  $\text{NO}_x$  по причине снижения тепло напряженности зоны горения и снижения температуры пламени.

Для установок, сжигающих природный газ, выбросы пыли и  $\text{SO}_2$  очень низкие: обычно они составляют менее  $5 \text{ мг/нм}^3$  для пыли и значительно ниже  $10 \text{ мг/нм}^3$  для  $\text{SO}_2$  (15 %  $\text{O}_2$ ) без применения каких-либо методов на уровне всей установки. Таким образом, непрерывный мониторинг  $\text{SO}_x$  и пыли для установок, сжигающих природный газ, обычно не выполняется.

Уровни выбросов  $\text{NO}_x$  зависят от типа газовой турбины и могут измениться в худшую сторону при попытке увеличить КПД использования энергии, поскольку это приводит к более высоким температурам горения в газовой турбине. С повышением температуры уровни выбросов  $\text{NO}_x$  имеют тенденцию к увеличению, намного быстрее, чем КПД производства электроэнергии. При температурах горения выше  $1450 \text{ }^\circ\text{C}$  образование  $\text{NO}_x$  экспоненциально возрастает с увеличением температуры. Влияние температуры и давления на образование  $\text{NO}$  (основное соединение в выбросах  $\text{NO}_x$ ) показывает, что при высоких температурах горения повышение температуры горения на  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  приблизительно удваивает выбросы  $\text{NO}$ . Поэтому технические разработки в целях повышения КПД могут также предполагать более высокие уровни выбросов  $\text{NO}_x$  в  $\text{мг/нм}^3$ .

Современные установки с комбинированным циклом с сухими горелками с низким содержанием  $\text{NO}_x$  преодолели эту задачу выбора компромиссных решений и достигли уровня выбросов  $\text{NO}_x$   $15\text{-}35 \text{ мг/нм}^3$  без использования методов восстановления  $\text{NO}_x$  конечного процесса, при этом сохраняя высокий эксплуатационный электрический КПД (выше 55 % в год в среднем). В случае установок с открытым циклом соответствующий электрический КПД составляет около 39 %. Данные по комбинированным установкам в Европе, введенным в эксплуатацию в период с 2007 по 2010 год (загрузка  $1600\div 8000 \text{ ч/год}$ ), с эквивалентным коэффициентом полной загрузки выше 74 % и с эксплуатационным электрическим КПД выше 55 %, показали, что соотношение среднегодового значения (концентрации)  $\text{NO}_x$  и эксплуатационного электрического КПД колеблется от 0,25 до 0,6  $\text{ мг/нм}^3$  на МВт электрической мощности. Выбросы  $\text{NO}_x$  от старых установок могут варьироваться от  $50 \text{ мг/нм}^3$  до  $75 \text{ мг/нм}^3$  или даже выше (очень старые газовые турбины, введенные в эксплуатацию до 1990 года, могут достигать уровней до  $350 \text{ мг/нм}^3$ ).

Поскольку в газовых турбинах, оборудованных технологией СКВ, не было обнаружено серьезных технических проблем с котлами-утилизаторами, СКВ можно считать проверенной технологией снижения выбросов  $\text{NO}_x$  на установках, работающих на газе. Недостатки СКВ включают потерю давления и, как следствие, потерю КПД (

увеличение  $\text{CO}_2$ ), а также возможные выбросы аммиака, и их необходимо учитывать в рамках интегрированного подхода к предотвращению загрязнения. Согласно информации [132] выбросы  $\text{NO}_x$  20 мг/нм<sup>3</sup> и менее достигнуты на объекте в Калифорнии с использованием СКВ. В Японии и в Европе уровни 10÷50 мг/нм<sup>3</sup> (15 %  $\text{O}_2$ ) для крупных газовых турбин (> 100 МВт) обычно достигаются при сжигании природного газа, главным образом с использованием только сухих систем сжигания с низким уровнем  $\text{NO}_x$ . В некоторых случаях в Австрии, Нидерландах или Италии, где были также внедрены СКВ, были достигнуты среднегодовые концентрации  $\text{NO}_x$  в диапазоне от 14 мг/нм<sup>3</sup> до 23 мг/нм<sup>3</sup>.

В таблице 5.29 представлен пример различных уровней выбросов загрязняющих веществ от Европейских турбин, работающих на природном газе, в 2010 г.

Таблица 5.29 - Пример выбросов в атмосферу из турбин, работающих на природном газе, в 2010 г.

№ п /п	Технология сжигания	Сжигающая установка с номинальной тепловой мощностью (МВт)	Выбросы в атмосферу (мг/Нм <sup>3</sup> - среднегодовые значения от	
			$\text{NO}_x$	пыль
1	2	3	4	5
1	Газовая турбина с открытым циклом, работающая на одном виде топлива	50÷690	6÷335	0,1÷2
2	Газовая турбина с открытым циклом, работающая на двух видах топлива	150÷300	40÷180	Нет данны
3	Газовая турбина с комбинированным циклом, работающая на одном виде топлива	50÷770	10,5÷305	0,007÷7,7
4	Газовая турбина с комбинированным циклом, работающая на двух видах топлива	207÷1815	9÷82	0,06÷1,2

#### 5.3.4. Наилучшие доступные методы. Возможные методы

Термические и быстрые оксиды азота формируются при сжигании газообразного топлива из азота воздуха, эффективное снижение которых возможно за счет технологических - первичных методов (ПМ) подавления. Факторами, воздействующими на формирование оксидов азота при сжигании газа являются: температура ядра факела (в том числе температура горячего воздуха), концентрации реагирующих веществ, время нахождения реагирующих веществ в зоне формирования

оксидов азота. Более 80 % оксидов азота при сжигании газа формируется в 1/3 длины факела горелки.

В первую очередь на газовых котлах должны применяться прямые методы снижения выбросов  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ , не требующих технического переоснащения и реконструкции котла (таблица 5.30).

Таблица 5.30. Техники снижения выбросов  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$  в атмосферу, не требующие технического переоснащения и реконструкции котла

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Упрощенное двухступенчатое сжигание	Метод основывается на использовании одной или нескольких горелок (предпочтительно в верхнем ярусе горелок) для подачи только воздуха с перераспределением топливной нагрузки на остальные горелки. Необходим запас мощности у горелок, которые остаются в работе
2	Добавление воды/пара	Вода или пар используются в качестве разбавителя для снижения температуры горения в котлах, газовых турбинах и снижения тепловых $\text{NO}_x$ . Она либо предварительно смешивается с топливом до его сжигания (топливная эмульсия, увлажнение или насыщение), либо непосредственно вводится в камеру сгорания или топку котла (ввод воды/пара)
3	Низкие избытки воздуха	Метод главным образом основывается на следующих признаках: сведение к минимуму присосов воздуха в топку; тщательный контроль подачи воздуха, используемого для сжигания и содержания $\text{CO}$ (поддерживается контролируемый недожог)
4	Нестехиометрическое сжигание	Метод основывается на разбалансе топливоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Необходимо проведение наладочных испытаний с целью недопущения резкого возрастания химического недожога топлива и анализа изменений теплового состояния топки
5	Снижение температуры воздуха горения	Использование воздуха с пониженной температурой

Дальнейшим шагом в снижении выбросов оксидов азота при необходимости должно быть применение рециркуляции дымовых газов, ступенчатого сжигания топлива и малотоксичных горелок, которые требуют реконструкции котла. Технологии снижения выбросов  $\text{NO}_x$  при сжигании газообразного топлива представлены в таблице 5.31.

Таблица 5.31. Техники снижения выбросов  $\text{NO}_x$  при сжигании газообразного топлива, рассматриваемые в качестве НДТ

№ п/п	Техника	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
1	2	3	4	5	6	7
			При наличии контроля за		Появление $\text{CO}$ на уровне выше	

1	Контролируемое снижение избытка воздуха	15-20	содержанием СО в дымовых газах за котлом	Да	допустимого в уходящих дымовых газах	Не требует реконструкции котла
2	Нестехиометрическое сжигание	30-45	При наличии нескольких горелок (минимум - двух горелок на разных ярусах) и контроля СО	Да	Повышение избытка воздуха	Не требует реконструкции котла
3	Упрощенное двухступенчатое сжигание	20-35	При наличии двух или более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Не требует реконструкции котла, воздух подается через отключенную горелку
4	Двухступенчатое сжигание	30-50	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха
5	Малотоксичная горелка	30-60	На всех котлах	Да	Возможное снижение диапазона регулирования нагрузки	Требуется замена горелок
6	Рециркуляция дымовых газов	60	-	Да	Рост температуры перегрева Снижение КПД	Требуется реконструкция
7	Комплексный метод, состоящий в объединении рециркуляции, двухступенчатого и нестехиометрического сжигания	>60	При наличии двух или большего числа ярусов	Да	Рост температуры перегрева Снижение КПД	Требуется реконструкция

Низко эмиссионные горелки «внутри факельного» подавления термических оксидов азота относятся к ПМ и являются элементом газоздушного тракта котла. При всем многообразии конструкций малотоксичных вихревых горелок, в них реализуется концепция «внутри факельного» снижения выбросов  $NO_x$  и использованы, по существу, одни и те же приемы:

- низкие или высокие избытки воздуха в зоне реагирующих веществ;
- ступенчатость подачи воздуха;
- ступенчатость подачи топлива;
- снижение температуры факела в зоне формирования оксидов азота;
- снижение концентрации реагирующих веществ;

снижение времени нахождения реагирующих веществ в зоне формирования оксидов азота.

В настоящее время в мире для сжигания газообразного топлива существуют горелки, которые совместно с другими технологическими мероприятиями (таблица 5.33) обеспечивают выбросы оксидов азота менее

2 мг/м<sup>3</sup> при 6 % O<sub>2</sub> (горелки 5-го поколения). Горелки третьего поколения, которые возможно применить в энергетических котлах, обеспечивают совместно с другими технологическими мероприятиями, выбросы оксидов азота менее 30 мг/м<sup>3</sup> при 6 % O<sub>2</sub>.

Исходя из вышеперечисленного предлагается низко эмиссионными горелочными устройствами для сжигания газообразного топлива считать устройства, которые в своем базовом режиме работы (без применения остальных первичных методов подавления оксидов азота) могут обеспечить концентрации выбросов оксидов азота менее 100 мг/м<sup>3</sup> при холодном воздухе и менее 150 мг/м<sup>3</sup> при температуре горячего воздуха выше 200 еС. Применение дополнительных первичных методов указанных в таблице 5.31 могут обеспечить снижение выбросов оксидов азота до 80 мг/м<sup>3</sup> при 6 % O<sub>2</sub>.

Приоритеты технологического развития крупных газовых ТЭС состоят в использовании высокоэффективных ПГУ, максимальной унификации создаваемого оборудования, применении типовых проектных решений на базе современных мощных газовых турбин и котлов утилизаторов, с применением высокоэффективных, как конденсационных, так и теплофикационных паровых турбин.

При этом следует учесть, что наблюдаемый в течение многих десятилетий тренд на совершенствование турбинных технологий электрогенерации большой мощности на органическом топливе, подходит к своему логическому завершению, обусловленному физическими и технологическими ограничениями. Ведущими мировыми энергомашиностроительными компаниями разработаны и активно продвигаются на рынок теплоэнергетические установки «предельной эффективности» - ПГУ на природном газе электрической мощностью 600-1200 МВт с КПД 60-62 %, базирующиеся на сверхмощных газовых турбинах (300 - 500 МВт и более), имеющими КПД 41-44 %. Активно разрабатываются ГТУ со сложным циклом, включая промежуточное охлаждение воздуха и изотермический подвод тепла. Их комбинирование с высокоэффективными паротурбинными установками обещает достижение в мощных ПГУ предельных значений КПД 65-66 %.

Газовые турбины имеют широкий диапазон мощности, от небольших турбин мощностью около 100 кВт до крупных мощностью более 500 МВт. Газовые турбины могут работать на различных видах газообразных и жидких топлив. Природный газ представляет собой обычное газообразное топливо для газовых турбин, однако применяются также газы с низкой или средней теплотворной способностью, такие, как генераторный газ из установок газификации угля, доменный газ и газ, получаемый из установок газификации биомассы. Мощные газовые турбины могут сжигать различные виды жидкого топлива, от нефти до мазута. Работа с золообразующими видами

топлива, такими как сырая нефть и мазут, требует наличия комплексных систем подготовки топлива.

Газовые турбины применяются в установках различных типов, таких как установки комбинированного цикла ПГУ, ГТУ ТЭЦ и установки комбинированного цикла ПГУ с внутрицикловой газификацией. Газовые турбины на базе авиационного двигателя могут иметь мощность до 50 МВт с КПД до 42÷44 %. Мощные газовые турбины (рисунок 5.45) с выходной мощностью более 200 МВт могут иметь КПД до 39÷44 %.



Рисунок 5.45. Мощная газовая турбина энергоблока SGT5-9000HL

Использование новых газовых турбин в установках для комбинированного производства тепла и электроэнергии растет в целях повышения суммарного КПД и снижения выбросов. В то время как КПД газовых турбин простого цикла колеблется от приблизительно 30 до 42 %, КПД комбинированного цикла может достигать 58 %. При этом в установках для комбинированного производства тепла и электроэнергии коэффициент использования тепла топлива может достигать 85÷88 %. Нужно отметить, что указанные цифры относятся только к новым, чистым газовым турбинам при полной нагрузке и при условиях, отвечающих стандартам ISO. В иных условиях величины могут быть значительно меньше (таблица 5.31). Ожидается, что быстрое развитие газовых турбин приведет в будущем к достижению еще более высоких значений КПД и выходной мощности.

В настоящее время, около половины заказываемых новых генерирующих мощностей составляют парогазовые установки (ПГУ). На установках этого типа газовая турбина вырабатывает электроэнергию совместно с паровой турбиной. По техническим и экономическим причинам, на газотурбинных установках комбинированного цикла в виде топлива применяются только природный газ и дизельное топливо (в качестве запасного вида топлива).

В современных парогазовых установках газовые турбины производят электроэнергию с КПД примерно от 33 до 39 %. Выхлопные газы газовой турбины обычно имеют температуру от 490 до 630 оС, в зависимости от типа турбины и от окружающих условий. Этот горячий газ подается на котел-утилизатор (КУ), где он используется для производства пара, который затем поступает на паротурбинную

установку, конструкция которой в основном идентична конструкции установки с конденсацией пара. Большими преимуществами парогазовых установок ПГУ являются низкий удельный расход теплоты и небольшие инвестиционные затраты, что делает установки ПГУ конкурентоспособными, несмотря на высокую стоимость используемого в качестве топлива природного газа.

За последние 20 лет удельный расход теплоты на установках ПГУ снизился с 2,2 до 1,7, т. е. КПД, рассчитываемый по низшей теплоте сгорания, вырос с 45 до 58 %. Газотурбинная промышленность в настоящее время все еще переживает период быстрого развития, и в ближайшем будущем вполне возможно достижение величин удельного расхода теплоты на установках ПГУ менее 1,67 (КПД свыше 60 %). В современных установках ПГУ приблизительно 2/3 мощности снимается с газовой турбины и остальные 1/3 мощности - с паровой турбины. Тем не менее, опыт пуска последних моделей показывает, что для достижения чрезвычайно высоких прогнозных значений КПД придется преодолеть значительные трудности.

Поскольку на сжигание в камере сгорания газовой турбины расходуется менее 1/3 кислорода, содержащегося в воздухе на входе газовой турбины, возможно дожигание топлива в выхлопных газах газовой турбины. В современных установках ПГУ это приводит к небольшому повышению удельного расхода теплоты при производстве электроэнергии. Однако в режиме комбинированного производства, это часто используется в качестве средства управления производством пара котлом-утилизатором (КУ), независимо от мощности газовой турбины. В режиме когенерации, дожигание также улучшает общий КПД производства тепла.

Поскольку и природный газ и дизельное топливо представляют собой очень чистые виды топлива и позволяют производить практически полное сжигание в камерах сгорания газовых турбин, то на установках ПГУ нет проблем с золой, коксом или  $SO_2$ . Проблемой является только  $NO_x$ , которая на современных установках решается с помощью специальных горелок с низким уровнем выбросов  $NO_x$  и иногда селективного каталитического восстановления (СКВ), применяемого на котле-утилизаторе (КУ). На более старых горелках уровень  $NO_x$  может управляться впрыском в горелки воды либо пара, но это происходит за счет роста удельного расхода теплоты на установке.

Газовые турбины сами по себе являются чрезвычайно шумными агрегатами, поэтому они должны быть встроены в шумогасящие корпуса, с глушителями, установленными на воздухозаборнике газовой турбины и выходных каналах выхлопных газов.

В области генерации можно выделить несколько возможных технологических конфигураций с применением газовых турбин, имеющих целью использование энергии

, содержащейся в дымовых газах газовой турбины: комбинированный цикл без дожигания и комбинированный цикл с дожиганием.

В комбинированном цикле с котлом утилизатором без дожигания, топливо подается только в камеру сгорания и дожигания в котле-утилизаторе не происходит. Пар, производимый котлом из тепловой энергии, содержащейся в выхлопных газах газовой турбины, в дальнейшем используется для производства электроэнергии паровой турбиной. ПГУ этого типа достигают КПД 58,5 %. Они работают обычно на природном газе или дизельном топливе, но возможно также использование угля с применением установки газификации, которую нужно в таком случае устанавливать выше по технологической линии газовой турбины. Общий вид ТЭС технологии комбинированного цикла без дожигания (КУ) представлен на рисунке 5.46.

Газовые турбины, расположенные на морских платформах (Каспийское море) по техническим параметрам ничем, не отличаются от наземных аналогов. Компоновки ГТУ из-за ограничения площади могут иметь несколько уровней (по вертикали) с более низкими дымовыми трубами, чем наземные, из-за более сильных ветров.



Рисунок 5.46. Новая парогазовая станция, построенная в России

Комбинированные установки с котлом утилизатором могут выполняться одновальными и многовальными. Многовальными конструкциями применяется в основном там, где целью является обеспечение независимой работы газовых турбин по отношению к паровой системе. Многовальные ПГУ оснащаются одной или несколькими газовыми турбинами и КУ, которые подают пар через единый коллектор на отдельную паровую турбину. Перепускная система выхлопных газов, которая применяется в многовальных системах комбинированного цикла, обеспечивает быстрый пуск и останов.

Котлы-утилизаторы (КУ) обычно представляют собой теплообменники конвекционного типа с оребренными трубами, в которых происходит теплообмен дымовых газов с водой и паром. Выхлопные газы охлаждаются до минимально возможной температуры, с тем чтобы обеспечить наивысший КПД. Снижение температуры дымовых газов ограничивается риском возникновения коррозии, к

которой может привести возможная конденсация кислых (сернистых) продуктов из дымовых газов. Температура дымовых газов в 100 вС считается нормальной величиной

Котлы-утилизаторы (КУ) изготавливаются в горизонтальном исполнении (с естественной циркуляцией в пароводяном тракте) и вертикальном исполнении (с принудительной циркуляцией в пароводяном тракте). Выбор зависит от пространственных требований и/или предпочтений клиента. Широко используются оба вида.

### **Комбинированный цикл с надстройкой**

В надстроечном цикле тепло дымовых газов газовой турбины применяется в той же роли, что и воздух горения в обычной энергетической установке, оснащенной паровыми котлами на угольном или газообразном топливе. Для встраивания этого цикла в обычную энергетическую установку существует несколько возможностей. Хотя возможность такой интеграции заложена в установках новых конструкций, надстроечный цикл обычно применяется для повышения КПД, выпущенных ранее и модернизируемых установок и/или повышения тепловой мощности когенерационных установок. Сейчас используются различные типы ПГУ мощностью до 765 МВт электрической мощности (1600 МВт тепловой мощности), КПД которых может достигать 48 %.

В надстроечном цикле, воздухоподогреватели, в задачу которых входит нагрев поступающего воздуха, не требуются и должны быть демонтированы. Газовая турбина обычно подбирается так, чтобы величина потока дымовых газов была приблизительно равна расчетной величине потока воздуха для горения в котле. Из-за меньшего содержания кислорода в выхлопных газах газовой турбины (по сравнению с обычным воздухом), в котлах уменьшается расход топлива. Это приводит к меньшей средней температуре и меньшему производству пара в котле. Отсутствие необходимости греть воздух приводит к образованию избытка тепла. Для использования этого избыточного тепла, в котел устанавливаются экономайзеры высокого и низкого давления. В этих экономайзерах (параллельно с существующими нагревателями питательной воды) часть питательной воды нагревается и, следовательно, объем пара, отбираемого из турбины, уменьшается.

Двухступенчатый процесс сжигания можно также создать при использовании дымовых газов газовой турбины в действующем котле, что приводит к существенному сокращению выбросов  $\text{NO}_x$ . Так, в Нидерландах было достигнуто 50 % сокращение выбросов  $\text{NO}_x$ .

Электрическая мощность газовой турбины составляет от 20 до 25 % от суммарной мощности энергоустановки.

### **Надстроечный цикл с нагревом питательной воды**

Данная конфигурация рабочего процесса представляет собой сочетание двух вышеупомянутых комбинированных циклов. При применении данной технологии часть конденсата и питательной воды нагревается в котле-утилизаторе. Котел-утилизатор газовой турбины соединен с паровой турбиной/парогенератором, но только по пароводяному тракту; следовательно, замены воздуха горения выхлопными газами газовой турбины не происходит.

Отвод теплоты от паровой турбины сокращается, что может привести к повышению электрической мощности паровой турбины.

Повышение мощности, однако, ограничивается пропускной способностью паровой турбины и номинальной мощностью генератора. Повышение КПД с использованием этой схемы составляет около 2÷5 %, в зависимости от мощности газовой и паровой турбины.

Повышенная гибкость (электрическая мощность по отношению к производству тепла) представляет собой важное преимущество, обеспечиваемое рассматриваемой надстройкой. Паровая установка может работать независимо от газовой турбины. Гибкость, однако, ограничивается величиной максимально допустимого расхода пара, проходящего через цилиндр низкого давления паровой турбины.

Поскольку надстроечный цикл с нагревом питательной воды не затрагивает процесс сжигания в котле, выбросы котла остаются неизменными. На суммарные выбросы оказывают влияние выхлопные газы газовой турбины.

### **Когенерация (ТЭЦ)**

Только от 40 до 60 % энергии топлива (определяемой как низшая теплотворная способность топлива) может быть преобразовано в электрическую энергию на энергоустановках, производящих исключительно электроэнергию. Остальная часть энергии теряется, как, например, низкотемпературное тепло, отходящее в атмосферу, либо вода, или же и то и другое. Поскольку конечным потребителям нужно определенное количество тепла для обогрева помещений и многих производственных процессов, возникает вопрос - как использовать тепло, отходящее от энергетических установок.

Когенерация представляет собой средство повышения энергетического КПД путем изменения системной структуры производства энергии. В любом случае, когенерация позволяет экономить топливо по сравнению с отдельным производством тепла и электроэнергии на ископаемом топливе. Если нагрузка по теплу достаточно велика, и когенерационная установка, соответственно, имеет достаточную мощность, то тогда когенерация является экономически эффективной. Возможность использования газовой турбины в когенерационной установке, объясняется, в том числе, относительно невысокими капитальными вложениями и высоким КПД рабочих циклов.

Тепло дымовых газов газовой турбины используется для производства пара в котле-утилизаторе. Пар может быть полностью использован для производства

электроэнергии, как это происходит в комбинированном цикле, или же может отбираться частично (а иногда полностью) и использоваться для подачи потребителям, которые могут его использовать для своих производственных процессов или для иных целей, таких как централизованное отопление или опреснение морской воды.

Для удовлетворения специфичных требований, предъявляемых к конкретной установке, существует множество возможных конфигураций. В зависимости от нагрузки по теплу и электроэнергии, самыми распространенными являются:

газовая турбина с котлом-утилизатором и подача всего производимого пара потребителям;

газовая турбина с котлом-утилизатором и паровой турбиной с противодавлением; подача всего производимого тепла потребителям;

газовая турбина с котлом-утилизатором с отбором пара для потребителей и/или использованием отбираемого пара для других отопительных целей и использованием конденсации пара. Такая конструкция обычно придает больше гибкости в соотношении вырабатываемой электроэнергии и тепла;

цикл с впрыскиванием пара в проточную часть установки, в котором пар также производится за счет тепла дымовых газов, но при этом частично впрыскивается в газовую турбину. Такие циклы используются в основном на газовых турбинах, выполненных на базе авиационного двигателя без применения паровой турбины. Эти циклы в основном применяются в режиме когенерации с промежуточной технологической нагрузкой по пару.

Для того, чтобы когенерация могла успешно конкурировать на рынке, определяющими факторами является наличие высокого ценового спроса на электроэнергию, равно как и достаточно высокий уровень нагрузок по теплу. При низких объемах мощности и нагрузок по теплу, когенерационные установки могут оказаться неконкурентоспособными.

### **НДТ снижения выбросов $\text{NO}_x$ при сжигании газообразного топлива**

Таким образом, для снижения выбросов  $\text{NO}_x$  при сжигании газообразного топлива НДТ следует считать применение одного или нескольких из перечисленных технологических методов:

Режимно-наладочные методы:

- 1) контролируемое снижение избытка воздуха;
- 2) нестехиометрическое сжигание;
- 3) двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:

- 1) двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла;
- 2) малотоксичная горелка;
- 3) рециркуляция дымовых газов.

В качестве вторичных методов снижения выбросов  $\text{NO}_x$  при сжигании газообразного топлива НДТ следует считать селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ) и селективное каталитическое восстановление оксидов азота (СКВ).

### **Двигатели внутреннего сгорания**

Двигатели внутреннего сгорания или поршневые двигатели имеют один или несколько цилиндров, в которых происходит сгорание топлива. Двигатели преобразуют химическую энергию топлива в механическую энергию вращения вала, для производства электричества к вращающемуся валу двигателя присоединен генератор.

Поршневые двигатели для электростанций обычно предназначены для работы в двух и четырехтактном цикле. Как более крупные электростанции, сформированные рядом единичных двигателей, так и децентрализованные небольшие электростанции для одновременного производства тепла и электроэнергии (ТЭЦ) распространены по всему миру. Высокоэффективные двигатели средней и низкой скорости пригодны для работы с базовой нагрузкой. Дизельные двигатели низкой скорости с мощностью до 50 МВт или более и газовой-дизельные двигатели с мощностью до 40 МВт, имеются также на рынке. Дизельные двигатели с низкой скоростью имеют тепловую мощность 130 МВт или более. Четырехтактные газовые двигатели с искровым зажиганием и использованием обедненной смеси имеют тепловую мощность до 45 МВт [135]

В сравнении с газовыми турбинами, сгорание в поршневых двигателях не является непрерывным и происходит в закрытых камерах сгорания. Во время сгорания давления и температура сильно повышаются, и это позволяет обеспечить высокую эффективность преобразования для небольших агрегатов. В большинстве систем используется дизельное топливо или мазут в качестве жидкого топлива, но использование газообразного топлива также возможно. Часто необходимо предпринимать специальные меры для выполнения действующих стандартов по выбросам.

В Европе существует несколько таких установок во взаимосвязанных системах для производства энергии с помощью жидкого топлива. Применение жидкого топлива главным образом ограничено изолированными системами (например, эксплуатация на острове, отдаленные районы), где нет сети трубопроводов природного газа. Стационарные установки, работающие на газе, сегодня очень распространены, и включают ТЭЦ среднего размера и крупные пиковые электростанции для стабилизации сети.

Преимущества поршневого двигателя для такого типа применения много, например, высокий тепловой КПД (низкий расход топлива), оптимальная установка для удовлетворения различных потребностей в плане нагрузки, короткий срок строительства, легкость технического обслуживания и надежная конструкция. Самый

лучший электрический КПД (на зажимах генератора) варьируются в пределах 38÷48 % (в зависимости от размера двигателя, и в зависимости от того, новый ли это двигатель или совмещенный цикл).

Другие привлекательные преимущества установок на двигателях сгорания включают то, что их можно размещать в городских или промышленных зонах близко к потребителям тепла и электричества. В таком случае нужно меньше линий передач, и можно минимизировать потери тепла в тепловых сетях. ТЭЦ, работающие на двигателях, хорошо подходят для промышленного применения, местных коммунальных предприятий, жилых и коммерческих зданий и пр. Тепло может быть выработано в виде пара, горячей воды, горячего воздуха и т. д. Возможные варианты использования регенерированного тепла включают: центральное отопление/охлаждение; процессы опреснения; предварительный нагрев воздуха для некоторых процессов.

### **Дизельные двигатели**

Дизельные двигатели гибкие в плане топлива и могут использовать такое топливо, как солярка, мазут, газ, нефть, биотопливо и в некоторых случаях даже эмульгированное топливо. В дизельном двигателе воздух поступает в цилиндр и сжимается поршнем. Топливо впрыскивается в цилиндр и зажигается от тепла сжатия воздуха.

Утилизация тепла, отводимого при охлаждении двигателя, в сочетании с котлом-утилизатором энергии выхлопных газов и экономайзером, способна обеспечить использование (в форме электроэнергии и тепла) до 85 % энергии жидкого топлива и до 90 % энергии газообразного топлива.

Давление жидкого топлива можно увеличить до 1100-1800 кгс/см<sup>2</sup> (в зависимости от типа двигателя) для достижения хорошего распыла и быстрого и полного сгорания. Конструкция форсунки для подачи топлива является одним из ключевых факторов для процесса сгорания. Сгорание частично осуществляется при постоянном объеме и увеличении давления, при этом основные процессы сгорания происходят при постоянном давлении. Сгорание не является непрерывным и происходит только в течение одной части цикла. Давление и температура в конце сжатия являются важными параметрами для обеспечения хорошего сгорания. Максимальное давление должно быть ограничено, чтобы предотвратить повреждение. Материалы двигателя могут выдерживать температуры около 1200 оС, что позволяет иметь максимальную температуру цикла 2500 аС. Таким образом, эффективность данного типа двигателя составляет около 40÷50 %.

### **Двигатели с искровым зажиганием**

Газовый двигатель Отто с искровым зажиганием часто работает согласно концепции обедненной смеси. Выражение "обедненная смесь" описывает соотношение сжигания воздуха/топлива в цилиндре, которая представляет собой обедненную смесь,

т. е. в цилиндре имеется больше воздуха, чем необходимо для сгорания. Для стабилизации зажигания и сжигания обедненной смеси в более крупных типах двигателей, при этом используется предкамера с более богатой смесью воздуха/топлива. Зажигание инициируется свечой зажигания, расположенной в предкамере, представляя собой источник зажигания с высокой энергией для обеспечения основного горения в цилиндре. Данный тип двигателя предназначен для использования газа низкого давления в качестве топлива. Двигатели с электроискровым зажиганием и тепловой мощностью около 40 МВт доступны на рынке.

### **Двухтопливные двигатели низкого давления**

Двухтопливные двигатели представляют собой тип двигателей, которые недавно стали продаваться на рынке и были разработаны для стран, где имеется природный газ. Данный тип двигателя является универсальным в плане топлива, он может работать на природном газе низкого давления или на жидком топливе, таком как солярка, мазут, биотопливо и пр., и может работать при полной нагрузке в обоих режимах топлива. В режиме газа двигатель работает по принципу обедненной смеси, т.е. в цилиндре находится в два раза больше воздуха, чем минимально необходимо для полного сжигания газа. Это позволяет контролировать сгорание и обеспечивать высокую производительность цилиндра без риска удара или самовоспламенения, когда процесс хорошо контролируется. В газовых двигателях сжатие газовой смеси поршнем не нагревает газ достаточно для запуска процесса сжигания, и поэтому необходимо добавить дополнительную энергию, это осуществляется посредством впрыскивания небольшого потока топлива (например, солярки). Жидкое топливо, такое как солярка, имеет более низкую температуру самовоспламенения, чем природный газ, и тепло в цилиндре, близкое к верхнему положению, достаточно для зажигания жидкого топлива, которое в свою очередь создает достаточно тепла для горения газовой смеси. Объем запального топлива в пределах 1-2 % от общего расхода топлива при полной нагрузке. Двигатель работает согласно дизельному процессу, в режиме жидкого топлива, и согласно процессу Отто в режиме газа [136]. Учитывая различные термодинамические циклы при работе двухтопливного двигателя, двигатель нельзя оптимизировать для каждого топлива, уровень компромисса здесь является неотъемлемым. Двухтопливный двигатель в первую очередь оптимизирован по работе на газе. Таким образом, коэффициент сжатия, возможный для двухтопливного двигателя, будет ниже, чем для современного дизельного двигателя, и, как следствие, выбросы  $\text{NO}_x$  выше для двухтопливного двигателя в режиме жидкого топлива, чем для современного оптимизированного дизельного двигателя, если нет технологии снижения выбросов  $\text{NO}_x$ .

### **Газодизельные двигатели высокого давления**

Инжекторные двигатели, работающие на газе высокого давления, работают по дизельному процессу в режиме жидкого топлива и солярки. В газовом режиме необходимы запальный мазут (например, тяжелый мазут) (обычно 3-5 % от общего притока тепла топлива) и газ высокого давления при давлении около 350-400 бар. Двигатель может работать при полной нагрузке, в режиме жидкого и газового топлива. Газодизельные двигатели высокого давления до 40 МВт тепловой мощности или 20 МВт электрической доступны на рынке.

#### **5.4. Установки смешанного сжигания топлива**

##### **5.4.1. Характеристики установок**

Многотопливное (смешанное) сжигание следует относить к совместному сжиганию биомассы с основным топливом и отходов с основным топливом. Внедрение многотопливного сжигания имеет значительные эксплуатационные последствия. В частности, при совместном измельчении, топливо из биомассы должно точно подходить под отдельные конструкции установок для обеспечения оптимальной производительности, и в большинстве установок сжигания, которые имеют опыт коммерческого многотопливного сжигания, возникал ряд технических проблем.

Воздействие, связанное с совместным сжиганием биомассы, на работу установки сжигания, работающей на каменном угле, зависит от типа используемой установки, в частности конфигурации установки измельчения, если биомасса подлежит измельчению, диапазона угля, совместно с которым сжигается биомасса, а также характеристик биомассы.

Биомасса и уголь имеют принципиально разные свойства в качестве топлива. Биомасса содержит большее количество щелочных и щелочноземельных элементов (калий, натрий, кальций, магний), фосфора и хлора, чем уголь. Поскольку все составляющие биомассы поступают в котел, возникает ряд технических проблем. Более высокое содержание хлора в топливе может привести к более высокой коррозии в котлах. Ускоренное загрязнение и шлакообразование могут возникать при использовании топлив, содержащих высокие уровни калия [51].

Влагосодержание биомассы и угля также может быть различным в зависимости от определенных видов топлива. Брикетированные виды топлива из биомассы обычно имеют содержание влаги в количестве 10 % по массе, тогда как некоторые другие виды биомассы могут иметь гораздо более высокое влагосодержание и могут требовать дополнительной сушки.

В рамках законодательства об отходах на уровне ЕС ставится целью снижение потребления ресурсов и минимизация объемов утилизируемых отходов. В данном контексте, законодательство некоторых стран ЕС не поощряет сжигание отходов и биомассы с высоким показателем теплотворности ( $> 6\ 000$  кДж/кг сухого вещества).

Альтернативным вариантом утилизации отработанных фракций отходов становится совместное сжигание, а также сжигание и механико-биологическое разложение.

Совместно сжигаемые отходы должны быть заранее подготовлены, заранее очищены, сгораемые части отделены от несгораемых.

При совместном сжигании отходов, в процессе сжигания необходимо применить определенные процедуры для того, чтобы обеспечить получение максимально правильной смеси, например отходы можно смешивать с основным топливом при подготовке и сжигать совместно. Однако существует другая технология, при которой отходы вводятся в камеру сжигания через отдельные линии подачи, а не с основным топливом.

Совместное сжигание отходов оказывает влияние на энергоэффективность установки, выбросы в воздух и в воду, а также влияет на качество остаточных продуктов сгорания.

Топливо, полученное из отходов, в основном бывает твердым или жидким, и содержит значительную долю золы. По этой причине, совместное сжигание более или менее ограничивается применением котлов на твердом топливе.

В общем, участие отходов в топливо сжигающей установке для совместного сжигания составляет менее 10 % по тепловой производительности. Более высокая степень участия отходов обычно связана с котлами на псевдоожигенном слое или с совместным сжиганием с отдельно измельченными в порошок древесными отходами в пылеугольных котлах.

#### **5.4.2. Смешанное сжигание с биомассой**

Биомасса и уголь могут смешиваться до или после поставки на установку для сжигания.

Наиболее распространенный подход к многотопливному сжиганию биомассы, который был принят на установках сжигания, работающих на угле, заключается в измельчении угля и биомассы одновременно на действующих углеразмольных мельницах. Этот подход был назван «совместным измельчением», и он позволяет одновременно уменьшать размеры и проводить сушку как биомассы, так и угля до того, как два топлива сжигаются вместе в топке котла. Чтобы избежать вредного воздействия на производительность мельницы, совместное измельчение может быть ограничено до <10 % от общего количества топлива.

Этот вариант можно характеризовать как «внешнее смешение» и приводит к единому потоку топлива на установку сжигания, который можно обрабатывать аналогично углю.

Второй вариант можно характеризовать как «смешение на месте», когда два вида топлива доставляются на установку сжигания и требуют отдельных приемных и

погрузочно-разгрузочных средств вплоть до момента, когда два потока топлива смешиваются в одном.

Поскольку распределение частиц по размерам является ключевым моментом для правильного воспламенения и сжигания, одним из наиболее надежных решений является отдельное измельчение и смешение топлива непосредственно перед входом в горелки. Это решение позволяет оптимизировать подачу обоих видов топлива. В настоящее время в ЕС применяется сжигание с использованием отдельных систем измельчения для сжигания широкого спектра видов топлива, от отходов лесного хозяйства до отходов сельского хозяйства и энергетических культур. Топливо обычно брикетируют за пределами объекта и доставляют на установку транспортом. На объекте брикеты размалываются при помощи специализированных молотковых мельниц или на угольных установках, на которых была произведена перепроектировка с учетом различных характеристик измельчения. Котлы, как доказано, могут работать на целом ряде уровней совместного сжигания, начиная с низких уровней (заменяя один комплект мельницы) до полной модернизации, когда производится замена или изменение всех угольных мельниц и горелок.

Биомасса в котел может подаваться в котел отдельным потоком через специальные горелки для биомассы. Это дает несколько преимуществ по сравнению с совместным измельчением, причем наиболее важным является то, что биомасса не оказывает влияния на поток, измельчение и классификацию угля и что отсутствуют ограничения по энергоблоку, которые могут возникать при совместном измельчении углей с низкой теплотворной способностью или биомассы. Однако данный тип установки гораздо более капиталоемкий, чем модификации системы пылеприготовления, необходимые для совместного измельчения. Установки для схем прямой подачи биомассы имели конструкции от простого бункера, осуществляющего подачу на пневматическую транспортную линию, ведущую непосредственно в топку котла (слоевое сжигание), до сложной установки размола, осуществляющей подачу на отдельные горелки сжигания биомассы с полной системой управления горелкой.

Одной из основных причин развития и внедрения совместного сжигания биомассы, например, вместе с торфом, лигнитом или углем, было сокращение выбросов  $\text{SO}_2$  и  $\text{CO}_2$ , поскольку замена первичного ископаемого топлива уменьшает выбросы ископаемого  $\text{CO}_2$ , тогда как возобновляемый  $\text{CO}_2$ , выходящий из биомассы, считается нейтральным по отношению к углероду. В Германии в 2010 году четыре лигнитовых электростанции и пять электростанций на каменном угле проводили совместное сжигание древесной биомассы (стружка, гранулы и т. д.) с использованием в общей сложности 30 000 тонн древесины (достигнутая степень совместного сжигания составляла 1÷12 %).

Из-за более низкой начальной температуры плавления золы для биомассы необходимо снизить температуру выходящего газа из топки котла. В случае модернизации мощность котла соответственно может быть снижена.

Для биомассы обычно необходима более низкая температура первичного воздуха для измельчения и более высокий избыток воздуха для правильного сгорания. В результате часто бывает так, особенно в случае модернизации, что дымовой газ, выходящий из котла, не может быть охлажден до такого же уровня, как для чистого сжигания угля, что может повлиять на эффективность котла, и требует проверки любой существующей системы очистки дымовых газов на допустимую температуру. Эти последствия можно смягчить, например, путем установки первичного воздухоохладителя или охладителя дымовых газов.

Во многих случаях количество биомассы, доступной по разумной цене в одном месте, слишком мало, чтобы сделать установку сжигания исключительно на биомассе экономически целесообразной. Экономия использования этих локально доступных видов топлива может значительно улучшиться, если их можно сжигать совместно с коммерческим топливом на существующей установке сжигания. Тем не менее, существуют значительные технические и экологические ограничения по видам топлива, которые можно использовать совместно. Многотопливное сжигание биомассы успешно применяется на многих финских электростанциях сжигания в кипящем слое, где основным топливом являются торф, уголь или древесные отходы целлюлозно-бумажной промышленности.

Значительный интерес представляет введенная в 2002 г. крупнейшая в мире энергоустановка по сжиганию биотоплива в Алхомене (Финляндия). Общая электрическая мощность установки при работе в конденсационном режиме составляет 240 МВт. В случае эксплуатации в комбинированном режиме с отбором пара на производство (100 МВт) и в систему теплоснабжения (60 МВт) максимальная электрическая мощность составляет 205 МВт.

Главной целью реализации проекта было доказать принципиальную возможность применения многотопливной технологии при совместном сжигании биомассы и органического топлива с высокой эффективностью и низкими выбросами вредных веществ в окружающую среду.

В топливном балансе установки доля древесной массы (древесных отходов, коры и других побочных продуктов производства комплекса бумажных и лесопильных заводов, вблизи которых построена энергоустановка) составляет 35-50 %, доля торфа - 45-55 %, предусмотрено также использование небольшого количества (до 10 %) битуминозного угля и мазута в качестве резервного топлива и в процессе растопки.

Главный элемент всей установки - многотопливный паровой котел с топкой циркулирующего кипящего слоя. Он изготовлен и поставлен фирмой Финляндии «Квернер Полпинг». Конструкция его, предназначенная для совместного сжигания

биомассы, торфа и угля, уникальна. Впервые в мире в одном таком крупном котле сжигается топливо с таким широким диапазоном рабочих свойств (теплота сгорания, влажность и др.). Для компенсации большой разницы в объемах продуктов сгорания при работе на угле используется рециркуляция дымовых газов. Паропроизводительность котла по свежему пару 194 кг/с (700 т/ч) с параметрами за котлом 16,5 МПа и 545 иС. Близкие показатели по промперегреву 179 кг/с (645 т/ч), 4,0 МПа и 545 иС. Тепловая мощность котла 550 МВт. Размеры топки составляют 8,5×24×40,5 при площади поперечного сечения более 200 м<sup>2</sup>. Для циркуляции золы в циркулирующем кипящем слое используется три пароохладительных циклона диаметром 9,0 м. Поверхность охлаждения (нагрева) циклонов служит первой ступенью пароперегревателя свежего пара. Этим обеспечивается минимальная разность температур между топкой и циклонами. Применение циклонов с паровым охлаждением (в отличие от циклонов с водяным охлаждением) - один из первых в мировой практике случаев создания котлов подобного типа.

Котел оборудован четырьмя независимыми линиями топливоподачи. Полная нагрузка котла может быть обеспечена при работе трех линий, что увеличивает надежность топливоснабжения и всего процесса генерации пара в целом. Для подогрева, необходимого для горения воздуха, используется РВП. Основное достоинство РВП - достижение более высокой эффективности работы котла при умеренном аэродинамическом сопротивлении как по воздушной, так и по газовой сторонам (в случае применения трубчатого ВЗП оно было бы в два раза выше при более низкой выходной температуре воздуха.). Для очистки поверхности РВП от золовых загрязнений используются комбинированные системы, состоящие из обдувочных аппаратов и устройств водяной обмывки. Снижение образования NO<sub>x</sub> обеспечивается применением ступенчатого подвода воздуха. Для уменьшения выбросов SO<sub>2</sub> в топку вводится известняк, причем при сжигании угля и торфа его вводится больше, с увеличением доли сжигания древесных отходов количество вводимого известняка снижается. Ввод известняка осуществляется пневматическим способом.

Для более глубокой денитрификации продуктов сгорания используется система селективного некаталитического восстановления (СНКВ). При достижении определенной концентрации NO (50 мг/МДж) в циклоны впрыскивается аммиак. Предусмотрена также подача его непосредственно в топку. От золы дымовые газы очищаются в четырехпольном электрофилтре.

Благодаря своим характеристикам торф подходит для многотопливного сжигания древесины, а существующие установки могут помочь уменьшить проблемы коррозии и

загрязнения, которые могут возникать при сжигании биомассы. Возможность сжигания торфа также обеспечивает непрерывную подачу топлива в районах, где доступность древесного топлива недостаточна для спроса на топливо.

В Дании было построено несколько отдельных установок для сжигания соломы совместно с крупной установкой сжигания на угле или газе.

Процесс сжигания в кипящем слое (FBC) обеспечивает преимущества в плане возможности сжигать большое количество различных видов топлива.

Котлы сжигания в циркулирующем кипящем слое (CFBC) могут быть спроектированы как многотопливные котлы, т. е. полная мощность может быть достигнута только с использованием угля, комбинированным сжиганием, или с использованием только биомассы. При многотопливном сжигании угля и биомассы существуют отдельные автономные системы подачи топлива из-за различных видов обработки топлива. Они также необходимы для обеспечения гибкой и плавной работы для всех возможных комбинаций топлива.

До 20 % древесины было сожжено на электростанции в Дании мощностью 125 МВт, где установлен котел с фронтальным расположением горелок с естественной циркуляцией. Измельченная древесина сжигалась в двух специально приспособленных горелках. Никаких негативных эффектов не было замечено, и ожидалось, что были возможны более высокие проценты совместного сжигания. Выбросы  $\text{NO}_x$  снизились на 35 %. Солома и, в меньшей степени, древесина из энергетических культур (ива) являются наиболее важными видами топлива из биомассы в Дании. Высокое содержание хлорида калия в соломе может вызвать проблемы со шлакообразованием и коррозией.

Когда более 10 % соломы участвует в совместном сжигании, содержание щелочей в зольной пыли превышает предел для применения в цементе. Для применения в бетоне ограничения, связанные с содержанием щелочи, менее строги, а степень совместного сжигания соломы может быть выше 20 %.

Брикеты из биомассы были совместно сожжены на лигнитной электростанции в Германии мощностью 280 МВт. При сжигании объемов до 10 % по весу какие-либо проблемы не были обнаружены.

На электростанции в Греции, состоящей из трех лигнитовых установок с общей установленной мощностью 550 МВт в течение примерно шести месяцев, осуществлялось сжигание прессованных оливковых косточек до 7 % по массе. Эксперименты не показали изменений рабочих параметров пара (массовый расход, температура и давление), шлакования и содержания несгоревшего топлива в золе. Из-за значительно более низкого содержания серы в прессованных оливковых косточках снизились выбросы  $\text{SO}_2$ .

В ЕС можно найти множество примеров установок сжигания различных типов и размеров, которые демонстрируют многотопливное сжигание биомассы с углем и лигнитом в очень широком диапазоне расходов, даже превышающих 50 %.

Низкие температуры топке котла в процессе кипящего слоя в сочетании со ступенчатой подачей воздуха приводят к выбросам  $\text{NO}_x$ , как правило, ниже  $200 \text{ мг/Нм}^3$ . Для дальнейшего снижения выбросов  $\text{NO}_x$  можно легко установить систему подачи аммиака ( $\text{СНКВ}$ ), с помощью которой можно достичь уровня выбросов до или ниже  $100 \text{ мг/Нм}^3$  (при 6 %  $\text{O}_2$ ). Выбросы  $\text{SO}_x$  могут контролироваться добавкой известняка в топочную камеру, где условия для десульфуризации являются благоприятными. Многотопливное сжигание биотоплива с углем еще больше сократит выбросы  $\text{SO}_x$  и потребление известняка. По сравнению со сжиганием только угля, многотопливное сжигание биомассы достигает более низких первичных выбросов  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_x$  и снижает удельные выбросы  $\text{CO}_2$  пропорционально расходу топлива из биомассы.

#### **5.4.3. Эффективность установки**

Тепловые электростанции являются экономически обоснованными для сжигания биомассы и/или торфа, если они гораздо меньшего размера, чем крупные конденсационные электростанции. При эксплуатации небольших электростанций биомасса и/или торф могут быть собраны на небольшой территории, что поможет сократить расходы и воздействие транспортировки топлива на окружающую среду, что, как правило, является основным фактором, который следует учитывать при использовании установок по сжиганию биомассы и/или торфа.

Топливо сжигающие установки, работающие на биомассе и/или торфе, часто подходят для теплоэлектроцентралей, так как их размер обычно соответствует местному потреблению тепла промышленностью, схемами централизованного теплоснабжения и т. д., в отличие от более крупных электростанций, где объем регенерируемого тепла обычно превышает местные потребности. Около 72 % торфа и 93 % биомассы, используемых в топливо сжигающих установках в Финляндии, применялись для производства на ТЭЦ. В Ирландии торф используется только для производства электроэнергии.

Как упоминалось ранее, многие электростанции, работающие на биомассе и/или торфе, являются ТЭЦ. Когенерация электроэнергии и тепла позволяет достичь очень высоких уровней общего использования топлива, который может достигать 90-95 %. Однако сложно определить на общей основе стандартный общий уровень использования топлива для теплоэлектростанций. КПД энергоустановки существенно зависит от таких факторов, как тепловая нагрузка и ее изменения, уровень цен и потребность в электроэнергии на рынке, применяемые технологии и т. д.

Когенерация тепла и энергии обычно рассматривается как технический вариант, когда это экономически целесообразно, т. е., всякий раз, когда местный спрос на тепло достаточно высок, чтобы обеспечить строительство более дорогой теплоэлектроцентрали вместо обычной электростанции с тепловой или энергетической установкой. Действительно, электростанции, работающие на производство электроэнергии, являются широко распространенными. При сжигании пылевидного топлива уровни электрического КПД равные 38-39 % были достигнуты в котле для торфа в Финляндии.

Переход угольной установки на 100 % сжигание биомассы оказывает незначительное влияние на общий тепловой КПД установки. Поскольку используемая биомасса (например, гранулы) имеет более низкое содержание влаги по сравнению с углем, на стадии измельчения требуется более высокий объем охлаждающего воздушного потока, что связано с тем, что больший объем топочного воздуха обходит воздухоподогреватели. Результатом этого является более высокая температура выхода дымовых газов и, как следствие, небольшое снижение общей эффективности котла.

Типичные последствия многотопливного сжигания биомассы с углем включают температуру дымового газа, которая поднимается в условиях многотопливного сжигания на 5-10 аС, и долю горючего вещества, которая связана с распределением частиц по размерам в золе, почти удвоенную. Тем не менее, содержание золы составляет десятую часть угля. Хотя эти эффекты могут привести к снижению эффективности котла, в исследованиях, проведенные на нескольких установках для сжигания в Европе, сообщается о незначительном воздействии на производительность котла при совместном сжигании материала биомассы до 5-10 % по теплу.

Конденсационные электростанции, работающие на биомассе или торфе, обычно меньше, чем крупные угольные топливо сжигающие установки, а давление и температура пара в них обычно ниже, чем на современных угольных электростанциях.

Когда биомасса используется в действующих крупных энергетических котлах, работающих на пылевидном топливе, можно добиться высокого КПД электростанции. Однако распределение температур в котле меняется. Эти изменения распределения температур внутри котла и незначительные отклонения характеристик атмосферного переноса могут вызвать небольшое снижение эффективности полностью преобразованного блока по сравнению с угольной установкой, работающей с одинаковым коэффициентом загрузки [86].

Кроме возможного влияния влажности или зольности на энергоэффективность установки, совместное сжигание так же может повлиять на эффективность работы установки. Это может привести к снижению номинальной нагрузки или скорости изменения нагрузки электростанции, вызванного ограничением сжигания компонентов. Например, мощность вентиляторов дымовых газов может ограничить степень совместного сжигания влажных отходов. На работу установки (и наличие для работы)

может повлиять коррозия (в связи с содержанием серы и хлора в отходах), эрозия, зашлаковывание, замасливание (в связи с содержанием щелочи в золе) котла. Адаптация оборудования крупных топливо сжигающих установок к предварительной подготовке или пре-конверсии отходов или ограничение степени совместного сжигания, поможет предотвратить снижение эффективности работы.

На энергоэффективность и эффективность работы установки при сжигании отходов может повлиять расхождение отходов и проектного топлива, которое используется в котле. Эти проблемы могут стать актуальными, если учесть, что такое влияние включает:

- действующая проектная мощность оборудования сжигающей установки (например, в связи с требованием более высоких потоков влажных дымовых газов при сжигании влажных отходов);

- характеристики отходов, такие как воспламенение, стабильность пламени, температура пламени, формирование оксидов азота и режимы горения топлива, что может отличаться от характеристик основного топлива;

- зашлаковывание и замасливание, на которое влияет химический состав золы (особенно калий, натрий и сера) и температура плавления золы;

- тепловое напряжение котла, особенно теплообмен излучением и конвективный теплообмен;

- коррозия и эрозия элементов котла, причиняемые солями (вызываемая соединениями серы и хлора в отходах и рабочими условиями при сгорании в котле, например, при снижении количества воздуха);

- качество и поведение побочных продуктов и остатков сгорания;

- выбросы в воздух, вызванные серой, хлором, тяжелыми металлами, органическими веществами, и т. д., содержащимися в отходах;

- выбросы в воду, вызванные серой, хлором, тяжелыми металлами, органическими веществами и т. д., содержащимися в отходах;

- влияние системы очистки дымовых печных газов в связи с изменениями в составе дымовых газов;

- выбросы в воздух и в воду, связанные с предварительной подготовкой отходов (например, сушка шламов сточных вод).

Такие эффекты можно снизить через ограничение степени совместного сжигания только до небольшой доли отходов от доли основного топлива и/или при соответствующей подготовке отходов.

Многотопливное сжигание нефтяного кокса не требует корректировки при режиме работы только с углем в котле или при эксплуатационных параметрах установки. Однако повышенное содержание серы в нефтяном коксе может требовать либо предпочтительного смешивания с низко сернистыми углями, либо увеличения производительности соответствующей установки десульфуризации дымовых газов. В

целом, данные мониторинга показали, что воздействие на окружающую среду установки, сжигающей угольно-коксовую смесь, аналогично воздействию одной и той же установки, сжигающей только уголь. [70].

На установках, сжигающих несколько видов топлива: уголь, лигнит, биомассу и/или торф, применяются методы, которые следует учитывать при определении наилучшей разработанной технологии для сжигания угля и/или лигнита и для сжигания биомассы и/или торфа.

Методы, упомянутые выше, необязательно представляют собой исчерпывающий перечень методов, которые могут применяться в секторе. Другие методы могут существовать или могут быть разработаны, которые можно было бы рассмотреть для определения наилучшей разработанной технологии для отдельной установки.

### 5.5. Сжигание отходов

Источниками образования отходов, содержащих в своем составе органические вещества, является как жизнедеятельность населения, так и производственная и административно-хозяйственная деятельность предприятий. Примерами таких отходов являются: твердые коммунальные отходы (ТКО).

В практике утилизации и обезвреживания отходов, содержащих органические вещества, нашли широкое применение три основных метода термического воздействия [2]:

1) Сжигание - высокотемпературный окислительный метод. Его сущность заключается в сжигании горючих отходов высокотемпературным теплоносителем (продуктами сгорания топлива, плазменной струей, расплавом и др.). При использовании этого метода токсичные компоненты подвергаются термическому разложению, окислению и другим химическим превращениям с образованием газов и твердых продуктов.

2) Пиролиз - процесс термического разложения отходов, содержащих органические вещества, при недостатке или отсутствии окислителя, в результате чего образуются твердый углеподобный остаток и пиролизный газ, содержащий высококипящие смолообразные вещества. Теплота сгорания газа  $\sim 13-21$  МДж/м<sup>3</sup>. При низких температурах пиролиза ( $\sim 400 \div 600$  аС) больше доля образующихся жидких смолообразных продуктов, а при высоких ( $\sim 700 \div 1050$  хС) - больше доля газообразных продуктов.

3) Газификация - процесс термической деструкции отходов, содержащих органические вещества, окислителем (воздухом, кислородом, водяным паром, диоксидом углерода или их смесью) с расходом ниже стехиометрического, с получением синтез-газа и твердого или расплавленного минерального продукта.

Для выбора оптимальных технологических и конструктивных характеристик используемых термических установок и оборудования необходимо знать состав конкретных видов отходов, подвергаемых утилизации или обезвреживанию.

При горении в основном образуются диоксид углерода, вода и зола. Сера и азот, содержащиеся в отходах, образуют при сжигании различные оксиды, а хлор восстанавливается до  $\text{HCl}$ . Помимо газообразных продуктов при сжигании отходов образуются и твердые частицы - металлы, стекло, шлаки и др., которые требуют дальнейшей утилизации или захоронения. При сжигании органические соединения разрушаются, а неорганические соединения превращаются в оксиды и карбонаты, которые выводятся вместе со шлаками и золой. Мелкодисперсные частицы оксидов и карбонатов, содержащиеся в топочных газах, улавливаются в различных газоочистных установках («мокрых» скрубберах, электрофильтрах, тканевых фильтрах и др.).

Термодеструкция отходов на современном уровне развития науки и техники обеспечивает практически полное разрушение находящихся в отходах органических вредных веществ и продуктов их неполного разложения, что достигается с помощью высоких температур (более 1000 °C), достаточном времени пребывания газов в горячей зоне и активной турбулентности пламени при концентрации кислорода не менее 6 %. Это относится и к диоксидам и фуранам, которые разрушаются более чем на 90 %. При температуре 850 °C диоксины расщепляются на их составные части. Однако при охлаждении дымовых газов существует возможность того, что очень небольшая часть образовавшихся фрагментов снова соединится. Для их надежного отделения применяются рукавные фильтры в системе очистки дымовых газов с возможностью дополнительной подачи порошкообразного активированного угля и, как результат, эффективной сепарации всех диоксинов и фуранов [37]. Эти технологические решения закладываются при создании целого ряда установок, на которых применяется метод сжигания, и непосредственно реализуются на современных мусоросжигательных заводах. Для очистки дымовых газов на мусоросжигательных заводах должно применяться оборудование, с не менее чем трехступенчатой системой очистки отходящих дымовых газов [40]. На первой ступени очистки в абсорбере происходит нейтрализация кислых компонентов дымовых газов известью в присутствии мелкодисперсных водяных капель. На второй ступени в рукавном фильтре осуществляется глубокая очистка от летучей золы и сорбция тяжелых металлов и диоксинов в процессе фильтрования дымовых газов через слой извести и активированного угля на фильтровальной ткани. На третьей ступени очистки осуществляется восстановление содержащихся в дымовых газах оксидов азота до молекулярного азота с использованием аммиачной воды. Неорганические вредные вещества, такие как тяжелые металлы, которые не обезвреживаются даже при высоких температурах, в многоступенчатой установке для очистки дымовых газов и при

переработке остатков от сжигания должны выделяться в концентрированном виде, извлекаться и связываться. После этого обращение с ними должно осуществляться экологически безопасным способом. Образующиеся при сжигании малоопасные шлаки, похожие на горную породу, могут быть безопасно утилизированы. В Германии, Голландии и других странах они используются в том числе как заменитель дорожного щебня или для звукоизоляции стен [84].

Применительно к термическим способам утилизации твердых коммунальных отходов (далее - ТКО) негативную роль играют: слабое развитие селективного сбора вторичных материальных ресурсов и опасных отходов, которые попадают в ТКО; низкая эффективность их сортировки, которая не позволяет снизить вероятность попадания в поток направляемых на сжигание или пиролиз утильных фракций, опасных отходов потребления (ртутных ламп и других ртутьсодержащих приборов, батареек, аккумуляторов и др.). Эти факторы создают серьезные трудности для широкого применения термических способов обращения с ТКО, в том числе в части обеспечения допустимых уровней воздействия на окружающую среду.

Серьезное внимание необходимо уделить не только созданию условий для исключения попадания в состав смешанных отходов, направляемых на сжигание, пиролиз, газификацию, вторичных материальных ресурсов, для максимально полного извлечения из потоков отходов компонентов, пригодных для получения материальной продукции, но и проблеме максимального использования вторичных энергетических ресурсов, которые образуются в результате утилизации и обезвреживания отходов термическим способом. Данная проблема особенно актуальна для таких крупных объектов, как мусоросжигательные заводы, в том числе с точки зрения повышения их энергетической и экономической эффективности.

На сегодняшний день предприятия по термической переработке ТКО в энергию (Waste-to-Energy, WtE) являются важным инструментом для выработки тепла и электроэнергии, создавая альтернативу традиционным электростанциям на ископаемом топливе. Директива ЕС по сжиганию отходов, делает восстановление энергии обязательным условием эксплуатации таких предприятий, в связи с чем в настоящее время нет смысла рассматривать технологии термической переработки ТКО вне данного контекста. Фактически все существующие в настоящее время в Европе предприятия по термической переработке ТКО оснащены котлом и системой преобразования энергии (рисунок 5.45).

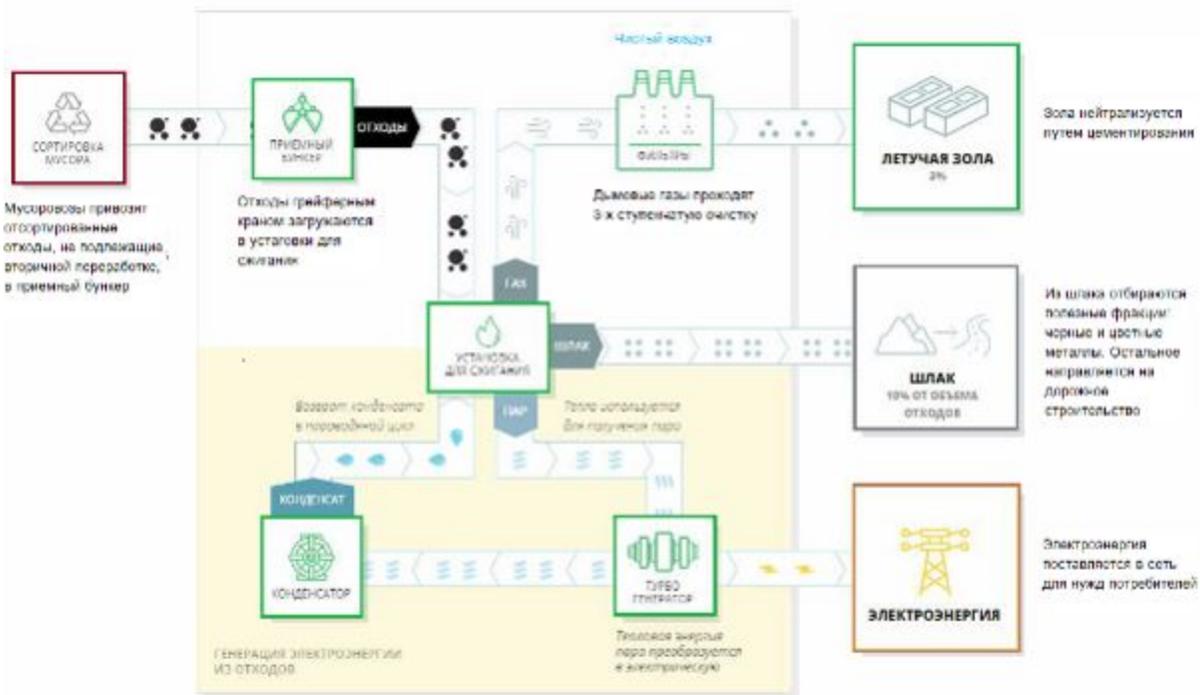


Рисунок 5.47. Структура предприятия по термической переработке ТКО

### 5.5.1. Применяемые процессы и техники

Термическая переработка является хорошо зарекомендовавшей себя и предпочтительной практикой обращения с ТКО в ЕС и во всем мире, поскольку она приводит как к минимизации воздействия на окружающую среду при заполнении земель, так и к производству возобновляемой энергии. Технологии термической переработки ТКО, являются наиболее широко применяемыми вариантами для преобразования содержащейся в отходах энергии в электроэнергию или для комбинированного производства тепла и электроэнергии.

Сегодня заводы по термической переработке отходов в энергию намного более продвинуты, чем мусоросжигательные заводы, построенные много лет назад. Во-первых, как следует из их названия, современные установки не только на 90 % уменьшают объем ТКО, но и извлекают из них энергию, спрос на которую в мире неуклонно растет, тогда как устаревшие предприятия пытались только уменьшить их объем. Во-вторых, благодаря техническому прогрессу, как в технологиях сжигания, так и в очистке дымовых газов, термические процессы в настоящее время относятся к числу методов обработки с самыми низкими уровнями выбросов.

В настоящее время существует широкий выбор термических методов получения энергии из отходов. Классическое сжигание ТКО и его современные вариации по-прежнему остаются самыми распространенными и проверенными методами конечного обращения с ТКО.

Термическая переработка отходов высвобождает энергию, содержащуюся в них, для обеспечения возможности передачи которой необходимо использовать паровые

котлы. Чаще всего используют котлы с подвижной (колосниковой) решеткой и псевдоожиженным слоем (ПКС, ЦКС), реже применяют роторные печи (вращающиеся, циклонные).

Котлы с движущейся решеткой составляют подавляющее большинство, на заводах в Европе их используется порядка 87 %. Эта технология хорошо известна и давно изучена.

**Техника прямого сжигания на колосниковой решетке.** Прямое сжигание ТКО в топочной печи на движущейся решетке или слоевое сжигание, осуществляется обычно при средней температуре 900-1000 °С. В общем случае данная технология выглядит следующим образом: ТКО сгорают на движущейся решетке в присутствии воздуха, подаваемого из нижней части печи; зола и негорючие отходы сбрасываются с конца этой решетки и выгружаются из печи после сжигания; часть золы (летучая фракция) уходит с дымовыми газами и собирается в дальнейшем на фильтрах.

Основным преимуществом метода является производительность, уменьшение объема исходных ТКО на 95-96 %, в зависимости от состава и степени извлечения полезных материалов (в основном, металлов) из образующихся в конце шлака и золы и отсутствие строгой необходимости предварительной обработки отходов.

Прямое сжигание также значительно позволяет уменьшить объем отходов, образующихся в особых областях промышленной и хозяйственной деятельности человека (некоторые медицинские и опасные отходы и т. д.) и подлежащих специальному захоронению или обезвреживанию, поскольку высокие температуры эффективно уничтожают патогены и некоторые токсиканты. В общем случае эффективность сжигания зависит от конструкции топочной печи и колосниковой решетки (поступательно-переталкивающие, обратно-переталкивающие или валковые).

Получаемый в процессе прямого сжигания ТКО шлак может быть дополнительно переработан для выделения из него металлической фракции. Сам же остаток также может быть переработан и использован в производстве безопасных строительных материалов. Потенциальная экономическая ценность остатков является дополнительным преимуществом технологии.

К недостаткам метода обычно относят, прежде всего, отходящие газы, которые могут содержать в своем составе целый спектр высокотоксичных соединений. В связи с чем, температура газа, полученного в результате этого процесса, должна поддерживаться на уровне 850 °С при обработке отходов, содержащих хлорсодержащие материалы менее 1 % и повыситься до температуры 1100 °С при увеличении доли таких ТКО, что обеспечит стабильное уничтожение нежелательных галогенированных органических побочных продуктов.

Необходимо отметить, что технический прогресс, произошедший в этой области за последние годы, позволил достигнуть значительных результатов, а введение более строгих показателей, ускорило процесс их внедрения по всему миру, в ходе чего,

отходящие газы действующих в мире установок, работающих по принципу прямого сжигания ТКО, имеют в настоящее время экологически допустимое качество.

Топки со слоевым сжиганием отходов различаются по типу и принципу работы колосниковых решеток, которые транспортируют отходы так, что обеспечивается хорошее перемешивание и прохождение через различные температурные зоны. Имеются три различные системы [76]:

с переталкивающей колосниковой решеткой, в которой отходы транспортируются колосниками. Наклонная поверхность решетки не является необходимой, хотя и предлагается некоторыми изготовителями. За счет ускорения движения решетки можно увеличить скорость подачи. Это предоставляет возможность контроля времени пребывания в топке и адаптации к колебаниям при загрузке отходов на решетку. Переталкивающая решетка является в настоящее время наиболее важной системой колосниковых решеток на новых установках;

система с обратно-переталкивающей решеткой, где отходы транспортируются под действием силы тяжести. Наклонная поверхность является необходимой, потому что отходы и решетка движутся в противоположных направлениях. Обратно-переталкивающие решетки пригодны, например, для влажных отходов;

система с валковой решеткой, в которой отходы транспортируются за счет комбинации силы тяжести (поверхность решетки выполнена наклонной) и движения валков для транспортирования отходов. Движущиеся валки транспортируют отходы вниз. Ускорение вращения валков приводит к ускорению транспортирования, но не к улучшению перемешивания.

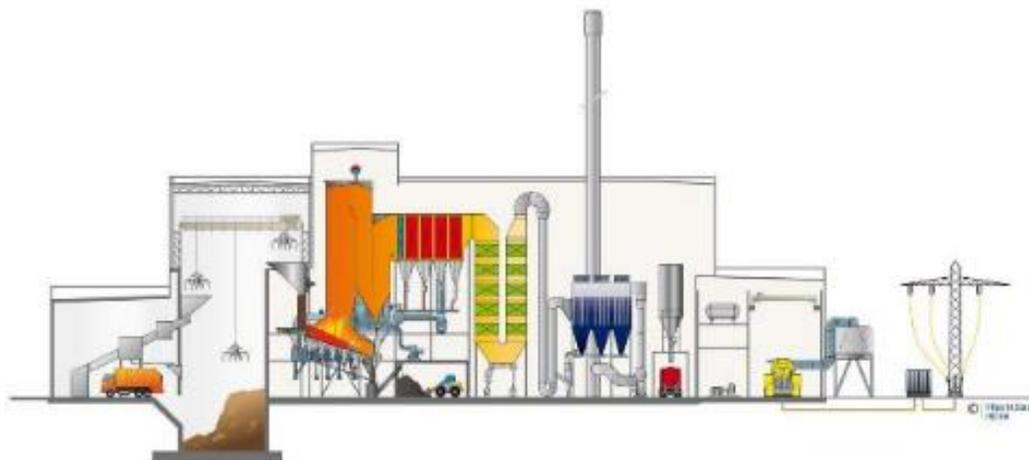


Рисунок 5.48. Схематическое представление предприятия термической переработки ТКО посредством прямого сжигания на движущейся решетке Edinburgh, UK Hitachi Zosen Inova

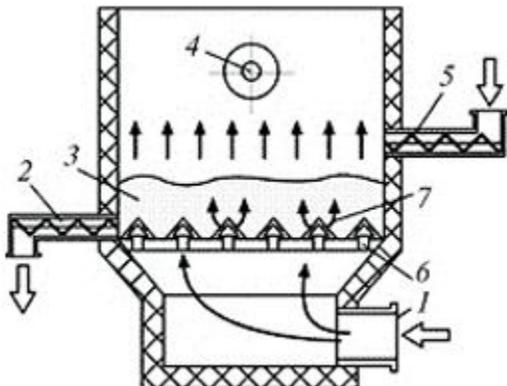
Схема предприятия по термической переработки ТКО посредством прямого сжигания на движущейся решетке построенное в Эдинбурге, Великобритания по проекту Hitachi Zosen Inova представлена на рисунке 5.48.

**Сжигание в псевдоожигенном слое.** Вторым по популярности методом является сжигание в кипящем (псевдоожигенном) слое. В данном случае ТКО загружаются в бункер краном и предварительно измельчаются устройством подачи отходов до частиц размером менее 150 мм. Измельченные ТКО загружаются в реактор с кипящим слоем. Принцип работы реакторов с кипящим слоем состоит в подаче газов (воздуха) через слой инертного материала (песок с размером частиц 1÷5 мм), поддерживаемого колосниковой решеткой. При критической скорости потока газа инертный слой переходит во взвешенное состояние, напоминающее кипящую жидкость. Поступивший в реактор отход интенсивно перемешивается с инертным слоем, при этом существенно интенсифицируется теплообмен.

Воздухораспределительная решетка обеспечивает равномерность прохождения потока воздуха через слой для обеспечения хорошего псевдоожигения. Применяются три типа обычных решеток: перфорированная решетка, решетка с насадками и трубчатая решетка. Для установок, в которых разогрев слоя осуществляется с помощью газовых горелок или мазутных форсунок, конструкция решетки должна быть рассчитана на прохождение горячих газов. Обычно в таких случаях применяются водоохлаждаемые решетки либо решетки из жаропрочных, легированных сталей.

В зависимости от характера псевдоожигения применяют в основном две модификации кипящего слоя стационарный (пузырьковый) и циркулирующий.

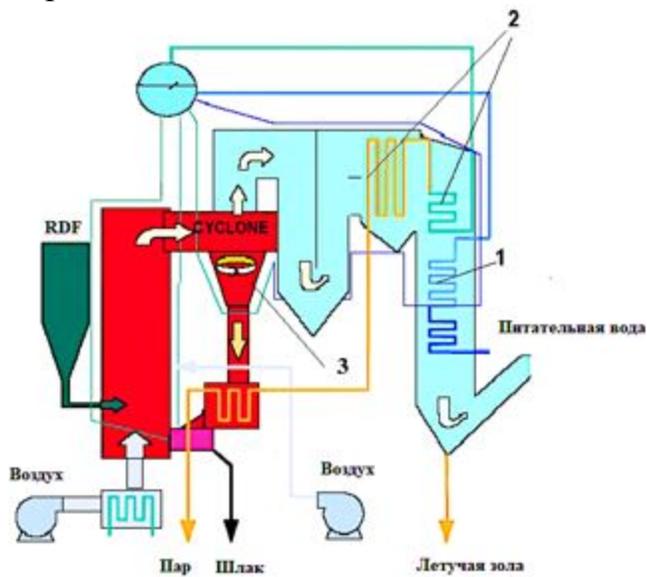
Реакторы для сжигания твердых отходов, шламов со стационарным кипящим слоем обычно состоят из цилиндрической или прямоугольной топочной камеры (рисунок 5.49), ограниченной газораспределительной решеткой, конструкция которой предусматривает возможность удаления шлака. Реакторы со стационарным кипящим слоем широко используют для сжигания отходов в США, Германии, Японии и многих других странах.



1 - подвод дутьевого воздуха; 2 - выгрузка из топки золы и отработанного песка; 3 - кипящий (псевдооживленный) слой; 4 - растопочная горелка; 5 - загрузка топлива и свежего песка; 6 - каналы в воздухораспределительной решетке; 7 - подвод воздуха через колокольчики на воздухораспределительной решетке

Рисунок 5.49. Топка со стационарным (пузырьковым) кипящим слоем

Циркулирующий кипящий слой (ЦКС) отличается от стационарного кипящего слоя наличием по тракту дымовых газов циклонных золоуловителей (рисунок 5.50). Некоторое количество инертного материала при увеличении скорости газов сверх скорости витания начинает выноситься из слоя настолько интенсивно, что необходим его возврат. Уловленный в циклонах материал возвращается в слой, где продолжается обработка отходов.



1 - экономайзер; 2 - конвективный пароперегреватель; 3 - циклоны

Рисунок 5.50. Котел с ЦКС для сжигания бытовых отходов, установленный на предприятии Lomellina (Италия) [24]

Технология сжигания твердых отходов с использованием ЦКС была впервые опробована в Нидерландах и Великобритании. В Германии этот способ сжигания стал применяться после введения законодательных норм 17 BimSchV по охране окружающей среды в части содержания в уходящих газах  $0,1 \text{ мг/м}^3$  диоксинов. В августе 1995 года вошла в промышленную эксплуатацию ТЭЦ Northampton (США) с котлом FosterWheeller с ЦКС мощностью 110 МВт для сжигания отходов углеобогащения, а в 1997 году внедрена установка с ЦКС для сжигания ТКО на заводе Робинз в Чикаго (США) производительностью 500 000 т/год. Нагрузка каждого из двух

реакторов ЦКС 25 т/ч. Крупность загружаемого материала 100 мм, минимальная теплота сгорания - около 2450 ккал/кг. На мировом рынке представлены технологии уничтожения отходов в циркулирующем кипящем слое (Германия, США).

Целесообразность сжигания отходов методом псевдооживления должна определяться с учетом как достоинств, так и недостатков этого метода. К основным достоинствам последнего относятся: интенсивное перемешивание твердой фазы, приводящее практически к полному выравниванию температур, концентраций и других параметров по объему псевдооживленного слоя; незначительное гидравлическое сопротивление слоя; возможность использования достаточно крупных отходов; сравнительно простое устройство аппаратов и возможность их автоматизации; отсутствие подвижных частей и механизмов в горячей зоне реактора; возможность связывания кислотных соединений галогенов, серы и фосфора путем добавки в слой нейтрализующих соединений кальция.

К недостаткам метода псевдооживления (как для стационарного, так и для циркулирующего слоя) относятся: неравномерность времени пребывания в псевдооживленном слое обрабатываемых частиц твердой фазы; возможность спекания и слипания твердых частиц (для исключения возможности шлакования слоя его температура должна быть ниже температуры плавления золы отходов); необходимость установки мощных золоулавливающих устройств на выходе газов из псевдооживленного слоя, особенно при разном гранулометрическом составе отходов.

Газификация, пиролиз, плазменные технологии, считаются технически и финансово жизнеспособной альтернативой сжиганию ТКО и позиционируются, как технологии, не загрязняющие окружающую среду, по сравнению со сжиганием. Однако в настоящее время в Европе не работает ни один крупный завод по переработке ТКО с помощью газификации или пиролиза, а несколько установок в Японии и США работают только в качестве интегрированных элементов более сложных систем переработки ТКО и только для определенных потоков отходов. Особенность технологических процессов и эксплуатационные требования, специфические требования к составу и форме отходов, а также высокие капитальные затраты делают эти технологии трудными для применения в крупных масштабах.

**Газификация.** Газификация отходов - процесс термической обработки отходов, содержащих органические вещества, окислителем с расходом ниже стехиометрического, с получением генераторного газа (синтез-газа) и твердого или расплавленного минерального продукта. Производимые газы, главным образом  $\text{CO}_2$  и водяной пар, затем восстанавливаются до  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$ . В зависимости от конструкции реактора и рабочих параметров в процессе также образуется некоторое количество

метана и других углеводородных газовых составляющих. В ходе различных гетерогенных реакций исходное сырье превращается в газ в присутствии газифицирующего агента.

Получаемый в конечном итоге горючий газ содержит  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , инертные газы, присутствующие в газифицирующем агенте, следовые количества углеводородов и различные загрязнители, такие как мелкие частицы полукокса, гудрона и золы. В общем случае система газификации состоит из трех основных компонентов: газификатор, который производит горючий газ; система очистки, которая удаляет опасные компоненты горючего газа; система рекуперации энергии (рисунок 5.51).

Переработка отходов газификацией имеет следующие преимущества по сравнению с методом сжигания: получаемые горючие газы могут быть использованы в качестве энергетического и технологического топлива, в то время как при сжигании практически возможно только энергетическое использование теплоты отходов (получение водяного пара или горячей воды); получаемая смола может быть использована как жидкое топливо и как химическое сырье; сокращаются выбросы золы и сернистых соединений в атмосферу.

Основным недостатком газификации является то, что нежелательные соединения, такие как смола, хлориды и сульфиды, будут образовываться в синтез-газе, что обуславливает необходимость предварительной сортировки ТКО.

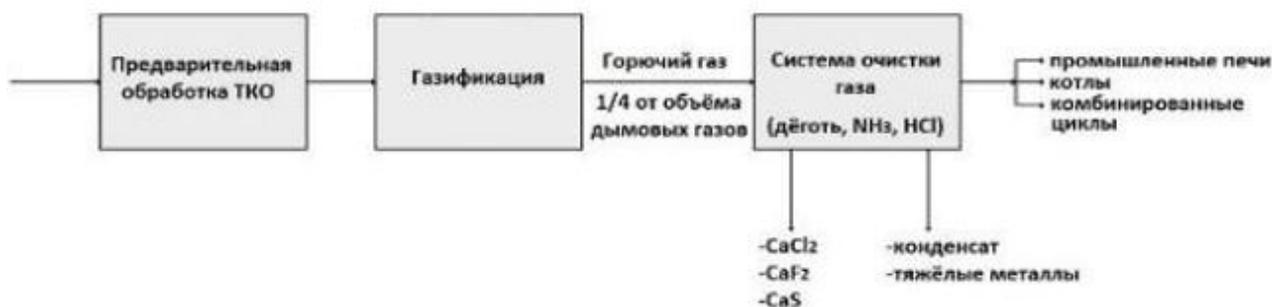


Рисунок 5.51. Блок-схема обычного процесса газификации ТКО

Технология газификации с использованием плазменных источников энергии, предполагает, что на стенках газификатора установлены плазменные горелки. Тепло, вырабатываемое плазмой, может расплавить золу, поскольку температура в печи достигает 3000 тС или более, однако, высокое потребление электроэнергии является недостатком этой технологии. Получаемый в процессе газификации синтез-газ может быть использован в качестве топливного газа. Тем не менее, эта технология не очень распространена в мире. Помимо синтез-газа, конечным продуктом плазменной газификации также является шлак, представляющий собой инертный стекловидный

материал, который можно использовать в строительной отрасли. Высокие рабочие температуры позволяют разрушать все смолы, полукокс и диоксины. Отходящие из реактора газы таким образом являются гораздо более чистыми, чем при обычном процессе сжигания, а на дне реактора нет золы.

Однако, поступающие на газификацию ТКО, требуется дополнительно обработать, измельчить, а если в отходах содержится, к примеру, высокий процент влаги - их необходимо дополнительно высушить. Схема газификации ТКО с использованием плазменных источников энергии представлена на рисунке 5.52.

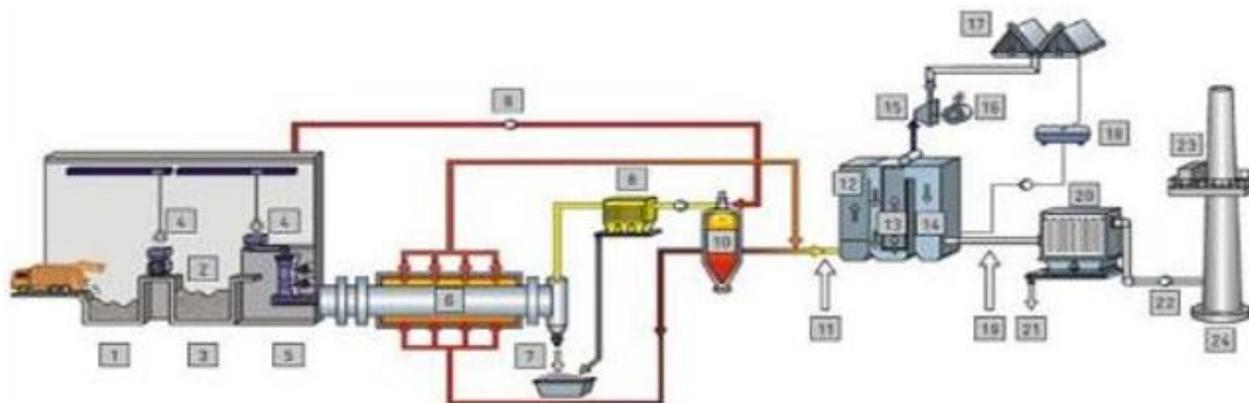


Рисунок 5.52. Блок-схема газификации ТКО с использованием плазменных источников энергии

**Пиролиз** - это метод термической переработки ТКО в бескислородной среде, характеризующийся эндотермической реакцией, которая протекает при высоких температурах (300÷1300 xC) в инертной атмосфере. Конечными продуктами процесса является пиролизный газ, теплота сгорания которого обычно составляет от 5 до 15 МДж/м<sup>3</sup> в расчете на ТКО, пиролизная жидкость и твердый кокс с золой в качестве нежелательного остатка. Метод пиролиза отходов предусматривает: термодеструкцию подготовленных отходов в реакторе для получения пирогаза, пиролизного масла и твердого остатка; конденсацию и сепарацию газовой фракции с получением жидкой фракции и пирогаза; очистку пирогаза от соединений хлора, фтора, серы, цианидов с целью повышения его экологических показателей и энергоемкости; сбор и сжигание очищенного пирогаза в топке котла-утилизатора для получения пара, горячей воды или электроэнергии или использование пирогаза для производства продукции; сбор пиролизного масла и твердого остатка (рисунок 5.51).

При преобразовании ТКО в энергию с помощью процесса пиролиза, отмечаются многочисленные недостатки, например загрязнение воздуха из-за выбросов отходящих

газов, содержащих  $\text{HCl}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  и запахов. Чтобы свести к минимуму эти проблемы, пиролизные установки должны быть снабжены системами очистки отходящих газов и других продуктов и остатков, которые позволят улучшить качество газов и жидкостей, сделав тем самым процесс переработки ТКО экологически приемлемым.



1 - Бункер для необработанных отходов; 2-Роторный измельчитель; 3-Бункер для измельченных отходов; 4-Грейферный кран; 5-Система подачи отходов; 6-Пиролезный реактор; 7-Система разгрузки; 8-Фильтр для горячего газа; 9-Подача воздуха для горения; 10-Камера сгорания; 11-СНКВ; 12-Испаритель; 13-Пароперегреватель; 14-Экономайзер; 15-Турбина; 16-Генератор; 18-Конденсатор; 18-Бак питательной воды; 19-Бункер-дозатор; 20-Рукавный фильтр; 21-Удаление пыли из фильтра; 22-Вытяжной вентилятор; 23-Система мониторинга выбросов; 24-дымовая труба.

Рисунок 5.53. Схема предприятия по термической переработке ТКО в энергию с помощью пиролиза

Пиролизные установки с использованием вращающейся печи строятся в основном Японскими компаниями. Двенадцать действующих в Японии заводов с 24 действующими на них линиями находятся в настоящее время в эксплуатации. Общая мощность их переработки ТКО составляет 2500 тонн/день.

**Оценка применимости газификации и пиролиза для крупных топливо сжигающих энергетических установок.** Ни для пиролиза, ни для газификации до сих пор не существует успешного опыта переработки больших объемов, смешанных ТКО из-за их неоднородного состава. Пиролиз может быть вариантом для переработки только определенных потоков отходов, например медицинские. Газификация и пиролиз также требуют предварительного измельчения отходов. Их энергоэффективность также обычно ниже, чем у установок для сжигания, а их эксплуатационные расходы выше.

Пиролиз и газификация также не могут считаться простыми в использовании, автономными технологиями, поскольку могут быть только компонентом общей

системы управления ТКО. Управление такими установками также требует хорошего понимания состава поступающих отходов и специальных технологических знаний. Опыт показывает, что для бесперебойной работы пиролизной или газифицирующей установки требуются высококвалифицированные специалисты.

Что касается масштабов производительности различных технологий термической переработки ТКО, то они, как правило, следующие: установки, работающие по принципу прямого сжигания, могут обрабатывать порядка 1500 т отходов в день, тогда как с помощью пиролиза и газификации от 10 до 100 т отходов в день. Производственные мощности, очевидно, зависят от размера сооружений, однако, эти цифры дают представление о текущей производительности действующих в настоящий момент в мире установок.

Следует также отметить, что пиролиз и газификация, никогда не выходили за пределы пилотных проектов (даже в развитых странах) для смешанных фракций ТКО. Общие затраты на газификацию гораздо выше, чем затраты на сжигание, как на колосниковой решетке, так и в кипящем слое.

Газификация требуют более высоких эксплуатационных затрат, а расходы в плазменных реакторах чрезвычайно высоки из-за большого количества потребляемой электроэнергии, а также воды, необходимой для дальнейшей очистки газа. Кроме того, использование метода плазменной газификации и получения синтез-газа, сопряжено с необходимостью процессов рафинирования, что существенно удорожает данную технологию.

Если теплотворная способность ТКО низкая, то для осуществления их эффективной переработки, применение сжигание с движущейся решеткой является наиболее экономически выгодным методом термической переработки ТКО.

Для Казахстана, где система управления отходами недостаточно развита и не отвечает современным представлениям об удалении ТКО, реализация проектов, основанных на недостаточно проверенных и надежных технологиях, таких как пиролиз и газификация, требующих высоких эксплуатационных и инвестиционных затрат, а также эксперименты с технологиями для отдельных видов фракций, редко встречающихся в ТКО, не является рациональным.

Количество и вид остатков, образующееся в ходе сжигания и газификации также различны. В данном случае, процесс газификации, конечно позволяет получить больше полезных фракций, которые в последствие можно будет выделить и отправить на переработку. Плазменный метод, к примеру, позволяет в процессе очистки синтез-газа получить некоторые химические вещества, которые могут быть применены в некоторых видах производства, за счет чего конечные отходы на такой установке будут крайне невелики по объему. Получаемые таким образом продукты, однако, необходимо реализовывать с выгодой для предприятия, что может быть осложнено общей затратностью плазменной технологии.

## **5.6. Возможные техники, повышающие энергоэффективность**

Анализ термодинамических циклов, лежащих в основе работы КЭС, ТЭЦ, ГТУ и ПГУ показывает, что на эффективность влияют начальные и конечные параметры теплоносителя. Для паротурбинных циклов Ренкина, чем выше температура начальная пара, тем выше термический КПД. Выбор начальных параметров пара связан с капитальными затратами в материалы, способные работать в таких условиях. В большей степени на КПД влияет конечная температура, которая зависит от температуры охлаждающей среды. Если начальные параметры пара выбраны, то в период эксплуатации они практически не изменяются, а давление в конденсаторе может изменяться в зависимости от условий охлаждения, в зимнее время температура охлаждающей среды ниже, чем в летний период, соответственно вакуум в конденсаторе изменяется. Чем глубже вакуум, меньше давление в конденсаторе, тем больше теплоперепад, срабатываемый в турбине, следовательно выше термический КПД цикла. Наличие промперегрева пара увеличивает термический КПД, но усложняет тепловую схему установки. Промежуточный перегрев применяют на параметрах СКД на блоках 300 МВт и выше. На параметрах 13,8 МПа применяют на блоках 200 МВт. На установках менее 200 МВт промперегрев не применяют.

Для установок комбинированного производства электрической и тепловой энергии электрический КПД зависит от тепловой нагрузки. При 100 % теплофикационной выработке электрический КПД может составить более 80 % при сжигании газа. Такой схемы комбинированного производства можно добиться при равенстве расхода охлаждающей воды и расхода подпитки тепловой сети с конденсационными турбинами или в случае отпуска пара из противодавленческих турбин потребителям тепловой энергии. Но, к сожалению, таких ТЭЦ ранее было много, но из-за снижения потребления производственного пара, сейчас остались единицы. В основном ТЭЦ остались отопительного типа, т. е. работают в зимний период, а в летнем режиме преобладает конденсационный режим. Несмотря на сложности комбинированного производства имеются технологические решения по увеличению эффективности.

**Оптимизация схемы регенерации конденсационных блоков, за счет замены поверхностных ПНД на смешивающего типа.** На практике известна гравитационная схема ПНД Парсонс, когда первый ПНД устанавливается на отметке, превышающей давление во втором ПНД, для сокращения числа конденсатных насосов.

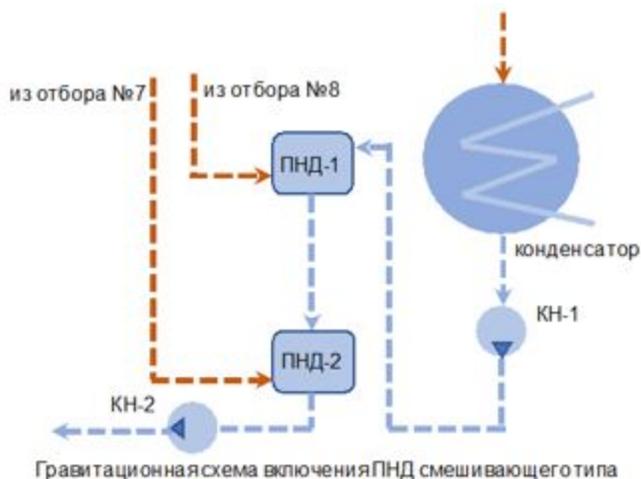


Рисунок 5.54. Гравитационная схема Парсонс включения ПНД смешивающего типа

Из-за отсутствия поверхности нагрева температура основного конденсата может нагреваться до температуры насыщения, т. е. исключается величина недогрева до 5 градусов. Увеличение температуры основного конденсата увеличивает КПД регенеративного цикла. Единственное условие применения данной схемы, это работа в базовой части электрического графика, нежелательны колебания параметров регенеративных отборов во избежание заброса воды в проточную часть турбины или из второго ПНД (нижнего) в первый ПНД (верхний). Годовая экономия топлива составит 6,7 тыс. т угля или 27 млн тенге на один блок. Стоимость двух ПНД и одного конденсатного насоса порядка 60 тыс. долл. США. Учитывая обменный курс 430 тенге/\$ и 60 % затрат на монтаж, срок окупаемости около 1,5 лет, что делает технологию целесообразной. Суммарная экономия топлива для 10 блоков 500 МВт составит 67 тыс. тут.

**Оптимизация режимов работы конденсационных блоков.** Крупные конденсационные блоки работают по диспетчерскому графику. В рамках заданного графика электрических нагрузок, можно с помощью программного обеспечения распределить нагрузку между параллельно работающими блоками, чтобы расход топлива был минимальным. НДС для поддержания резерва в системе удобнее держать блок 500 МВт, недогруженным на 150-170 МВт, чем несколько мелких турбин на разных ЭС. Но работа блока в недогруженном режиме увеличивает расход топлива, увеличивает выбросы загрязняющих веществ. Крупные блоки оборудованы АСУТП, но без оптимизации по станции в целом. Разработка программного модуля для оптимизации режимов работы КЭС позволит минимизировать расход топлива и получить экономию топлива от 5 до 7 % или в денежном выражении более 1 млрд тенге при затратах на модуль порядка 200 млн тенге. Учитывая, блоков 500 МВт в РК 10, блоков 300 МВт - 8 и блоков 200 МВт - 9, ожидаемая суммарная экономия топлива (5 %) получается 690 тыс. тут.

**Оптимизация режимов работы установок комбинированного производства (ТЭЦ).** В период отопительного сезона загрузка основного оборудования производится на основе режимных карт, вручную. При наличии АСУТП на некоторых ТЭЦ нет модуля по оптимизации тепловой нагрузки между турбинами типа «ПТ» и «Т» или других типов. Известно что, оптимальное перераспределение тепловой нагрузки между турбинами разного типа может дать экономию топлива за отопительный сезон в размере до 1 % от годового расхода топлива, что в совокупности от экономии экологических платежей и дополнительной выработки электроэнергии составит экономический эффект порядка более 300 млн тенге при затратах на программный модуль около 200 млн тенге. Учитывая, что в Республике Казахстан 11 крупных ТЭЦ (расход топлива более 1 млн тут), то суммарная экономия топлива может достигать 1690 тыс. тут.

**Использование пониженного давления теплофикационного отбора турбин Т-120-130 УТЗ.** В последние годы температурный график тепловой сети во всех городах Республики Казахстан скорректирован со срезкой на 130-95 градусов в прямой магистрали, с учетом теплых зим на всей территории Республики Казахстан фактические температуры сетевой воды на выходе из верхнего ПСГ не выше 90 еС, а температура сетевой воды перед нижним ПСГ порядка 50 аС, при этом давление в нижнем ПСГ держится на уровне 0,15 МПа. При таких температурах можно в нижнем ПСГ держать давление 0,06 МПа (заводом-изготовителем допускается 0,05 МПа). Снижение давление в нижнем теплофикационном отборе дает дополнительную мощность в размере 0,93 МВт, если допустить что время работы турбины на повышенном давлении в течение отопительного периода только 120 суток, то дополнительная выработка составит более 13 млн кВтч. на одну турбину. Из 11 турбин такого типа только две расположены на юге. 9 турбин могут без каких-либо затрат получить дополнительную выработку электроэнергии более 120 млн кВтч.

**Замена электропривода питательных насосов на паротурбинный.** На крупных ТЭЦ с КА типа Е-420 (500)-140 установлены ПЭН типа ПЭ-500-180 и ПЭ-580-185. Каждый потребляющий в течение года порядка 20 млн кВтч электроэнергии. Учитывая, что таких насосов от 5-9, то суммарное потребление электроэнергии может составить от 100-180 млн кВтч, при среднем тарифе 8 тенге/кВтч, упущенная выручка от 800 до 1440 млн тенге.

В РФ более 11 ТЭЦ произвели такую замену приводов питательных насосов.

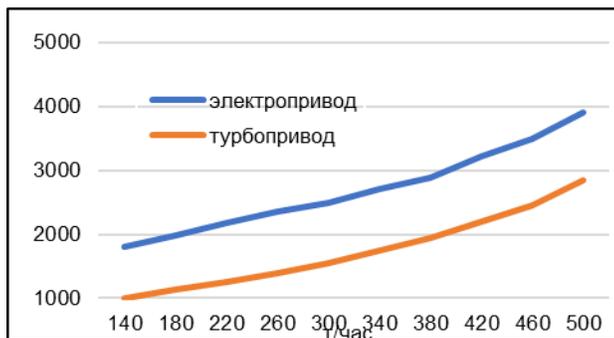


Рисунок 5.55. Изменение мощности привода(кВт) от расхода питательной воды

В Казахстане только одна станция проводит замену. В качестве приводной турбины выбрана противодавленческая типа Р-3,7-1,4/0,15, рабочий пар из коллектора производственного отбора 1,3-1,6 МПа, а выхлоп в теплофикационный коллектор 0,12-0,25 МПа. Турбопривод имеет лучшие характеристики регулирования производительности питательного насоса, чем гидромuftа или частотный преобразователь. Затраты на замену одного привода - 1,35 млн долл. США. Срок окупаемости 3,6 года. На 7 крупнейших ТЭЦ установлены более 40 ПЭН производительностью 500-580 т/ч, или на 10 заменить электропривод на турбинный, суммарная экономия электроэнергии может быть более 1 млрд кВтч.

**Использование испарительной установки для подготовки воды.** На многих ЭУ используется ионообменная технология подготовки воды, при этом расходуются ионообменные смолы, которые не производятся в Республике Казахстан, и являются импортной продукцией.

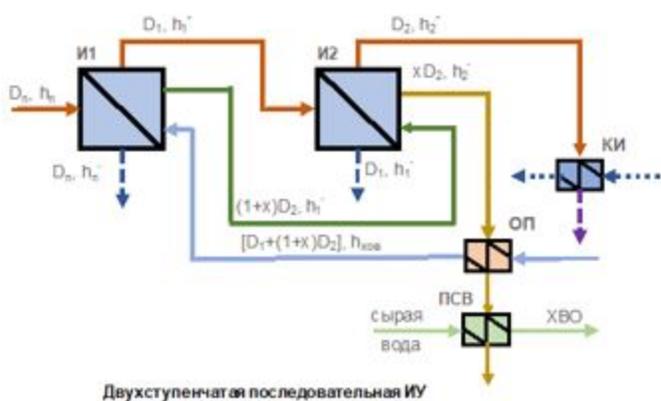


Рисунок 5.56. Схема двухступенчатой последовательной испарительной установки

На некоторых ТЭС применяется технология обратного осмоса, обслуживание которых обходится недешево. Предлагаемая технология используется на трех ТЭС. Не требует затрат на реагенты и картриджи обратного осмоса. Исходная вода после предварительной механической очистки и подогрева в охладителе продувки поступает во вторичный контур 1 ступени, затем в виде продувки поступает во вторичный контур

II ступени, где греющей средой является вторичный пар из I ступени. Продувочная вода из II ступени через ОП и ПСВ сбрасывается в канал ГЗУ. В качестве греющей среды используется пар производственных отборов, нагрузка которых снижается из-за отсутствия потребителей. Для примера: ТЭЦ с параметрами  $140 \text{ кг/см}^2$ , величина подпитки основного цикла  $200 \text{ т/ч}$ , используется двухступенчатая испарительная установка с последовательной схемой. Количество греющего пара  $100 \text{ т/ч}$ . Примерная стоимость двух испарительных установок  $2 \text{ млрд тенге}$ . Экономический эффект складывается за счет экономии затрат на реагенты  $800 \text{ млн тенге}$  и дополнительной выручки от реализации дополнительной выработки электроэнергии паром производственных отборов  $200 \text{ млн кВтч}$  по тарифу  $7 \text{ тенге/кВтч}$ , итого  $2,2 \text{ млрд тенге}$ . Срок окупаемости менее 1 года. При установке ИУ на 5 ТЭЦ суммарная дополнительная выработка электроэнергии может составить  $800 \text{ млн кВтч}$  и экономия затрат на реагенты около  $3 \text{ млрд тенге}$ .

**Перевод ПВД на работу от обще станционного коллектора  $0,1 - 1,5 \text{ МПа}$ .** На некоторых ТЭЦ с турбинами типа «ПТ» и «Р» из-за снижения потребления пара производственных отборов, снижена нагрузка или вовсе простаивают, при этом происходит снижение тепловой экономичности со всеми вытекающими последствиями. Предлагается перевести работу ПВД от пара обще станционного коллектора  $1,0-1,5 \text{ МПа}$ .

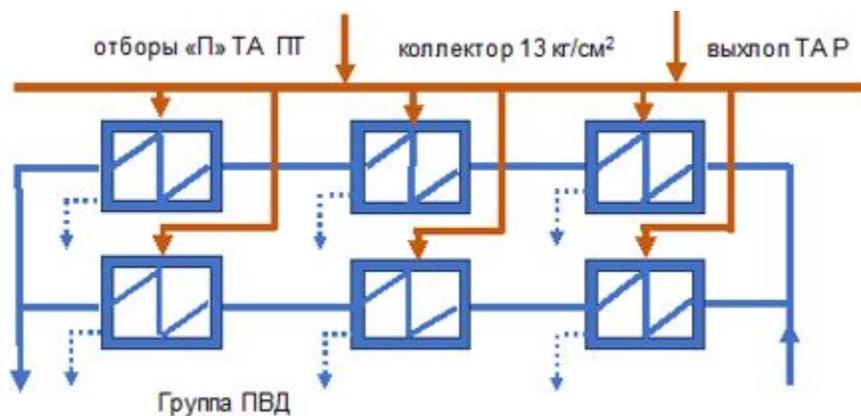


Рисунок 5.55. Групповая схема включения ПВД

При этом происходит снижение температуры питательной воды с  $215-230 \text{ сС}$  до  $180-190 \text{ оС}$  в зависимости от состава оборудования, что приводит к перерасходу топлива, с другой стороны, увеличивается выработка электроэнергии за счет загрузки отборов «П» и использования противодавления ТА типа «Р». Для примера: ТЭЦ с ТА ПТ-65/75-130/13 или ПТ-80/100-130/13 и Р-50-130/13 может дополнительно выработать около  $200 \text{ млн кВтч}$  электроэнергии, при этом расход топлива увеличится на  $60 \text{ тыс. т}$  или  $350 \text{ млн тенге}$ , с учетом тарифа  $7 \text{ тенге/кВтч}$ , экономический эффект составит  $(1400 - 350) = 1050 \text{ млн тенге}$ . При внедрении такой схемы на 4 ТЭЦ суммарная выработки

электроэнергии может составить 700 млн кВтч, при увеличении расхода топлива на 200 тыс. тут.

### Реконструкция и модернизация оборудования с увеличением мощности

#### Техника 1. Реконструкция турбин К-500-240 с увеличением мощности до 525-530 МВт.

Из действующих 8 блоков ЭГРЭС-1 два блока (№ 2 и № 8) восстановлены с увеличением мощности до 525 МВт. Блок №1 в стадии восстановления. На остальных возможна реконструкция в тех же габаритах с изменением парораспределения и степени реактивности ступеней с увеличением мощности и улучшением экономичности проточной части. Поэтапная реконструкция турбин позволит уменьшить УРУТ. При реконструкции 5 турбин К-500-240 суммарная выработка электроэнергии может увеличиться на 700-800 млн кВтч.

**Техника 2. Реконструкция турбины ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ.** ВТИ разработал типовой проект реконструкции ТА с увеличением мощности до 110 МВт и увеличением тепловой мощности до 168 Гкал/ч.

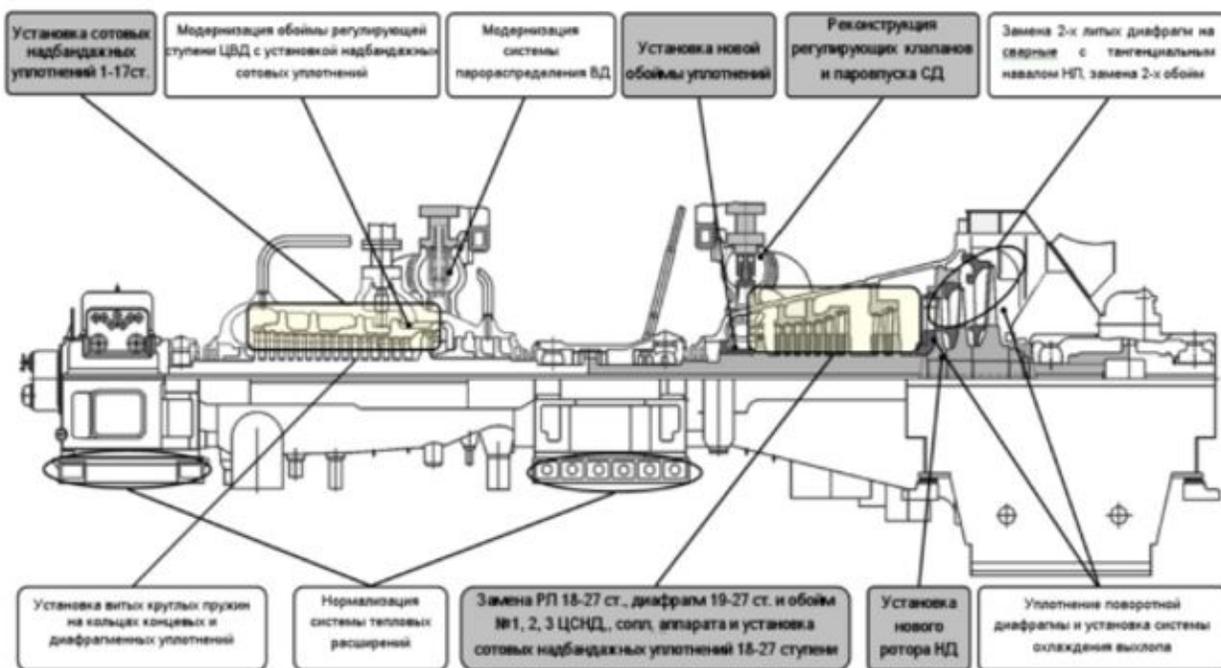


Рисунок 5.56. Схема реконструкции ПТ-80-130/13

При реконструкции заменяется проточная часть среднего давления с изготовлением нового ротора НД для увеличения пропускной способности ЧСД до 383 т/ч. При расходе пара на турбину 470 т/ч, мощность 100 МВт, производственный отбор 60 т/ч, теплофикационный отбор 130 Гкал/ч, дополнительная выработка электроэнергии 150

млн кВтч, без изменений тепловой схемы. Затраты на реконструкцию - 20 млн долл. США на один ТА. Срок окупаемости около 8 лет. При реконструкции 8 турбин из 10 в РК, суммарная выработка электроэнергии может увеличиться на 1 млрд кВтч.

**Техника 3. Реконструкция ТА типа Т-100/110-130 с увеличением мощности до 125-130 МВт.** Такая реконструкция проведена на ТА ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго». При сохранении корпуса ЦВД заменяется проточная часть с увеличением пропускной способности до 505/530 т/ч и увеличением теплофикационных отборов до 188-197 Гкал/ч. Увеличение КПД проточной части на 3,5-6 % за счет замены над бандажных уплотнений на сотовые и замены двух венечной регулирующей ступени на одно венечную.

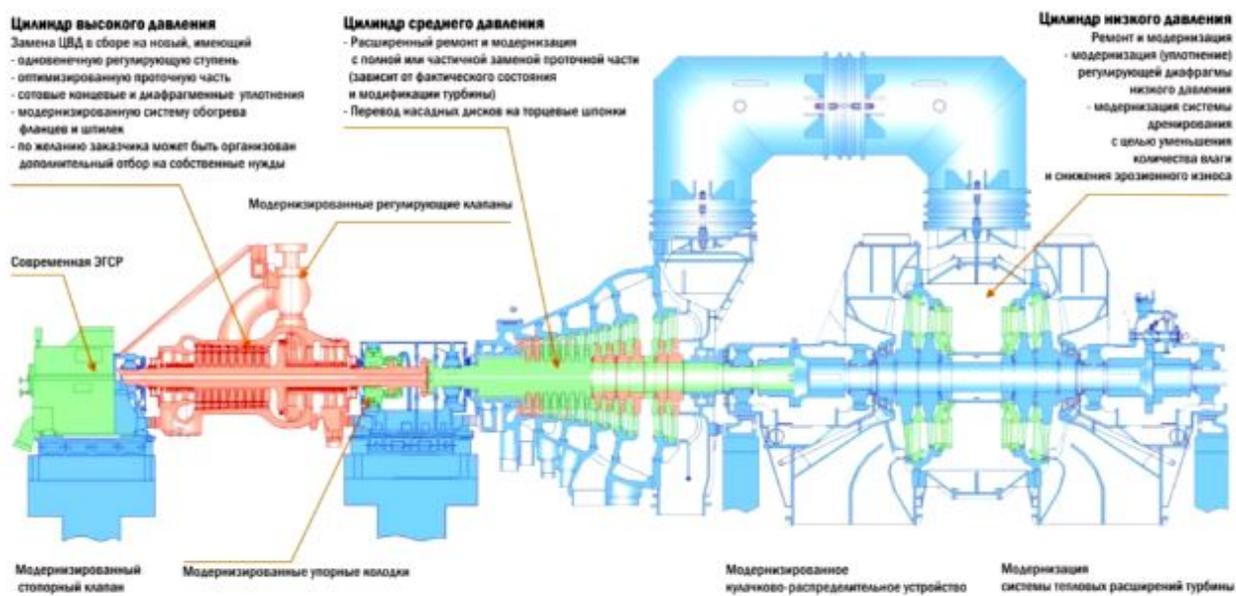


Рисунок 5.57. Схема реконструкции Т-100-130

Дополнительная выработка электроэнергии более 170 млн кВтч на один ТА. Сокращение расхода топлива на 9 тыс. т/г, экономический эффект около 1,2 млрд тенге. При затратах на реконструкции порядка 25 млн долл. США, срок окупаемости составит 8,6 лет. При реконструкции 7 турбин из оставшихся нереконструированных 9, суммарная выработка электроэнергии может увеличиться на 1 млрд кВтч.

**Техника 4. Модернизация турбины Р-50-130/13 с понижением противодавления до 0,35 МПа.** В связи со снижением потребления производственного пара, противодавленческие турбины вынуждены снижать нагрузку, а иногда простаивать. В ЦКТИ разработана типовая схема модернизации таких турбин с понижением противодавления для присоединения к теплофикационному коллектору 0,12-0,25 МПа.

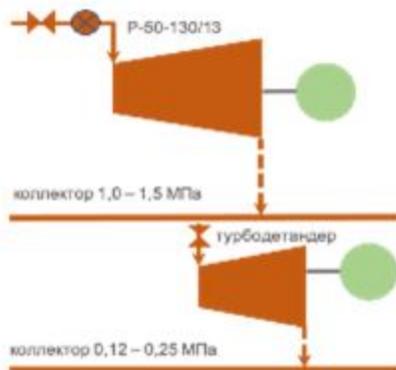


Рисунок 5.58. Схема включения турбодетандера

Такая модернизация позволит задействовать турбины типа «Р» в подогреве сетевой воды, тем самым увеличив удельную выработку на базе теплового потребления. Тепловая нагрузка может быть увеличена до 180 Гкал/ч. Затраты на реконструкцию одной турбины порядка 2,5 млн долл. США. Срок окупаемости 1 год (в зависимости от структуры тепловых нагрузок). При необходимости возврата к первоначальной схеме восстановление производится в кратчайшие сроки для перенастройки системы регулирования и схемных переключений. В РК имеются 9 турбин противодавленческого типа от 25 до 50 МВт с противодавлением 1,0-1,3 МПа. 4-5 турбин могли бы подвергнуться реконструкции.

Есть еще способ использования противодавления: установить турбодетандер. Такая установка турбодетандера требует место и значительные капвложения, сопоставимые с турбинами «мятого пара».

**Техника 5. Установка турбин «мятого пара» К-17-0,16 УТЗ для загрузки теплофикационных отборов.** Теплофикационные турбины в летний период из-за уменьшения нагрузки вынуждены переходить в конденсационный режим или выводятся в резерв или ремонт.

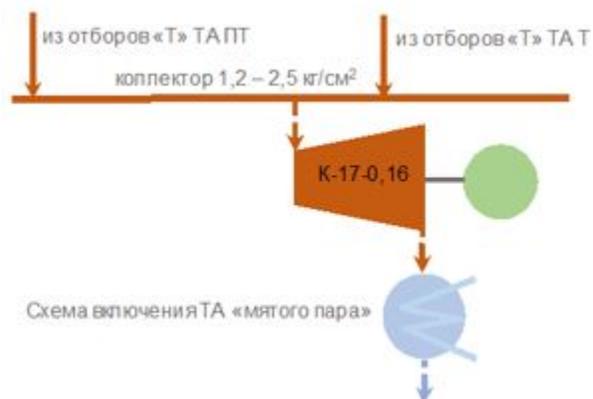


Рисунок 5.59. Схема включения турбины «мятого» пара

На ТЭЦ АО «ССГПО» для использования пара  $1,2 \text{ кг/см}^2$  установлены две турбины «мятого пара» типа К-17-0,16 УТЗ. При работе двух ТА «мятого пара» в летний период, 3900 час, дополнительный отпуск электроэнергии с шин может составить 115 млн кВтч без учета основных ТА, что при реализации принесет выручку 800 млн тенге. Экономия топлива по сравнению с конденсационным режимом может составить 140 тыс. тут или 770 млн тенге. Итоговый экономический эффект составит 1500 млн тенге, срок окупаемости 7 лет. При установке 10 турбин «мятого пара» из 18 возможных, суммарная дополнительная выработка электроэнергии может составить около 1 млрд кВтч.

**Техника 6. Применение ультратонкого помола угля при растопках и стабилизации горения пылеугольных котлов.** Растопка КА производится с помощью растопочного топлива, как правило мазута. Количество растопок в зависимости от режимов работы, технического состояния оборудования, исчисляется десятками и расходы мазута в целом по РК составляют порядка 240 тыс. тонн в год. Учитывая, что стоимость мазута за последние пять лет увеличилась почти вдвое и составила 89 тыс. тенге/т, то общие затраты на мазут превышают 20 млрд тенге/год. На ЭГРЭС-2 опробована технология ультратонкого размола экибастузского угля (менее 20 мкм). Обеспечение ультратонкого размола возможно двумя путями:

установить дополнительную мельницу тонкого размола;

реконструировать имеющиеся мельницы, с установкой системы уплотнения створок сепаратора, исключающие забивание угольной пылью.

Экономии расхода мазута может составить 10-20 %, что при расходе мазута 3 тыс. т составит 450 тонн или экономию затрат на мазут 40 млн тенге, учитывая затраты на мельницу производительностью 10 т/ч, ультратонкого помола 50 млн тенге, срок окупаемости составит 1 год и 3 месяца, а с учетом сокращения механического недожога, срок окупаемости может быть и менее года. При общем расходе мазута более 344 тыс. тут, даже 10 %-я экономия даст экономию 34 тыс. тут.

**Техника 7. Модернизация проточной части паровых турбин с применением сотовых уплотнений.** Сотовые уплотнения позволяют сократить радиальный зазор до минимально возможных значений, в результате чего внутренний относительный КПД увеличивается на 3-4 %. Сварные сотовые уплотнения изготавливаются из фольги.

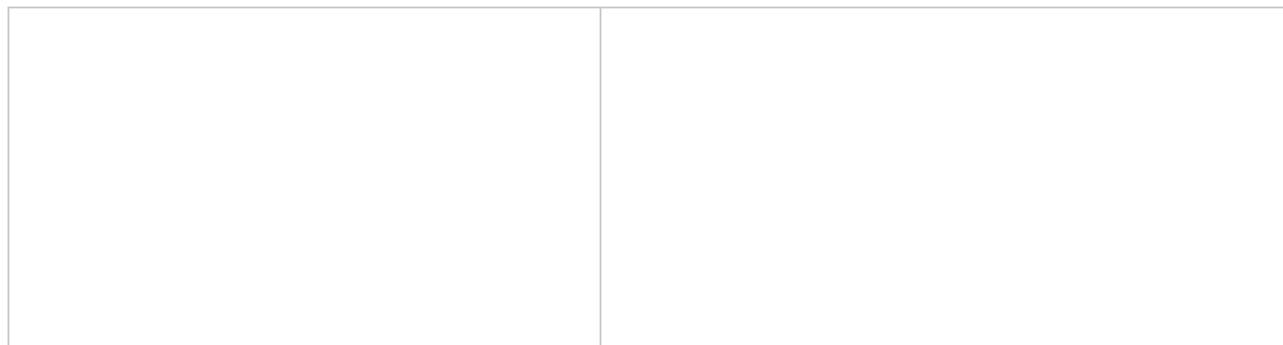




Рисунок 5.60. Сотовые уплотнения

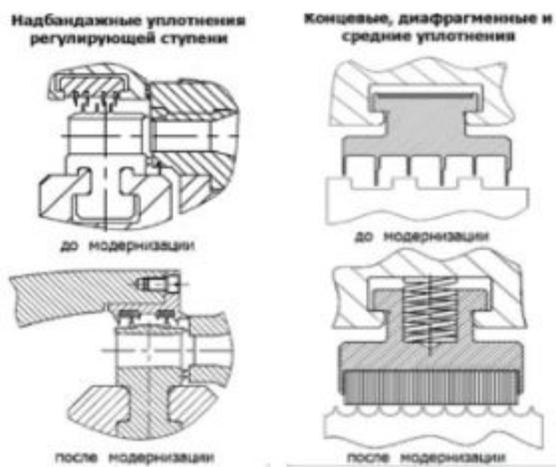


Рисунок 5.61. Схема установки сотовых уплотнений

жаропрочных сплавов хрома, никеля, алюминия, титана, меди толщиной 0,05 мм с ячейками 0,9-2,5 мм. Единственный производитель в России - компания АО «Ротек», куда входит УТЗ. Срок изготовления - 3 месяца, срок монтажа - 1,5 месяца. Срок службы уплотнений 10 лет. Увеличение внутреннего относительного КПД ТА типа Т - 100-130 на 2,5 %, прирост полезного теплоперепада на 4,5 %. Уменьшение расхода топлива на 2000 тун. При затратах 17,2 млн тенге (на одну турбину необходимо 200 м сотовых лент на над бандажные уплотнения и 200 м на концевые, при общей стоимости 100 \$/м с монтажом), срок окупаемости составит 1,56 лет. Для турбин меньшей мощности срок окупаемости соответственно будет меньше. При замене уплотнений на 25 турбинах из 63 (мощностью 50 МВт и более) суммарное уменьшение расхода топлива составит 25 тыс. тун. [<https://zaorotec.ru>].

**Техника 8. Повышение эффективности работы центробежных насосов за счет гидрофобных покрытий.** Насосы потребляют 5-10 % от вырабатываемой электроэнергии ТЭЦ. Покрытие гидрофобной пленкой поверхности рабочих колес улучшают рабочие характеристики насосов. Наиболее подходящим материалом является суспензия фторопласта-4д, обладающая химической стойкостью практически ко всем агрессивным веществам. При выборе материала покрытия должны учитываться следующие критерии:

адгезия, зависит от способа подготовки поверхности, влияет на качество сцепления материала с поверхностью;

термостойкость, сухая и мокрая. Определяется температурой, при которой полимерное покрытие разрушается, сухая без влаги, мокрая - при погружении в жидкость;

температура тепловой деформации, при которой материал покрытия начинает смягчаться, при снижении температуры ниже тепловой деформации, материал восстанавливает свою жесткость и возвращается в первоначальный вид;

сопротивление истиранию, способность сохранять исходную массу при истирании абразивным материалом, используется метод Табера;

устойчивость к коррозии, проверяется в кабинете солевого тумана с различными агрессивными средами;

устойчивость к выветриванию, проверяется в испытательной камере моделируя воздействие внешних условий.



Рисунок 5.62. Вид обработанного гидрофобным покрытием корпуса насоса

Для насоса производительностью 1200 м<sup>3</sup>/ч и напором 46 м вод. ст., мощностью 230 кВт, КПД - 78 %, затраты на гидрофобное покрытие составляют 473 тыс. тенге, а увеличение КПД после обработки насоса 3 % и годовая экономия электроэнергии составила 115 тыс. кВтч или 805 тыс. тенге при тарифе 7 тенге/кВтч. Не учитывая сокращение затрат на ремонт насоса, срок окупаемости составит 7 месяцев.

Алматинская компания ТОО «CORROCOAT CASPIAN» для повышения КПД в насосах использует двухслойную технологию, где первый слой: «Corrglass 600», финишный слой: «Fluiglide». Для насоса мощностью 810 кВт, производительностью 3709 м<sup>3</sup>/ч и напором 63,4 м вод. ст., КПД -80 %, после двухслойной обработки, потребляемая мощность насоса стала 740,98 кВт, а КПД насоса 86,43 % при тех же производительности и напоре. На ТЭС РК общее количество насосов превышает 10 000 шт., из них наиболее крупные (100 кВт и более) около 1500 шт. при обработке полимерным покрытием даже половины насосов, суммарная экономия электроэнергии на собственные нужды составит порядка 90 млн кВтч. [[www.corrocoat.kz](http://www.corrocoat.kz)].

**Техника 9. Система автоматизации процессов горения на котлах производительностью 160 т/ч и выше.** Ведение режимов в соответствии с режимными картами при отсутствии автоматического управления на практике усложняется постоянными изменениями факторов, влияющие на процесс горения: состав и качество топлива, показания кислорода и коэффициент избытка воздуха, паровая нагрузка, регулирование подачи топлива, тонина размола угля и другие. Как правило, на КА 420 т/ч такие системы установлены, а на КА 160 и 220 т/ч не везде. Ручное регулирование из-за инерции принятия решения отличается от оптимальных, что ведет к перерасходу топлива. Введение системы автоматизации контроля и управления процессами горения,

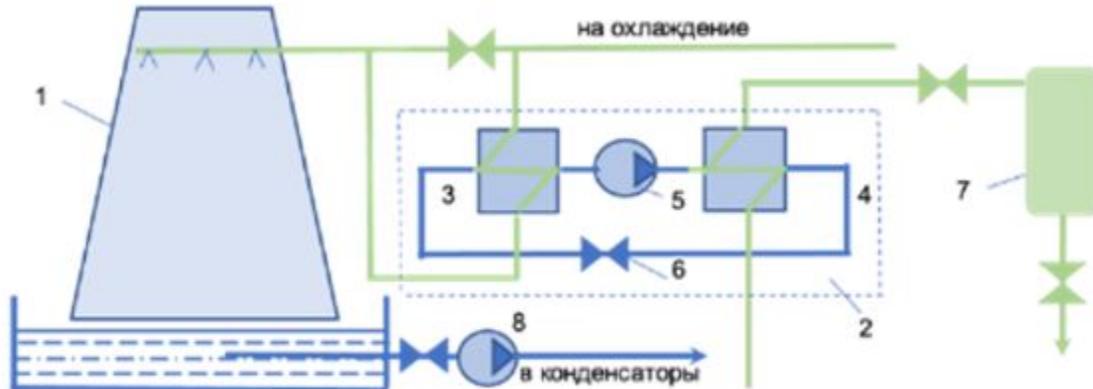
позволит увеличить КПД котла до 1 %. Для КА производительностью 160 т/ч экономия топлива может составить более 1300 т/г или 7,8 млн тенге (при цене условного топлива 6 тыс. тенге/тут), при затратах на систему автоматизации управления процессом горения 38,7 млн тенге (90 тыс.\$) на один КА, срок окупаемости не превысит 5 лет. При внедрении системы автоматизации процесса горения на 30 КА из 62 пылеугольных КА (производительностью 160-220 т/ч), суммарная экономия топлива может составить 30 тыс. тут.

**Техника 10. Частотное регулирование электроприводов насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, питателей сырого угля и другого вспомогательного оборудования.** Известный метод регулирования производительности какого-либо оборудования за счет изменения числа оборотов из-за дороговизны не применялся на ТЭС. Теперь, когда преобразователи частотного регулирования - ЧРП относительно подешевели и могут внедряться на электроэнергетических объектах. Наиболее распространенным применением ЧРП являются насосы. Для насоса типа «Д» производительностью 1250 м<sup>3</sup>/ч, мощностью 320 кВт при скорости вращения 1500 об/мин, регулирование производится за счет дросселирования задвижкой, при установке ЧРП, годовая экономия потребления электроэнергии составила 166 тыс. кВтч (время работы летом -1100 час, зимой 1500 час) или в денежном выражении 1,164 млн тенге. Затраты на ЧРП при средней удельной стоимости 27 \$/кВт составят 3,715 млн тенге, что окупятся за 3,2 года. Аналогичные расчеты и для других видов вспомогательного оборудования. По опыту внедрения на многих объектах ЕС и РФ экономия электроэнергии составляет от 15 до 40 % в зависимости от режима работы и характеристики привода и оборудования. Внедрение ЧРП на основных приводах вспомогательного оборудования на 8 крупных ТЭС из 11, позволит сократить расход электроэнергии на СН на 245 млн кВтч.

**Техника 11. Реконструкция водогрейных котлов типа КВТК-100.** На действующих ВК высокая температура уходящих газов, что приводит к повышенным потерям тепла и снижению КПД. Одной из причин является присосы воздуха в топку и конвективный газоход. Недостаточная газовая плотность котла является причиной коррозии труб топочной камеры в зоне обмуровки, что приводит к дополнительным затратам на ремонт. Использование газоплотных панелей из мембранных труб позволит сократить расход топлива на 1800 т, расход ЭЭ на 750 тыс. кВтч на один котел, соответственно сократить выбросы SO<sub>2</sub> на 125 т, NO<sub>x</sub> на 50 т, золы на 90 т, складирование ЗШО на 725 т. При затратах на реконструкцию не более 100 млн тенге, экономический эффект составит 15 млн тенге, а срок окупаемости 6 лет. При реконструкции 10 ВК из 13, экономия топлива составит 9 тыс. тут.

**Техника 12. Использование тепловых насосов для отопления** может быть целесообразно для некоторых станций, так корпорация Казцинк использует тепловые

насосы в целях отопления с 1999 года. Тепловые насосы мощностью до 1,5 МВт показали высокую надежность и окупались за 2,5 года. Стоимость 1 Гкал/ч тепловой мощности порядка 110 тыс. \$. На рисунке 5.63 приведена схема теплового насоса для отопления и ГВС на охлаждающей воде градирен.



1 – градирня; 2 – тепловой насос; 3 – испаритель; 4 – конденсатор ТН; 5 – компрессор; 6 – дроссель; 7 – аккумуляторный бак; 8 – циркуляционный насос

Рисунок 5.63. Схема работы теплового насоса, включенного с градирней

Использование тепловых насосов в системе отопления может принести экономию топлива 30-50 тыс. тут на одной ТЭЦ в зависимости от климатических условий и характеристик зданий, что снизит выбросы окислов серы на 550 т, оксидов азота на 305 т, золы на 425 т, парниковых газов на 54493 т, а также уменьшится складирование ЗШО на 16364 т.

**Техника 13. Установка охладителя выпара на деаэраторах.** Охладители выпара предназначены для конденсации пара, содержащегося в парогазовой среде, с целью предотвращению выброса в атмосферу и сохранения конденсата в основном цикле теплового процесса. Как правило охладители выпара поверхностного типа, устанавливают рядом с деаэрационной колонкой. В качестве материала трубной системы используются коррозионностойкие материалы типа латуни диаметром 16 мм и толщиной стенки 1-1,2 мм. Могут устанавливаться для каждого деаэратора индивидуально и на группу деаэраторов. Для деаэраторов повышенного давления (ДСП) один по одному или один на два деаэратора.

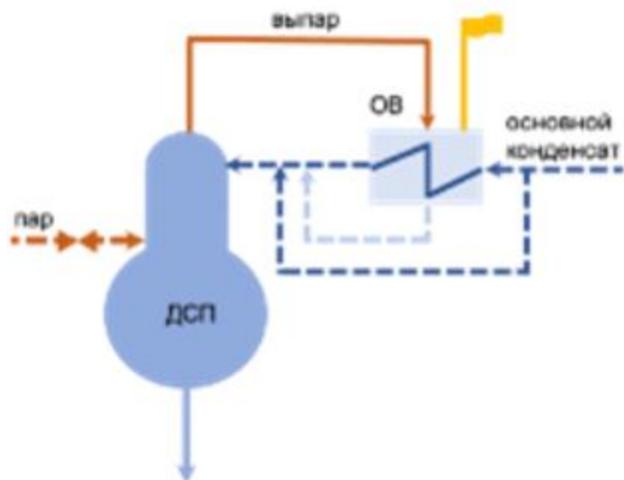


Рисунок 5.64. Схема включения охладителя выпара

Выпар из ДСП может использоваться в деаэраторах атмосферного типа (ДСА). Для охладителей ДСП в качестве охлаждающей воды чаще используются основной конденсат турбин или добавочная вода после ДСА и вакуумных деаэраторов (ДСВ). Не сконденсировавшиеся пары и газы удаляются в атмосферу. При стоимости охладителя выпара (ОВ) 2,5 тыс. долл. США, ОВ окупается за 1-1,5 года.

**Техника 14. Установка двухступенчатого расширителя непрерывной продувки и охладителя продувки.** В соответствии с проектом предусмотрена установка утилизации продувочной воды. Для установок на давление 14 МПа целесообразно устанавливать двухступенчатую схему РНП, давление в РНП-I - 0,68 МПа, давление в РНП-II - 0,12 МПа. Коэффициент сепарации пара I-ступени 43 %, II-ступени - 8 %. Выделившийся пар I-ступени направляется в ДСП, а II-ступени в теплофикационный коллектор 0,12 МПа, на каждой станции могут быть разные варианты использования отсепарированного пара.

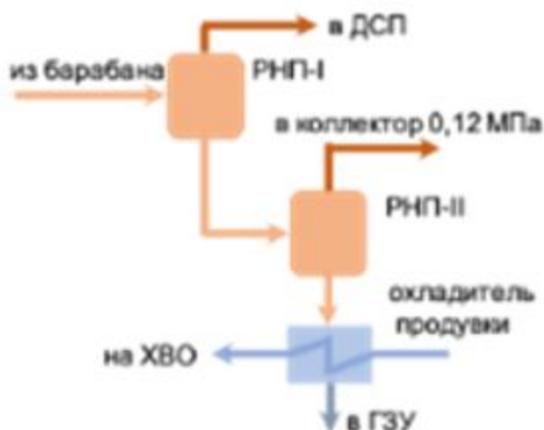


Рисунок 5.65. Схема двухступенчатого РНП

Продувочная воды с повышенной концентрацией солей после охлаждения сбрасывается в канал ГЗУ. Эффективность РНП достигается за счет сокращения потерь тепла и уменьшения расхода топлива, в зависимости от стоимости топлива схема окупается за 1,5-2,0 года.

**Техника 15. Повторное использование осветленной воды золоотвала.** Устройство понтонного забора воды с насосом. Не все ТЭС используют осветленную воду из золоотвала, которая может сократить потребление исходной воды. В зависимости от расстояния до золоотвала, качества осветленной воды экономия затрат на воду могут быть окуплены в пределах 2-5 лет. При использовании осветленной воды для орошения в эмульгаторах может быть достигнут кумулятивный эффект за счет улавливания пыли и оксидов серы.

**Техника 16. Обеспечение АСМ - автоматической системы мониторинга за выбросами вредных веществ котлов.** Установка АСМ обеспечивает мониторинг выбросов ЗВ на газоходах котлов с показанием концентраций маркерных веществ с интервалом 1 час. Точки передачи данных указываются в технической спецификации. В соответствии с консультациями с разработчиками европейских справочников, в том числе «Крупные установки, сжигающие топливо с целью получения энергии» из французской компании СИТЕРА, для непрерывного мониторинга выбросов целесообразно точки замера располагать непосредственно в газоходах котлов, т. е. у источника образования выбросов, чтобы не только регистрировать значения удельных выбросов, но и влиять на процессы образования их. В случае размещения датчиков на дымовой трубе, такая возможность будет исключена, т.к. к одной трубе присоединяются 4-5 котлоагрегатов и невозможно узнать какие из них лучше или хуже работают. Кроме того, в климатических условиях Казахстана, при температурных перепадах от -40 до +40 оС, не каждый датчик выдержит такие условия, и сможет надежно функционировать.

## **6. Заключение, содержащее выводы по наилучшим доступным техникам**

### **Общие положения**

Техники, перечисленные и описанные в настоящих заключениях по НДТ носят рекомендательный характер. Могут быть использованы другие техники, обеспечивающие как минимум эквивалентный уровень защиты окружающей среды, связанных с применением НДТ, при нормальных условиях эксплуатации объекта с применением одной или нескольких НДТ, описанных в заключении по НДТ.

### **Уровни выбросов НДТ в воздух**

Уровни выбросов, связанные с наилучшими доступными техниками для выбросов в воздух, представленные в данных заключениях по НДТ, относятся к концентрациям, выраженным в виде массы образуемого загрязняющего вещества на объем дымового

газа при следующих стандартных условиях: сухой газ при температуре 273.15 К (0 °С), и давлении 101,3 кПа (1 ата), и выраженным в единицах мг/нм<sup>3</sup>.

Стандартные условия для кислорода, используемого для выражения уровней выбросов НДТ в настоящем документе, представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1. Стандартный уровень кислорода для установления уровней выбросов НДТ

№ п/п	Операция	Стандартный уровень кислорода, %
1	2	3
1	Сжигание твердых топлив	6
2	Сжигание газообразного вида топлива, в случае его сжигания в котлах	
3	Сжигание твердых топлив в сочетании с жидкими и/или газообразными видами топлива	
4	Совместное сжигание топлива с отходами	
5	Сжигание жидких и/или газообразных видов топлива, в случае если операция осуществляется не в газовой турбине или двигателе	3
6	Сжигание жидких и/или газообразных видов топлива, в случае если операция осуществляется в газовой турбине или двигателе	15
7	Сжигание в ПГУ	

Уравнение для расчета концентрации выбросов при стандартном уровне кислорода:

$$C_n = \frac{21 - O_n}{21 - O_i} C_{и} \quad (6.1)$$

где:  $O_n$ ,  $O_i$  - соответственно стандартный и измеренный уровень кислорода в %,  $C_{и}$  - измеренная концентрация выбросов в мг/нм<sup>3</sup>.

Для периодов усреднения применяются следующие определения:

Таблица 6.2. Периоды усреднения величин измерений выбросов

№ п/п	Период усреднения	Определение
1	2	3
1	Среднесуточный	Средняя величина в течение 24 часов действующих среднечасовых величин, полученных в ходе непрерывных измерений
2	Среднегодовой	Средняя величина в течение одного года действующих, среднечасовых величин, полученных в ходе непрерывных измерений
3	Средняя величина в период отбора проб	Средняя величина трех последовательных измерений по длительности как минимум 30 минут каждое *

4	Средняя величина проб, полученных в течение одного года	Среднее значение величин, полученных в течение одного года периодических измерений, произведенных с частотой мониторинга, установленной для каждого параметра
---	---	---

\* для любого параметра, при котором, вследствие ограничений по отбору проб или анализа, 30-минутные измерения не допустимы, применяется соответствующий период отбора проб. Для ПХДД/Ф используется период отбора проб от 6 до 8 часов.

### **Уровни выбросов и их применение**

1) Технологические показатели эмиссий в атмосферу загрязняющих веществ для установок применяются в месте выделения выбросов из установки, при этом любое их разжижение не учитывается при определении таких значений.

2) Технологические показатели эмиссий в атмосферу загрязняющих веществ для установок в настоящем Справочнике по НДТ применяются по отношению к единичной тепловой мощности топлива сжигающей установки.

3) При реконструкции и расширении электростанции технологические показатели эмиссий в атмосферу загрязняющих веществ применяются к каждой топливо сжигающей установки, подвергшейся изменению.

### **Оценка соблюдения технологических показателей эмиссий в атмосферу**

1. При проведении непрерывных измерений установленные технологические показатели эмиссий в атмосферу считаются соблюденными, если оценка результатов измерений показывает, что все нижеперечисленные условия соблюдены с учетом часов эксплуатации в календарном году:

1) допустимое среднесуточное значение не превышает 110 % от соответствующих технологических показателей эмиссий в атмосферу;

2) в отношении установок по сжиганию, состоящих только из котлов, использующих уголь, допустимое среднесуточное значение не превышает 150 % от соответствующих технологических показателей эмиссий в атмосферу;

3) 95 % всех допустимых среднечасовых значений за год не превышают 200 % от соответствующих установленных технологических показателей эмиссий в атмосферу.

При определении средних значений выбросов, значения, измеренные в течение периодов сбоя в поставке топлива, сбоя в работе газоочистного оборудования, а также в течение периодов включения и отключения установки, не учитываются.

2. При отсутствии непрерывных измерений уровни выбросов считаются соблюденными, если результаты каждой серии измерений или иных процедур, определенных в соответствии с правилами, установленными компетентными органами, не превышают технологических показателей эмиссий в атмосферу.

## **Технологические показатели сбросов, связанные с применением НДТ в водные объекты (УС НДТ)**

Технологические показатели сбросов, связанные с наилучшими доступными технологиями для сбросов в водные объекты, представленные в настоящих заключениях по НДТ, относятся к концентрациям, выраженным в виде массы сбрасываемого вещества на объем воды и выраженным в мкг/л, мг/л, или г/л. Уровни НДТ относятся к среднедневным значениям, т.е. 24-часовым средне пропорциональным пробам воды. Соразмерные по времени усредненные пробы могут использоваться, при условии достаточной устойчивости потока.

Мониторинг, связанный с УС НДТ, представлен в НДТ 2.

### **Уровни энергоэффективности, связанные с НДТ (УЭ НДТ)**

Уровень энергоэффективности, связанный с наилучшими доступными технологиями относится к соотношению между вырабатываемой энергией камеры сгорания и подачи топлива/связанной энергии в камеру сгорания при фактической конструкции камеры. Вырабатываемая энергия определяется при сжигании, газификации, или на границе установки комбинированной комплексной газификации (КЦГ), включая дополнительные системы (например, системы очистки дымовых газов), и для установки, эксплуатируемой при полной нагрузке.

В отношении комбинированного производства (ТЭЦ):

УЭ НДТ, коэффициент использования тепла топлива (КИТ) относится к установкам, работающим при полной нагрузке и направленным на повышение в первую очередь подачи тепла, и, во вторую очередь выработку оставшейся электроэнергии;

УЭ НДТ, электрического КПД нетто относится к установкам, вырабатывающей только электроэнергию при полной нагрузке.

УЭ НДТ выражены в процентном отношении. Подача топлива/связанной энергии соответствует низшей теплотворной способности ( $Q_H^P$ ).

## **Ранжирование топливо сжигающих установок по их общей расчетной тепловой мощности**

В целях данных заключений по НДТ, если указан диапазон значений для общей расчетной тепловой мощности, он считается равным или выше нижнего предела диапазона и ниже верхнего предела диапазона. Например, под категорией установки 100-300 МВт считается: топливо сжигающие установки с общей расчетной эффективной тепловой мощностью равной или выше 100 МВт и ниже 300 МВт.

### **6.1. Общие заключения по НДТ.**

#### **6.1.1. Системы экологического менеджмента (СЭМ)**

(см. раздел 4)

**НДТ 1.** В целях улучшения общих экологических показателей НДТ предназначена для внедрения и соблюдения требований системы экологического менеджмента (СЭМ), (см . раздел 4.5).

**НДТ 2.** НДТ для определения электрического КПД или коэффициента использования топлива при полной нагрузке (<sup>1</sup>) после ввода в эксплуатацию установки и после каждой модернизации, которые могут оказать значительное влияние на электрический КПД нетто и/или суммарное использование топлива и/или КПД механической энергии нетто установки.

Применимость. При отсутствии соответствующих стандартов Республики Казахстан применяются стандарты ISO, или другие международные стандарты, обеспечивающие предоставление данных аналогичного научного уровня.

(<sup>1</sup>) В отношении установок на ТЭЦ, в случае если по техническим причинам эксплуатационное испытание не может быть проведено с установкой, работающей при полной нагрузке для отпуска тепла, испытание может быть дополнено или заменено расчетом с использованием параметров полной нагрузки.

**НДТ 3.** НДТ для контроля ключевых технологических параметров, соответствующих выбросам в воздух и водные объекты, включая параметры, указанные ниже.

Таблица 6.3. Контроль ключевых технологических параметров топливо сжигающих установок, соответствующих выбросам в воздух и водные объекты

№ п/п	Поток	Параметр (ы)	Мониторинг
1	2	3	4
1	Дымовой газ	Расход	Периодическое или непрерывное определение
2		Содержание кислорода, температура и давление	Периодические или непрерывные измерения
3		Содержание водяных паров*	
4	Сточные воды после очистки дымового газа	Расход, рН, и температура	Непрерывные измерения

\* нет необходимости в проведении непрерывных измерений содержания водяных паров в дымовом газе, если перед анализом проба дымового газа высушена.

### 6.1.2. Мониторинг

**НДТ 4.** НДТ для мониторинга выбросов маркерных веществ в воздух с определенной периодичностью

Перечень маркерных загрязняющих веществ, подлежащих мониторингу в выбросах топливо сжигающих установок с минимальной частотой, указанной ниже.

Таблица 6.4. Перечень маркерных загрязняющих веществ, которые, подлежащих мониторингу

№ п/п	Загрязняющие вещества	Топливо сжигающие установки		
		на твердом топливе	на жидком топливе	на газообразном топливе
1	2	3		4
1	NO <sub>x</sub>	+	+	+
2	N <sub>2</sub> O (для котлов ЦКС)	+		
3	CO	+	+	+
4	SO <sub>2</sub> и SO <sub>3</sub> (последний при использовании СКВ)	+	+	
5	Пыль	+		
6	NH <sub>3</sub> (при использовании СКВ или СНКВ)	+	+	+
7	Зола мазутная (в пересчете на ванадий)		+	
8	Формальдегид (для искровых газопоршневых и двухтопливных двигателей)			+
9	CH <sub>4</sub> (двигатели)			+

Мониторинг проводится в соответствии со действующим законодательством Республики Казахстан. При отсутствии соответствующих стандартов Республики Казахстан применяются стандарты ISO, национальные или другие международные стандарты, обеспечивающие предоставление данных.

Таблица 6.5. Периодичность мониторинга выбросов от топливо сжигающих установок

№ п/п	Вещество/параметр	Топливо/процесс/тип Топливо сжигающей установки*	Определенная периодичность мониторинга**	Мониторинг связан с НДТ
1	2	3	4	5

1	NH <sub>3</sub>	при использовании СКВ или СНКВ	Непрерывный ***, ****	НДТ 7	
2	NO <sub>x</sub>	уголь каменный или бурый, включая совместное сжигание отходов	Непрерывный ***, *****	НДТ 18 НДТ 20	
3		котлы и двигатели, работающие на мазуте или дизтопливе		НДТ 24 НДТ 27	
4		газовые турбины на жидком топливе		НДТ 32	
5		котлы, двигатели, турбины, работающие на природном газе		НДТ 36 НДТ 37	
6		технологические газы металлургического производства (чугуна, стали)		НДТ 42	
7		технологические газы химической промышленности		НДТ 43	
8		установки газификации ВЦГ		НДТ 62	
9		Топливо сжигающие установки на морских платформах		1 раз в год *****	НДТ 48
10		N <sub>2</sub> O		уголь каменный или бурый в котлах ЦКС	1 раз в год *****
11	CO	уголь каменный или бурый, включая совместное сжигание отходов	Непрерывный ***, *****	НДТ 54	
12		котлы и двигатели, работающие на мазуте или дизтопливе		НДТ 24 НДТ 28 НДТ 39 НДТ 49	
13		газовые турбины на жидком топливе		НДТ 33	
14		котлы, двигатели, турбины, работающие на природном газе		НДТ 39	
15		технологические газы металлургического производства (чугуна, стали)		НДТ 44	
16		технологические газы химической промышленности			
17		установки газификации ВЦГ		НДТ 62	
18		Топливо сжигающие установки на морских платформах		1 раз в год *****	НДТ 49
19	SO <sub>2</sub>	уголь каменный или бурый включая совместное сжигание отходов	Непрерывный ***, ***** *****	НДТ 56	
20		котлы, работающие на мазуте или дизтопливе		НДТ 25	
21		двигатели, работающие на мазуте или дизтопливе		НДТ 29	
22		газовые турбины на жидком топливе		НДТ 34	
23		технологические газы металлургического производства (чугуна, стали)		НДТ 45	
24		технологические газы химической промышленности в котлах			
25	установки газификации ВЦГ	НДТ 63			
26	SO <sub>3</sub>	при использовании СКВ	1 раз в год	НДТ 66с	
27		уголь каменный и/или бурый		НДТ 22 НДТ 68	
28		твердая биомасса			

29	пыль	технологические газы при производстве чугуна и стали	Непрерывный ***, *****	
30		технологическое топливо из химической промышленности в котлах		
31		установки газификации ВЦГ		НДТ 64
32		совместное сжигание отходов		НДТ 58
33	З о л а мазутная (в пересчете на ванадий)	котлы, работающие на мазуте или дизтопливе	1 раз в квартал ***, *****	
34		двигатели, работающие на мазуте или дизтопливе		
35		газовые турбины на жидком топливе		
36	Формальдеги д	Природный газ в искровых газопоршневых и двухтопливных двигателях, работающих на бедных смесях	1 раз в год	
37	СН <sub>4</sub>	Двигатели, работающие на природном газе	1 раз в год	

\* правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные Министром энергетики РК от 30 марта 2015 №247. (ПТЭ 2015);

\*\* частота мониторинга не применяется в случаях, когда установка эксплуатируется исключительно в целях измерения выбросов (пробоотборники);

\*\*\* в отношении установок с расчетной тепловой мощностью <100 МВт, работающих <2000 ч/год, минимальная частота мониторинга может составлять один раз в шесть месяцев. Для газовых турбин периодический мониторинг выполняется при нагрузке топливо сжигающей установки >70 %. При совместном сжигании отходов с каменным или бурым углем минимальная частота мониторинга принимается один раз в шесть месяцев;

\*\*\*\* при применении СКВ минимальная частота мониторинга может составлять один раз в год, если доказано, что уровни выбросов достаточно стабильны;

\*\*\*\*\* в отношении турбин, работающих на природном газе с расчетной тепловой мощностью <50 МВт, или в отношении действующих ГТУ ОЦ, данные заключения не применяются;

\*\*\*\*\* может применяться АСМ;

\*\*\*\*\* для котлов с ЦКС;

\*\*\*\*\* для установок, сжигающих нефтепродукты с известным содержанием серы и при отсутствии системы десульфуризации дымового газа, для определения выбросов SO<sub>2</sub> могут использоваться периодические измерения как минимум один раз в три месяца и/или расчетные методы;

\*\*\*\*\* в отношении технологического топлива из химической промышленности, частота мониторинга может корректироваться для установок < 100 МВт<sub>th</sub> после первоначальной характеристики топлива на основании оценки значимости загрязнителей (например, концентрация в топливе, применяемая очистка дымового газа

) в выбросах в воздух, но в любом случае по крайней мере каждый раз, когда изменение характеристик топлива может оказывать влияние на выбросы;

\*\*\*\*\* в отношении установок для сжигания технологических газов при производстве чугуна и стали, минимальная частота мониторинга может составлять как минимум один раз в шесть месяцев, в случае если доказано, что уровни выбросов достаточно стабильны;

\*\*\*\*\* для установок, сжигающих нефтепродукты с известным содержанием золы для определения выбросов золы мазутной, могут использоваться расчетные методы как минимум один раз в квартал.

В соответствии с приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан №208 от 22.06.2021 АСМ работает в режиме «on-line».

### **НДТ 5. НДТ для мониторинга сбросов в водные объекты при очистке дымовых газов с определенной периодичностью, указанной ниже и в соответствии со стандартами Республики Казахстан.**

При отсутствии соответствующих стандартов Республики Казахстан применяются стандарты ISO, или другие международные стандарты, обеспечивающие предоставление данных аналогичного научного уровня.

Таблица 6.6. Периодичность мониторинга сбросов в водные объекты при очистке дымовых газов

№ п/п	Вещество/параметр**	
1	2	
1	Общее содержание органического углерода (COY) *	
2	Химическое потребление кислорода (ХПК) *	
3	Общее содержание взвешенных твердых частиц (ВВ)	
4	Фторид (F)	
5	Сульфат (SO <sup>2-</sup> )	
6	Сернистое соединение легко выделяемое (S <sup>2-</sup> )	
7	Сульфит (SO <sup>2-</sup> ) <sub>3</sub>	
8		As
8.1		Cd
8.2		Cr
8.3	Металлы и металлоиды	Cu
8.4		Ni
8.5		Pb
8.6		Zn

9	Хлорид (Cl)
10	Общий азот

\* мониторинг CO<sub>У</sub> и мониторинг COD являются альтернативными. Мониторинг CO<sub>У</sub> является предпочтительным вариантом в связи с тем, что он не использует высокотоксичные соединения.

\*\* определение содержания веществ осуществляется в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан

### 6.1.3 Общие экологические характеристики и пороговые индикаторы

**НДТ 6. В целях улучшения общих экологических характеристик топливо сжигающих установок и снижения выбросов окиси углерода и несожженных веществ в воздух, обеспечение оптимизации сжигания топлива с использованием соответствующих комбинированных методов, представленных ниже.**

Таблица 6.7. Техники оптимизации сжигания топлива

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	комбинирование и смешивание топлива	Обеспечивает стабильные условия горения и/или снижает выбросы загрязнителей путем смешивания одного типа топлива с разным качеством	общеприменим
2	Техническое обслуживание системы сжигания	Регулярное запланированное техническое обслуживание согласно рекомендациям поставщиков	
3	Усовершенствованная система управления	См. раздел 4.5	Применимость к старым топливо сжигающим установкам может ограничиваться необходимостью модификации системы сжигания и/или системы управления
4	Соответствующая конструкция оборудования для сжигания	Соответствующая конструкция печи, камер сгорания, горелок и связанных с ними устройств	Общеприменим к новым установкам
5	Выбор топлива	Позволяет выбрать или перейти полностью или частично на другой вид топлива с лучшей экологической характеристикой (например, с низким содержанием серы и/или зольности и/или ртути) среди доступных видов топлива, включая ситуации при запуске или при использовании резервного топлива	Применим в рамках, связанных с наличием подходящих видов топлива с лучшей экологической характеристикой в целом. Для действующих установок, выбираемый тип топлива может быть ограничен ввиду компоновки и конструкции установки

**НДТ 7. В целях снижения выбросов аммиака в воздух при использовании СКВ или СНКВ для снижения уровня выбросов окислов азота обеспечить оптимизацию конструкции и подачи аммиака в установку для подавления  $\text{NO}_x$ .**

НДТ предназначена для оптимизации конструкции и/или эксплуатации СКВ и/или СНКВ (например, оптимальное количество реагента и его равномерное распределение)

### **Технологические показатели эмиссий в атмосферу, связанные с НДТ**

Технологические показатели эмиссий в атмосферу для  $\text{NH}_3$  в воздух при использовании СКВ и/или СНКВ составляет  $<3-10 \text{ мг/нм}^3$  в качестве среднегодового значения или среднего значения в течение периода отбора проб. Нижний предел диапазона может быть достигнут при использовании СКВ, а верхний предел диапазона может быть достигнут при использовании СНКВ без методов мокрой очистки. В отношении установок для сжигания биомассы и работающих при различных нагрузках, а также в отношении двигателей для сжигания мазута и/или дизельного топлива, верхний предел диапазона уровня выбросов НДТ составляет  $15 \text{ мг/нм}^3$ .

**НДТ 8. В целях предотвращения или снижения выбросов в воздух при нормальных условиях эксплуатации, обеспечить использование систем снижения выбросов на оптимальной мощности и при соответствующем техническом обслуживании.**

НДТ предназначена для обеспечения использования систем снижения уровней выбросов на оптимальной мощности и при эксплуатационной доступности, благодаря соответствующей конструкции, эксплуатации и техническому обслуживанию.

**НДТ 9. В целях улучшения общих экологических характеристик топливо сжигающих установок и снижения выбросов в воздух, обеспечить контроль качества топлива в рамках СЭМ.**

НДТ предназначена для включения следующих элементов в программы обеспечения качества/контроля качества для всех используемых видов топлива, в рамках системы экологического менеджмента (см. НДТ 1):

1) первоначальная характеристика топлива, включая параметры, перечисленные ниже, и в соответствии со стандартами на топливо. Могут использоваться стандарты ISO, национальные или другие международные стандарты, при условии, что они обеспечивают предоставление данных аналогичного научного уровня;

2) регулярные испытания качества топлива для проверки его соответствия первоначальной характеристике и согласно проектным спецификациям установки. Частота проведения испытаний и параметры, отобранные из таблицы ниже, основаны на разнообразии видов топлива и оценке значимости загрязнителей (например, концентрация в топливе, применяемая очистка дымового газа);

3) последующая настройка параметров установки в случае необходимости и по возможности (например, включение параметров топлива и контрольных значений в усовершенствованную систему управления).

Первоначальная характеристика и регулярные испытания топлива могут быть проводятся химической лабораторией. В случае если вышеуказанные операции выполняет поставщик, то все результаты предоставляются оператору в форме спецификации и/или гарантии поставщика топлива.

Таблица 6.8. Характеристики топлива, подлежащие контролю перед сжиганием

№ п/п	Топливо	Вещества/параметры, подлежащие контролю перед сжиганием
1	2	3
1	Уголь каменный/бурый	- теплота сгорания низшая, - влажность, - выход летучих веществ ( $V^I$ ), зольность ( $A^P$ ), водород (H), азот (N), кислород (O), сера (S)
2	Мазут	- зола, - углерод (C), сера (S), азот (N), водород (H), ванадий (V)
3	Дизельное топливо	- зола, - углерод (C), сера (S), азот (N), водород (H)
4	Природный газ	- теплота сгорания низшая, - $CH_4$ , $C_2H_6$ , $C_3$ , $C_{4+}$ , $CO_2$ , $N_2$ , индекс Воббе
5	технологическое топливо из химической промышленности*	- Br, C, Cl, F, H, N, O, S, - Металлы и металлоиды (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)
6	технологические газы при производстве чугуна и стали	- теплота сгорания низшая, $CH_4$ , $C_xH_y$ , $CO_2$ , $H_2$ , $N_2$ , S, индекс Воббе
7	Отходы**	- теплота сгорания низшая, - влажность, - летучие вещества, зола, Br, C, Cl, F, H, N, O, S

\* список веществ /параметров может быть сокращен только до тех веществ/ параметров, наличие в топливе которых подтверждено на основании информации о сырьевых материалах и производственных процессах;

\*\* данная характеристика выполнена без ущерба для применения процедуры предварительной приемки отходов, которая может привести к контролю других веществ/параметров, помимо указанных в данной таблице.

НДТ 10. В целях снижения выбросов в воздух или в водные объекты при нештатных условиях эксплуатации (НУЭ) оборудования (пуски, остановки, аварийные ситуации), обеспечить составление и реализацию плана управления в рамках СЭМ.

НДТ предназначена для составления и реализации плана управления в рамках системы экологического менеджмента (см. НДТ 1), для значимых потенциальных выбросов загрязнителей, который включает следующие элементы:

соответствующая конструкция систем, сопряженных с возникновением НУЭ, которые могут оказать влияние на уровень выбросов в воздух, водные объекты и/или почву (например, конструкторские решения с пониженной нагрузкой для снижения минимальных нагрузок при запуске и остановке в целях стабильной выработки на газовых турбинах);

составление и реализация специального плана профилактического технического обслуживания для соответствующих систем;

периодическая оценка общих выбросов при НУЭ (например, частота событий, длительность, количественное определение/расчет выбросов) и выполнение корректирующих мер при необходимости.

#### **НДТ 11. В целях повышения общих экологических характеристик установок производить мониторинг измерений при нештатных условиях работы оборудования.**

Мониторинг может осуществляться посредством мониторинга косвенных параметров, если он окажется равного или более высокого научного уровня, чем прямое измерение выбросов. Допускается использовать в расчетах результаты измерений при проведении операций по пуску-останову на аналогичном оборудовании.

#### **6.1.4. Энергоэффективность**

**НДТ 12. В целях снижения воздействия на окружающую среду в целом для установок сжигания, газификации использовать техники повышения энергоэффективности, представленные ниже.**

Таблица 6.9. Техники повышения энергоэффективности установок для сжигания топлива

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация процесса горения для снижения химического и механического недожога.	Оптимизация сжигания снижает содержание несгоревших веществ в дымовых газах и твердых остаточных продуктах сгорания	
2	Оптимизация процесса горения	Для повышения КПД и снижения выбросов	

3	Оптимизация условий рабочей среды для оптимизации выбросов NO <sub>x</sub> .	Работает при максимальном давлении и температуре рабочей среды пара или газа, в рамках, связанных с, например, контролем выбросов NO <sub>x</sub> или характеристик требуемой энергии	общеприменимый
4	Оптимизация парового цикла	Работает с пониженным давлением пара за турбиной путем использования минимальной температуры охлаждающей воды конденсатора, в расчетных условиях	
5	Сокращение расхода электроэнергии на СН	Для повышения КПД и сокращения выбросов	
6	Предварительный нагрев воздуха для горения	Для повышения КПД и снижения выбросов.	Общеприменим в рамках, относящихся к необходимости контроля выбросов NO <sub>x</sub>
7	Предварительный регенеративный нагрев топлива	Для повышения КПД за счет тепла уходящих газов и снижения выбросов.	Общеприменим в рамках, связанных с конструкцией котла и необходимостью контроля выбросов NO <sub>x</sub>
8	АСУ основными параметрами процесса сжигания топлива	Для повышения эффективности сжигания и снижения выбросов .	Общеприменим к новым установкам. Применимость к старым установкам может ограничиваться необходимостью модернизации системы сжигания и/или системы управления
9	Регенеративный подогрев питательной воды	Для повышения КПД и снижения выбросов.	Применим только к паровым контурам, и не применим к водогрейным котлам. Применимость к существующим установкам может ограничиваться рамками, связанными с конфигурацией установки и объемом регенерируемого тепла
10	Утилизация тепла при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии (ТЭЦ)	Для повышения энергоэффективности и снижения выбросов.	Применим в рамках, связанных с местной теплофикационной нагрузкой.
11	Готовность к комбинированному производству энергий (ТЭЦ)	Для сокращения расхода энергии по сравнению с отдельной схемой производства электрической и тепловой энергии, повышения КПД.	Применим только к новым установкам с реальным потенциалом для будущего использования тепла вблизи установки

12	Конденсатор дымовых газов	Для увеличения КПД установки, сжигающей топливо и очистки газов от пыли и SO <sub>2</sub> .	Общеприменим к установкам ТЭЦ, при условии наличия достаточной нагрузки низкотемпературного тепла
13	Аккумулирование тепловой энергии	Для покрытия пиковых нагрузок уменьшения работы ПВК, сжигающие мазут и сокращения выбросов.	Применим только к установкам ТЭЦ и котельных
14	Труба для влажного газа	Для сокращения выбросов в атмосферу SO <sub>2</sub> , ртути.	Общеприменим к новым и существующим установкам, оснащенным системой десульфуризации мокрым способом
15	Выброс дымовых газов через градирню	Для сокращения эмиссий в атмосферный воздух.	Применим только к установкам, оснащенных системой десульфуризации мокрым способом, при которой перед выпуском требуется предварительный нагрев дымового газа, и в которой системой охлаждения установки является градирня
16	Предварительная сушка топлива	Для сокращения выбросов ЗВ за счет улучшения параметров сжигания топлива.	При влажности топлива W <sup>P</sup> <25 % и V <sup>Г</sup> <25 % следует применять воздушную сушку. Для топлив с выходом летучих V <sup>Г</sup> >25 % рекомендуется газоздушная сушка. При большой влажности W <sup>P</sup> >40 % рекомендуется применять газовую сушку
17	Минимизация тепловых потерь путем изоляции источников излучения.	Для увеличения КПД и снижения выбросов	Общеприменим
18	Улучшенные перспективные материалы эффективности работы турбины.	для снижения потерь за счет повышения эффективности парового процесса	Применим к новым установкам
19	Модернизация паровой турбины или других компонентов установки	для повышения энергоэффективности проточной части турбины, повышения КПД и сокращения выбросов.	Применимость может ограничиваться нагрузкой, параметрами пара и/или ограниченным сроком эксплуатации установки
20	Сверхкритические и суперкритические параметры пара	для сокращения удельных выбросов за счет повышения КПД.	Применим только к новым установкам м600 МВт, работающим >4 000 ч/год. Не применим в случаях, когда предназначение установки заключается в производстве низкой температуры пара и/или давления в перерабатывающих отраслях промышленности. Не применим к газовым турбинам и парогенераторным двигателям в режиме ТЭЦ. Для установок сжигания биомассы применимость может ограничиваться высокотемпературной коррозии в отношении некоторых видов биомассы

### 6.1.5. Водопотребление и сточные воды

**НДТ 13 В целях снижения водопотребления и объема сброса загрязненных сточных вод, обеспечить повторное использование остаточных водных потоков, включая сточные воды, из установки для других целей.**

НДТ предназначена для использования одной или обеих техник, представленных ниже:

Таблица 6.10. Техники сокращения водопотребления

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оборотное водоснабжение	Повторное использование остаточных водных потоков, включая сточные воды, из установки для других целей. Степень рециркуляции ограничена требованиями к качеству принимаемого водного потока и водным балансом установки	Не применим к сточным водам из систем охлаждения при наличии химических веществ для очистки воды и/или высокой концентрации соли от морской воды
2	Сухое золоудаление	Сухой, горячий зольный шлак попадает из печи на механическую конвейерную систему и охлаждается атмосферным воздухом. В процессе вода не используется.	Применим только к установкам для сжигания твердых видов топлива. Могут присутствовать технические ограничения, препятствующие проведению модернизации действующих топливо сжигающих установок

**НДТ 14 В целях предотвращения загрязнения сточных вод и снижения сбросов в водные объекты, НДТ предназначена для разделения и отдельной очистки потоков сточных вод, в зависимости от содержания загрязняющих веществ**

Потоки сточных вод, которые обычно проходят процесс разделения и очистки, включая поверхностные сточные воды, охлаждающую воду и сточные воды от очистки дымового газа.

Применимость может быть ограничена в отношении действующих установок из-за схемы водоотведения.

**НДТ 15. В целях снижения сбросов в водные объекты от очистки дымового газа использовать соответствующую совокупность техник.**

НДТ предназначена для использования соответствующей совокупности техник, представленных ниже и для использования вторичных методов, максимально приближенных к источникам образования во избежание разбавления:

Таблица 6.11. Техники снижения сбросов в водные объекты

--	--	--	--

№ п/п	Техника	Загрязнители, подлежащие очистке	Применимость
1	2	3	4
1	Первичные методы		
1.1	Оптимизированное сжигание и системы очистки дымовых газов	Органические соединения, аммиак NH <sub>3</sub>	общеприменимый
2	Вторичные методы *		
2.1	Адсорбция на активированном угле	Органические соединения, ртуть Hg	общеприменимый
2.2	Аэробная биохимическая очистка	Биохимически разлагаемые органические соединения, аммоний NH <sup>+</sup>	Общеприменимый для очистки органических соединений. Аэробная биохимическая очистка аммония (NH <sup>+</sup> ) может не применяться при высокой концентрации хлорида (около 10 г/л)
2.3	Анаэробная биологическая очистка	нитрат NO <sub>3</sub> , нитрит NO <sub>2</sub> , ртуть Hg	общеприменимый
2.4	Коагуляция и флокуляция	взвешенные твердые вещества	
2.5	Кристаллизация	металлы и металлоиды, сульфат	
2.6	Фильтрация (через песок, ультрафильтрация)	взвешенные твердые вещества, металлы	
2.7	Флотация	взвешенные твердые вещества, нефть	
2.8	Ионный обмен	металлы	
2.9	Нейтрализация	кислоты, щелочи	
2.10	Окисление	сернистые соединения S <sup>-</sup> , сульфит	
2.11	Улавливание	металлы и металлоиды, сульфат	
2.12	Осаждение	взвешенные твердые вещества	
2.13	Отгонка	аммиак NH <sub>3</sub>	

\* описание методов в разделе 4

УС НДТ относятся к прямым сбросам в принимающий водный объект в точке выхода выбросов из установки.

Таблица 6.12. Технологические показатели сбросов МЗВ в водные объекты при очистке дымового газа

№ п/п	Вещество/Параметр	Технологические показатели НДТ
1	2	3
1	Общее содержание органического углерода COY	20-50 мг/л <sup>*</sup> , **
2	Химическое потребление кислорода COD	60-150 мг/л <sup>*</sup> , **

3	Общее содержание взвешенных твердых веществ ВВ	10-30 мг/л
4	Фторид F	10-25 мг/л **
5	Сульфат	1,3-2,0 г/л **, ***
6	Сернистые соединения S <sup>2-</sup> , легко выделяемое	0,1-0,2 мг/л **
7	Сульфит	1-20 мг/л **
8	As	10-50 мкг/л
9	Cd	2-5 мкг/л
10	Cr	10-50 мкг/л
11	Cu	10-50 мкг/л
12	Hg	0,2-3,0 мкг/л
13	Ni	10-50 мкг/л
14	Pb	10-20 мкг/л
15	Zn	50-200 мкг/л

\*

1) применяются технологические показатели сбросов применимых при использовании НДТ СОУ или COD, является предпочтительным вариантом для СОУ, т.к. его мониторинг не сопряжен с использованием высокотоксичных соединений;

2) данный уровень при использовании НДТ применяется после вычета входной нагрузки;

3) \*\*данный уровень при использовании НДТ применяется только к сточным водам от использования сероочистки мокрым способом;

\*\*\*

1) данный уровень технологических показателей сбросов при использовании НДТ применяется только к установкам, сжигающие топливо с использованием кальциевых соединений при очистке дымовых газов;

2) верхний предел технологических показателей сбросов при использовании НДТ не может применяться при сточных водах с высокой концентрацией соли (например, концентрации хлорида >5 г/л) из-за повышенной растворимости сульфата кальция;

3) технологические показатели сбросов при использовании НДТ не применяется к сбросам в море или солоновато-водные объекты.

#### 6.1.6. Управление отходами

**НДТ 16. В целях снижения количества отходов, отправляемых на утилизацию после процесса сжигания и/или газификации и техники очистки.**

НДТ предназначена для применения следующей иерархии мер с учетом эксплуатационного цикла:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;

4) утилизация отходов;

5) удаление отходов,

путем внедрения соответствующей совокупности техник, представленных ниже:

Таблица 6.13. Техники снижения образования и переработки отходов

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	Производство гипса в виде побочного продукта	Оптимизация качества остатков реакции на основании кальция, произведенных системой FGD мокрым способом для того, чтобы они могли использоваться в качестве эквивалента добытого гипса (например, как сырьевой материал в отрасли производства гипсокартона). Качество известняка, используемого в системе FGD мокрым способом, влияет на чистоту произведенного гипса	Общеприменим в рамках ограничений, связанных с требуемым качеством гипса, требованиями здравоохранения по каждому определенному использованию, и рыночными условиями
2	Вторичная переработка или использование остатков в строительной отрасли	Вторичная переработка или использование остатков (например, от процессов десульфуризации полусухим способом, зольной пыли, зольного шлака) в качестве строительного материала (например, в дорожном строительстве, для замены песка в отрасли производства бетона или цемента)	Общеприменим в рамках ограничений, связанных с требуемым качеством материала (например, физические свойства, содержание опасных веществ) по каждому определенному использованию, и рыночными условиями
3	Регенерация энергии путем использования отходов в топливной смеси	Остаточное энергосодержание золы и шлака с высоким содержанием углерода, полученных в результате сжигания угля, тяжелого мазута может быть регенерировано, например, путем смешивания с топливом	Общеприменим если параметры установки позволяют приемку отходов в топливной смеси и предусматривают техническую способность подачи топлива в камеру сгорания
4	Подготовка дезактивированного катализатора для повторного использования	Подготовка катализатора для повторного использования (например, до четырех раз для катализаторов СКВ) восстанавливает некоторую или всю производительность исходного катализатора, увеличивая тем самым срок его службы для нескольких десятилетий. Подготовка дезактивированного катализатора для повторного использования, включения в схему управления катализатором	Применимость может ограничиваться механическими параметрами катализатора и необходимыми характеристиками в части контроля выбросов $\text{NO}_x$ и $\text{NH}_3$

### 6.1.7. Шумовое излучение

**НДТ 17. В целях снижения шумоизлучения, НДТ предназначена для использования одного или совокупности методов, представленных ниже**

Таблица 6.14. Техники снижения уровня шумоизлучения

--	--	--	--

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оперативные меры	<p>Данный метод включает:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- улучшенный контроль и техническое обслуживание оборудования</li> <li>- закрытие дверей и окон замкнутых помещений, по возможности,</li> <li>- оборудование, управляемое квалифицированным персоналом</li> <li>- избегание шумовых работ в ночное время, по возможности,</li> <li>- положения для контроля шума во время технического обслуживания</li> </ul>	Общеприменимый
2	Оборудование с низким уровнем шума	Данный метод теоретически включает компрессоры, насосы и диски	Общеприменим при новом или замененном оборудовании
3	Подавление шума	Распространение шума может быть сокращено путем установки препятствий между источником шумообразования и получателем. Соответствующие препятствия включают защитные стены, насыпи и здания	Общеприменим к новым установкам. В отношении действующих установок установка препятствий может быть ограничена недостаточным пространством
4	Устройство для контроля уровня шума	<p>Данный метод включает:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- шумоглушители</li> <li>- шумоизоляция оборудования</li> <li>- ограждение шумового оборудования</li> <li>- звукоизоляция зданий</li> </ul>	Применимость может быть ограничена недостаточным пространством
5	Соответствующее расположение оборудования и зданий	Уровни шума могут быть снижены путем увеличения расстояния между источником шумообразования и жилыми массивами, а также и при помощи зданий в качестве шумовых экранов	Общеприменим к новым установкам. В отношении действующих установок изменение расположения оборудования и производственных агрегатов может ограничиваться недостаточным пространством или чрезмерными затратами

## 6.2. Заключение по НДТ для сжигания твердого топлива

Представленные в настоящем разделе НДТ являются общеприменимыми при сжигании твердого топлива. Они применяются в дополнение к общим заключениям по НДТ, представленным в разделе 6.1.

### 6.2.1. Общие экологические показатели

**НДТ 18. В целях улучшения общих экологических показателей процесса сжигания твердого топлива, и в дополнение НДТ предназначена для использования метода, представленного ниже:**

--	--	--	--

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Интегрированный процесс сжигания, обеспечивающий высокий КПД котла и включающий первичные методы для снижения NO <sub>x</sub> (например, ступенчатая подача воздуха, ступенчатое сжигание топлива, горелки с низким выходом оксидов азота (LNB) и/или рециркуляция дымовых газов)	Процессы сжигания, такие как сжигание угольной пыли, сжигание в кипящем слое или слоевое сжигание на колосниковых решетках обеспечивают такую интеграцию	Общеприменимый

## 6.2.2 Энергоэффективность

**НДТ 19. В целях снижения воздействия на окружающую среду в целом установок для сжигания твердого топлива НДТ предназначена для использования сухого золоудаления.**

НДТ предназначена для использования соответствующей совокупности методов, представленных в НДТ 12 и в таблице ниже:

№ п/п	Метод	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Сухое золоудаление	Сухой, горячий зольный шлак попадает из печи на механическую конвейерную систему и, после перенаправления в печь для дожигания, он охлаждается атмосферным воздухом. Полезная энергия регенерируется в результате дожигания золы и охлаждения золы	Могут присутствовать технические ограничения, препятствующие проведению модернизации действующих камер сгорания

Таблица 6.15. Уровни энергоэффективности НДТ для сжигания каменного и бурого угля

Расчетная тепловая мощность / количество сжигающей установки, МВт	УЭ НДТ *, **		Коэффициент использование тепла топлива, % ***, ****	
	Электрический КПД нетто, % ***			
№ п/п	Новая установка **	Действующая установка **	Новая установка	Действующая установка
1 2	3	4	5	6
1 < 1 000	36,5 ÷ 41,5 *****	30 ÷ 32	70 ÷ 80	50 ÷ 75
2 1 000	40 ÷ 45	32 ÷ 33	75 ÷ 90	50 ÷ 75

\* данные НДТ ПУ не применяются в отношении установок, работающих <2000 ч/год;

\*\* в отношении ТЭС применяется только один из двух показателей НДТ «Электрический КПД нетто» или «Коэффициент использование тепла топлива», в

зависимости от конструкции установки ТЭС (т. е. либо более направленный на выработку электроэнергии, либо на выработку теплоэнергии);

\*\*\* нижний предел диапазона может относиться к случаям, в которых тип используемой охлаждающей системы или географическое положение камеры оказывает негативное влияние на достигаемую энергоэффективность (до четырех процентов);

\*\*\*\* данные уровни не могут быть достигнуты при слишком низкой потенциальной тепловой нагрузке

\*\*\*\*\* нижние пределы диапазонов НДТ ПУЭ достигаемы при неблагоприятных климатических условиях, камерах, работающих на низкосортном топливе, и/или старых установках (впервые введенных в эксплуатацию до 1985 года);

\*\*\*\*\* верхний предел диапазона НДТ ПУЭ может быть достигнут при паре высоких параметров (давление, температура);

\*\*\*\*\* улучшение достигаемой мощности зависит от конкретных установок, но повышение на более чем три процента свидетельствует о применении НДТ ПУЭ для действующих установок, в зависимости от первоначальной конструкции установок и от проведенной на тот момент модернизации;

\*\*\*\*\* верхний предел диапазона ВАТ-АЕЕЛ может достигать до 45 % в отношении камер  $p \leq 600 \text{ МВт}_{th}$  при применении сверхкритических или суперсверхкритических параметров пара.

### 6.2.3. Выбросы $\text{NO}_x$ и $\text{CO}$ в воздух

**НДТ 20. В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух, при одновременном ограничении выбросов  $\text{CO}$  и  $\text{N}_2\text{O}$  в воздух, от сжигания каменного и/или бурого угля, использовать одну или совокупность техник, представленных ниже:**

Снижение эмиссии оксидов азота при сжигании твердого топлива возможно реализовать за счет применения первичных методов (внутри топочной камеры) без реконструкции и с реконструкцией котлоагрегата, а также с применением вторичных методов (за котлом).

Более подробная информация по механизму образования оксидов азота, основных источников образования  $\text{NO}_x$ , по механизму и химизму процессов восстановления оксидов азота, описание приведенных технологий уменьшения эмиссии  $\text{NO}_x$ , степени снижения эмиссии оксидов азота, перспективности их применения приведены в разделе 4.1.3.

Таблица 6.16. Техники для снижения выбросов  $\text{NO}_x$  при сжигании угля

№ п/п	Техника	Описание	Примечание
-------	---------	----------	------------

1	2	3	4
1	Первичные методы		
1.1	Режимно-наладочные мероприятия		
1.1.1	Контролируемое снижение избытка воздуха	см. раздел 4.1.3.1	Применимо в настоящее время при наличии приборов, контролирующих процесс сжигания топлива (концентрация O <sub>2</sub> , CO и NO <sub>x</sub> ). Снижение NO <sub>x</sub> - 10-35 %
1.1.2	Нестехиометрическое сжигание.	см. раздел 4.1.3.2	Применимо при: - одноярусном встречном расположении горелок, - при двухярусном расположении горелок любой конфигурации НДТ 4.1.3.5 Двухступенчатое сжигание (стадийная подача воздуха) с реконструкцией котлов.
1.1.3	Упрощенное двухступенчатое сжигание без реконструкции котла	см. раздел 4.1.3.3	Применимо при двухярусном расположении горелок
2	Технологические методы, требующие изменения конструкции котла		
2.1	Низко эмиссионные горелки со стадийной подачей воздуха (LNB)	см. раздел 4.1.3.4	Применимо при без значительной реконструкции котла и его пароводяного тракта. Горелка устанавливается в существующую амбразуру. Снижение NO <sub>x</sub> - 30-50 %
2.2	Двухступенчатое сжигание (стадийная подача воздуха) с реконструкцией котлов.	см. раздел 4.1.3.5	Относительно затратный метод. Необходимо прокладка воздухопроводов третичного воздуха, монтаж воздушных сопел в экранных поверхностях нагрева. Снижение NO <sub>x</sub> - 30-50 %
2.3	Комбинация низко эмиссионных горелки и двухступенчатого сжигания	см. раздел 4.1.3	Снижение NO <sub>x</sub> - до 75 %
2.4	Трехступенчатое сжигание.	см. раздел 4.1.3.6	Неполное осуществление на действующем котле Перспективно на новом котле, запроектированном на 3-ступенчатое сжигание. Снижение NO <sub>x</sub> - 40-75 %
2.5	Комбинация низко эмиссионных горелки и трехступенчатого сжигания	см. раздел 4.1.3	Снижение NO <sub>x</sub> - до 75-80 %
2.6	Концентрическое сжигание	см. раздел 4.1.3.7	Применимо для тангенциальных топок. Реализуется при «ступенчатости по горизонтали» и ступенчатости по верти-кали». Снижение NO <sub>x</sub> - 20-50 % в зависимости от типа угля
			Реализуемо при наличии на ТЭС природного газа или синтез-газа. На котле с промбункером без реконструкции системы

2.7	Горелки с предварительным подогревом пыли	см. раздел 4.1.3.8	пылеприготовления. При прямом вдувании реконструкция необходима, путем установки дополнительного оборудования. Снижение NO <sub>x</sub> в 2-3 раза в зависимости от типа угля.
2.8	Рециркуляция дымовых газов	см. раздел 4.1.3.9	Возможна реализация на действующем котле. Снижение NO <sub>x</sub> - 10-20 % для высокореакционных углей. Для низко реакционных нежелательно, нарушается стабильность горения факела
2.9	Подача пыли высокой концентрации (ПВК)	см. раздел 4.1.3	Реализуется на котле с промбункером. Снижение NO <sub>x</sub> - до 30 %
3	Вторичные методы		
3.1	Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)	см. раздел 4.1.3.12	Возможна реализация на действующем котле. Нецелесообразно применять на установках, работающих менее 2000 ч/год
3.2	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	см. раздел 4.1.3.13	Реализация на новом котле. Нецелесообразно на котле менее 300 МВт

Таблица 6.17. Техники комбинированного снижения выбросов оксидов азота и серы при сжигании твердого топлива

№ п/п	Техника	Описание	Примечание
1	2	3	4
1	Мокрые озонно-аммонийные методы	см. раздел 4.1.2.1	Снижение эмиссии: SO <sub>2</sub> - до 90 %; NO <sub>x</sub> - до 75 %
2	Мокрые аммонийно-карбамидные методы.	см. раздел 4.1.4.2	Снижение эмиссии: SO <sub>2</sub> - 90-95 %; NO <sub>x</sub> - 20-30 %
3	Электронно-лучевой (радиационно-химический) метод	см. раздел 4.1.4.3	Снижение эмиссии: SO <sub>2</sub> - 80-90 %; NO <sub>x</sub> - 50-70 %

Таблица 6.18. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для NO<sub>x</sub> в воздух для сжигания угля

№ п/п	Тепловая мощность установки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		Среднегодовое значение	
		Новая установка	Действую
1	2	3	4
1	<100	100-150	300-415

2	100-300	50-100	180-230
3	300 (пылеугольный котел, ПК)	50-85	180-230
4	300, котел кипящего слоя КС	65-85	-

\* данные ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются к установкам, работающим <2 000 ч/год.

Среднегодовое значение уровней выбросов СО для действующих топливо сжигающих установок, работающих х 2 000 ч/год или для новых топливо сжигающих установок, будет составлять следующее:

Таблица 6.19. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ СО для сжигания угля

№ п /п	Расчетная тепловая мощность топливо сжигающей установки, МВт	Ориентировочный уровень выбросов СО ( мг/Нм <sup>3</sup> )
1	2	3
1	<300	<30-140
2	300 (пылеугольный котел, ПК)	<30-100
3	300, котел кипящего слоя КС	<5-100

#### 6.2.4. Выбросы SO<sub>2</sub> в воздух

**НДТ 21. В целях предотвращения или снижения выбросов SO<sub>x</sub> в воздух от сжигания каменного и/или бурого угля, использовать одну или совокупность техник, представленных ниже, а более подробно в разделе 4.1.2:\***

Таблица 6.20. Техники для снижения выбросов SO<sub>2</sub> при сжигании твердого топлива

№ п/п	Техника	Описание	Примечание
1	2	3	3
1	Использование малосернистого топлива	см. раздел 4.1.2.2	Применим при: -на стадии проектирования - наличия такого угля - без значительной реконструкции котла - экономической целесообразности
2	Очистка угля от серы до сжигания	см. раздел 4.1.2.1	Масштабное применение в среднесрочном периоде при: - обогащении угля, - большой доле колчеданной и сульфатной серы
3	Уменьшение диоксида серы во время сжигания	см. раздел 4.1.2.3	Возможно, в перспективном периоде при: - реализации ВЦГУ - получении синтез-газ

4	Уменьшение диоксида серы подачей сорбентов в топку с топливом	см. раздел 4.1.2.4	Применим в настоящее время при необходимости
5	Нециклические мокрый известняковый метод	см. раздел 4.1.2.6	Применим на стадии проектирования для новых установок
6	Циклические мокрые методы улавливания SO <sub>2</sub>	см. раздел 4.1.2.7	Применим на стадии проектирования для новых установок
7	Магнезитовый циклический способ	см. раздел 4.1.2.8	Применим на стадии проектирования для новых установок
8	Аммиачный способ	см. раздел 4.1.2.9	Применим на стадии проектирования для новых установок
9	Двойная щелочная технология	см. раздел 4.1.2	Применим на стадии проектирования для новых установок
10	Сухая известняковая технология	см. раздел 4.1.2	Применим в настоящее время при необходимости
11	Полусухой метод десульфуризация дымовых газов «Лифак»	см. раздел 4.1.2.11	Применим в настоящее время на котлах с мокрой системой золоулавливания, например трубы Вентури, эмульгаторы
12	Упрощенная мокросухая технология	см. раздел 4.1.2.10	Применим в настоящее время на котлах с сухой системой золоулавливания, например электрофильтры
13	Технология сероочистки с циркулирующей инертной массой	см. раздел 4.1.2.12	Применим в настоящее время на котлах с сухой системой золоулавливания, например электрофильтры
14	Технология полусухой сероочистки по NID-технологии	см. раздел 4.1.2.13	Применим в настоящее время на котлах с сухой системой золоулавливания, например электрофильтры

Таблица 6.21. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для SO<sub>2</sub> в воздух для сжигания угля

№ п/п	Тепловая мощность установки (МВт)	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		Среднегодовое значение	
		Новая установка	Действующая
1	2	3	4
1	<100	150-200	190-360
2	100-300	80-150	190-220
3	300 (пылеугольный котел, ПК)	10-75	150-175
4	300, (котел кипящего слоя КС)	20-75	-

### 6.2.5. Выбросы пыли в воздух

**НДТ 22. В целях снижения выбросов пыли и связанных частиц металла в воздух от сжигания каменного и/или бурого угля, использовать одну или совокупность техник, представленных ниже:**

Таблица 6.22. Техники снижения выбросов пыли и ртутьсодержащих металлов при сжигании твердого топлива

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	3	4	5
1	Электрофильтр	см. раздел 4.1.1	общеприменимая
2	Электрофильтр с движущимися электродами	см. раздел 4.1.1	
3	Рукавные фильтры	см. раздел 4.1.1	
4	Эмульгаторы	см. раздел 4.1.1	
5	Десульфуризация дымового газа мокрым способом	см. раздел 4.1.2	применимость в НДТ 21 в сочетании с НДТ 68
6	Ввод сорбента в котел		

Таблица 6.23. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли в воздух для сжигания твердого топлива

Тепловая мощность / пустановки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>			
	Среднегодовое значение		Среднесуточное значение	Среднесуточное значение
	Новая установка	Действующая установка	Новая установка	Действующая установка
1 2	3	4	5	6
1 < 100	30-50	65-180	35-60	70-200
2 - 100 - 300	30-50	65-180	35-60	70-200
3 - 300 - 1000	30-50	65-180	35-60	70-200
4 1000	30-60	65-180	35-70	70-200

### 6.3. Заключение НДТ для сжигания жидкого топлива

НДТ, представленные в настоящем разделе, не применяются к топливо сжигающим установкам на морских платформах; они предусмотрены в разделе 6.6.

### 6.3.1. Котлы, работающие на жидком топливе

НДТ, представленные в настоящем разделе, являются общеприменимыми для сжигания жидкого топлива в котлах. Они применяются в дополнение к общим заключениям по НДТ, представленным в разделе 6.1.

#### 6.3.1.1. Энергоэффективность

Уровни энергоэффективности, связанные с наилучшими доступными технологиями (УЭ-НДТ) для сжигания НФО и/или дизельного топлива в котлах представлены в таблице 6.23.

Понятие энергоэффективности представлено в главе 3.

Таблица 6.24. Уровни энергоэффективности установок, сжигающих жидкое топливо

№ п/п	Тип	УЭ НДТ*	
		Электрический КПД, %	
1	2	3	
1	Котел, сжигающий мазут и/или дизельное топливо	новые	существующи
2		не менее 36	30,0-33,0

\* данные ПУЭ НДТ не применяются в отношении установок, работающих < 2 000 ч/год ;

\*\* в отношении установок ТЭС применяется только один из двух УЭ НДТ «Электрический КПД нетто» или «Коэффициент использование тепла топлива», в зависимости от конструкции установки ТЭС (т. е. либо более направленный на выработку электроэнергии, либо на выработку теплоэнергии);

\*\*\* данные уровни не могут быть достигнуты при слишком низкой потенциальной тепловой нагрузке.

#### 6.3.1.2. Выбросы $NO_x$ , $SO_x$ и CO в воздух

**НДТ 23. В целях предотвращения или снижения выбросов  $NO_x$  в воздух, при одновременном ограничении выбросов CO в воздух при сжигания жидкого топлива в котлах, использовать одну или совокупность техник, представленных ниже:**

Таблица 6.25. Техники для снижения выбросов  $NO_x$  при сжигании жидкого топлива в котлах

№ п/п	Техника	Описание	Примечание

1	2	3	4
1	Ступенчатая подача воздуха	см. разделы 4.1.3; 5.2.4	общеприменимый
2	Ступенчатое сжигание топлива		
3	Рециркуляция дымовых газов		
4	Низко эмиссионные горелки		
5	Впрыск воды или пара		
6	СНКВ	см. раздел 6.10.2	нецелесообразно применять на установках, работающих менее 2000 ч/год
7	СКВ		не применим на установках <300 МВт
8	АСУТП	см. раздел 6.10.2	обязательно на новых установках
9	Выбор топлива	см. раздел 4.6.3	применим на стадии проектирования

Таблица 6.26. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для  $NO_x$  при сжигании жидкого топлива в котлах

№ п/п	тепловая мощность установки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		среднегодовое значение	
		новая установка	существующая установка
1	2	3	4
1	<100	75-200	400-450
2	100	45-75	400-450 <sup>1)</sup>

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются для установок, работающие <2000 ч/год и являются ориентировочными;

\*\* нижнее значение - для котлов, выпущенных после 1 января 1991 г., верхнее значение - для котлов, выпущенных до 1 января 1991 г.

Таблица 6.27. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ CO для установок, сжигающие мазут и/или дизельное топливо

№ п/п	Тепловая мощность, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>	среднесуточное значение, мг/Нм <sup>3</sup>
		новая установка	существующая установка <sup>*, **</sup>
		существующая установка <sup>*, **</sup>	существующая установка <sup>*, **</sup>
		новая установка	новая установка

1	2	3	4	5	6
1	<100	10-30	15-40	15-35	20-45
2	100	10-20	15-35	15-25	20-40

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются для установок, работающие <2000 ч/год и являются ориентировочными;

\*\* нижнее значение - для котлов, выпущенных после 1 января 1991 г., верхнее значение - для котлов, выпущенных до 1 января 1991 г.

### 6.3.1.3. Выбросы SO<sub>2</sub> в воздух

**НДТ 24. В целях предотвращения или снижения выбросов SO<sub>2</sub> в воздух при сжигании жидкого топлива в котлах, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.28. Техника или сочетание нескольких методов для снижения выбросов SO<sub>2</sub> при сжигании жидкого топлива в котлах

№ п/п	Техника	Описание	Примечание
1	2	3	4
1	Озонно-аммиачный	см. раздел 4.1.2 и 5.2.4	общеприменимый
2	Абсорбционная очистка с водно-щелочным раствором трилона Б		
3	Сухой метод		
4	Абсорбционно-каталитический		
5	Мокроизвестковый способ (МИС)		
6	Аммиачно-сульфатная технология (АСТ)		
7	Конденсатор дымового газа		
8	МИС с использованием морской воды	см. раздел 4.1.2	не применим на установках, работающие менее 2000 ч/г
9	Выбор топлива	см. раздел 4.6.3	применим на стадии проектирования

Таблица 6.29. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SO<sub>2</sub> при сжигании жидкого топлива в котлах

№ п/п	Суммарная тепловая мощность, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		Среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup> **	
		Новая установка	Действующая
1	2	3	4
1	<300	50-200	600-1200

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются для установок, работающие <2000 ч/год и являются ориентировочными;

\*\* в зависимости от содержания серы в топливе.

#### 6.3.1.4. Выбросы пыли и связанных частиц металла в воздух

**НДТ 25. В целях снижения выбросов пыли и связанных частиц металла в воздух от сжигания мазута и/или дизельного топлива в котлах, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.30. Техники снижения пыли и связанных частиц металла при сжигании жидкого топлива

№ п/п	Техника	Описание	Применимость	
1	2	3	4	
1	Электрофильтр	см. раздел 4.1.1	Общеприменимый	
2	Рукавный фильтр			
3	Мультициклоны	см. раздел 4.1.1 мультициклоны могут использоваться с другими методами пылеулавливания		
4	Система сероочистки сухим или полусухим способом	см. раздел 4.1.2 метод в основном используется для контроля выбросов SO <sub>x</sub>		
5	Сероочистка мокрым способом	см. раздел 4.1.2 метод в основном используется для контроля выбросов SO <sub>x</sub>		см. применимость в НДТ 64
6	Выбор топлива	см. раздел 4.6.3		Применим в рамках, связанных с наличием различных видов топлива

Таблица 6.31. Уровни выбросов пыли НДТ при сжигании жидкого топлива в котлах

теп лов ая мо щн пост / б пуст ано вки, МВ т	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/нм <sup>3</sup>			
	среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>		Среднесуточное значение, мг/Нм <sup>3</sup>	
	новая установка	действующая установка*	новая установка	действующая установка
1 2	3	4	5	6

1 < 300	2-10	2-20	7-18	7-25
2 300	2-5	2-10	7-10	7-15

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются к установкам, работающие <2000 ч/год.

### 6.3.2. Двигатели, работающие на жидком топливе

Для действующих установок, двигателей, сжигающих жидкое топливо методы вторичной очистки, применяются с учетом положений Справочника по НДТ, независимо работают ли они изолированно или в системе.

#### 6.3.2.1. Энергоэффективность

**НДТ 26. В целях повышения энергоэффективности процесса сжигания жидкого топлива использовать поршневые двигатели в комбинированном цикле:**

Таблица 6.32. Техники повышения энергоэффективности поршневых двигателей, работающих на жидком топливе

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Комбинированный цикл	см. разделы 5.2 ; 6.10.2	Общеприменим для установок работающим >2000 ч/год Применим к существующим установкам, связанных к паровому циклу и наличием производственной площади Не применим к существующим установкам, работающие <2000 ч/год

Таблица 6.33. Уровни энергоэффективности НДТ для поршневых двигателей, сжигающих жидкое топливо \*

№ п/п	Тип камеры сгорания	Электрический КПД нетто, %	
		новая камера	Действующая к
1	2	3	
1	Поршневой двигатель, работающий на мазут и/или дизельном топливе по простому циклу	41,5	38,3
2	Поршневой двигатель, работающий на мазут и/или дизельном топливе по комбинированному циклу	>48	>44,5

\* данные уровни НДТ не применяются к установкам, работающие <2000 ч/год.

#### 6.3.2.2. Выбросы NO<sub>x</sub> и СО в воздух от поршневых двигателей

**НДТ 27. В целях предотвращения или снижения выбросов NO<sub>x</sub> в воздух при сжигании жидкого топлива в поршневых двигателях, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.34. Техники снижения  $\text{NO}_x$  в поршневых двигателях, сжигающих жидкое  
ТОПЛИВО

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Принцип горения с малым выбросом оксидов азота в дизельных двигателях	с м . разделы 4.1.3; 5.2	Общеприменимый
2	Система повторного сжигания отработанных газов (EGR)		Не применим к четырехтактным двигателям
3	Впрыск воды/пара		Применим при наличии воды. Применимость может ограничиваться в случаях отсутствия программы модернизации
4	СКВ		Не применим к установкам, работающие <2000 ч/год. Могут быть технические и экономические ограничения. Ограничения из-за отсутствия площадей

**НДТ 28. В целях предотвращения и снижения выбросов СО от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях, НДТ предназначена для применения одной или обеих техник, представленных ниже:**

Таблица 6.35. Техники снижения выбросов СО в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация сжигания	см. разделы 4.1.5; 5.2	Общеприменимый
2	Окислительные катализаторы		не применим к установкам, работающим < 2000 ч/год. Ограничение по содержанию серы

Таблица 6.36. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях

№ п/п	Тепловая мощность установки, МВт	Среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>		Среднесуточное значение, мг/Нм <sup>3</sup>	
		Новая установка	Действующая установка*	Новая установка	Действующая установка
1	2	3	4	5	6
1	50	115-190	585-675	145-250	650-700

\* данные уровни выбросов НДТ не применяются к установкам, работающим <2000 ч/год или к установкам без возможности оснащения средствами вторичной очистки.

Таблица 6.37. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ СО в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях

№ п/п	Тепловая мощность установки, МВт	Среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>		Среднесуточное
		Новая установка	Действующая установка *	Новая установка
1	2	3	4	5
1	50	50-175	180-200	60-200

\* данные уровни выбросов НДТ не применяются к установкам, работающим <2000 ч /год.

### 6.3.2.3. Выбросы SO<sub>x</sub> в воздух от поршневых двигателей

**НДТ 29. В целях предотвращения и снижения выбросов SO<sub>x</sub> от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях, НДТ предназначена для применения одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.38. Техники снижения выбросов SO<sub>x</sub> в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	3
1	Выбор топлива	см. разделы 4.1.2; 5.1.4.3	Применим при наличии различных видов топлива
2	Ввод сорбентов в тракт двигателя		могут быть технические ограничения для действующих установок
3	Десульфуризация мокрым способом		могут быть технические и экономические ограничения для установок <300 МВт

Таблица 6.39. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SO<sub>x</sub> для поршневых двигателей, сжигающих жидкое топливо

№ п/п	Тепловая мощность установки, МВт	Среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>		Среднесуточное значение, мг/Нм <sup>3</sup>	
		Новая установка	Действующая установка *	Новая установка	Действующая установка
1	2	3	4	5	6
1	Все размеры	45-100	220-280	60-110	250-300

\* данные уровни выбросов НДТ не применяются к установкам, работающим <2000 ч /год.

### 6.3.2.4. Выбросы пыли и связанных частиц металла в воздух от поршневых двигателей

**НДТ 30. В целях снижения выбросов пыли и связанных частиц металла в воздух от сжигания жидкого топлива в поршневых двигателях НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.40. Техники снижения пыли и связанных частиц металла для поршневых двигателей, сжигающие жидкое топливо

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Выбор топлива	см. раздел 4.1.1	Применим при наличии различных видов топлива
2	Электрофильтр		Не применим к установкам, работающие <2000 ч/год
3	Рукавный фильтр		

Таблица 6.41. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли и связанных частиц металла для поршневых двигателей, сжигающих жидкое топливо

№ п/п	тепловая мощность установки, МВт	среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>		Среднесуточное значение, мг/Нм <sup>3</sup>	
		новая установка	действующая установка *	новая установка	действующая установка
1	2	3	4	5	6
1	50	5-10	5-35	10-20	10-45

\* данные уровни выбросов НДТ не применяются к установкам, работающим <2000 ч /год.

### 6.3.3. Газовые турбины на жидком топливе

В Казахстане в основном газовые турбины работают на природном или попутном нефтяном газе, дизельное топливо используется в качестве резервного топлива.

#### 6.3.3.1. Энергоэффективность

**НДТ 31. В целях повышения энергоэффективности процесса сжигания дизельного топлива в газовых турбинах использовать их в комбинированном цикле:**

Таблица 6.42. Техника повышения энергоэффективности газовых турбин, работающие на жидком топливе

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Комбинированный цикл	см. разделы 3.4; 5.2; 6.10.2	Общеприменим для установок работающим >2000 ч/год
			Применим к существующим камерам сгорания ГТ, связанных к паровому циклу и наличием производственной площади

Не применим к существующим установкам, работающие <2000 ч/год

Таблица 6.43. Уровни энергоэффективности НДТ для газовых турбин на жидком топливе<sup>1)</sup>

№ п/п	Тип камеры сгорания	Электрический КПД нетто, %	
		новая камера	Действующая
1	2	3	4
1	Газовая турбина открытого цикла, работающая на дизельном топливе	>33	25-33
2	Газовая турбина, работающий на дизельном топливе по комбинированному циклу	>40	33-40

\* данные уровни НДТ не применяются к установкам, работающие <2000 ч/год.

### 6.3.3.2. Выбросы NO<sub>x</sub> и СО в воздух

**НДТ 32. В целях предотвращения или снижения выбросов NO<sub>x</sub> в воздух от сжигания дизельного топлива в камерах сгорания газовых турбин, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.44. Техники снижения выбросов NO<sub>x</sub> в воздух от газовых турбин, сжигающие дизельное топливо

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Впрыск воды/пара	см. разделы 3.3; 4.1.3.13; 5.2; 7.3.11	ограничение при доступности воды
2	Микрофакельное фронтальное устройство		технические ограничения по конструкции КС
3	СКВ		Не применим к установкам, работающие < 2000 ч/год. Могут быть технические и экономические ограничения. Ограничения из-за отсутствия площадей

**НДТ 33. В целях предотвращения и снижения выбросов СО от сжигания дизельного топлива в газовых турбинах, НДТ предназначена для применения одной или обеих техник, представленных ниже:**

Таблица 6.45. Техники снижения выбросов СО для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4

1	Оптимизация сжигания	см. разделы 3.3; 5.2 ; 6.10.2	Общеприменимый
2	Окислительные катализаторы		не применим к установкам, работающим < 2000 ч/год. Ограничение по содержанию серы

Таблица 6.46. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO<sub>x</sub> для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо

№ п/п	тепловая мощность установки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>			
		среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>		Среднесуточное значение, мг/Нм <sup>3</sup>	
		новая установка	действующая установка*	новая установка	действующая установка <sup>2)</sup>
1	2	3	4	5	6
1	50	40-75	70-120	50-100	100-150

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются к установкам, работающим <2000 ч/год или к установкам без возможности оснащения средствами вторичной очистки.

Таблица 6.47. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ СО для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо

№ п/п	тепловая мощность установки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		среднегодовое значение, мг/Нм <sup>3</sup>	
		новая установка	действующая ус
1	2	3	4
1	50	100-175	150-200

\* данные уровни выбросов НДТ не применяются к установкам, работающим <2000 ч /год.

### 6.3.3.3. Выбросы SO<sub>x</sub> в воздух от газовых турбин на жидком топливе

**НДТ 34. В целях предотвращения и снижения выбросов SO<sub>2</sub> и пыли от сжигания дизельного топлива в газовых турбинах, НДТ предназначена для применения техники, представленной ниже:**

Таблица 6.48. Техники снижения выбросов SO<sub>x</sub> для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо

№ п/п	Техника	Описание	Применимость

1	2	3	4
1	Выбор топлива	см. разделы 3.3; 3.8.2; 4.1.2; 4.6.3	Применим при наличии различных видов топлива

Таблица 6.49. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SO<sub>x</sub> и пыли для газовых турбин, сжигающих дизельное топливо

№ п/п	Тепловая мощность установки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		среднегодовое значение*, мг/Нм <sup>3</sup>	
		SO <sub>x</sub>	дейст
1	2	3	4
1	Новые и действующие установки. Все размеры	35-60	150-2

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются к установкам, работающим <2000 ч/год.

## 6.4. Заключение НДТ для сжигания газообразного топлива

### 6.4.1. Заключение по НДТ для сжигания природного газа

Заключения по НДТ, представленные в настоящем разделе, являются общеприменимыми для сжигания природного газа. Они применяются в дополнение к общим заключениям по НДТ, представленным в Разделе 6.1.

#### 6.4.1.1. Энергоэффективность

**НДТ 35. В целях повышение энергоэффективности процесса сжигания природного газа, НДТ предназначена для использования соответствующей совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.50. Техники повышения энергоэффективности процесса сжигания природного газа

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
		Совокупность двух или более термодинамических циклов, например цикл Брайтона (газовая турбина) с циклом Ренкина (паровая турбина/	Общеприменим к новым газовым турбинам и двигателям, за исключением работающих <2000 ч/год. Применим к существующим газовым турбинам и двигателям в рамках, связанным со схемой парового цикла и наличием производственной площади.

1	Комбинированный цикл	котел), в целях преобразования тепловых потерь от дымового газа первого цикла в полезную энергию последующего цикла (циклов).	Не применим к существующим газовым турбинам и двигателям, работающим <2000 ч/год, к газотурбинным установкам для механического привода, работающим в периодическом режиме с расширенными колебаниями нагрузки, частыми запусками и остановками. Не применим к котлам.
---	----------------------	---	--

Уровни энергоэффективности, которые связаны с НДТ для сжигания природного газа представлены в таблице 6.50.

Таблица 6.51. Уровни энергоэффективности НДТ для сжигания природного газа

№ п/п	Тип камеры сгорания	УЭ - НДТ *, **	
		Электрический КПД нетто, %	
		Новая установка	Действующая
1	2	3	4
1	Газопоршневая установка	39,5-44,0	35-40
2	Котел, работающий на газе	39,0-42,5	38-40
3	Газовая турбина с открытым циклом, м 50 МВт	36,0-41,5	31,5-33,0
4	Газовая турбина с комбинированным циклом (ПГУ)		
5	ПГУ 50-600 МВт	53,0-58,5	46,0-54,0
6	ПГУ У 600 МВт	57,0-60,5	50,0-60,0
7	ПГУ ТЭЦ, 50-600 МВт	53,0-58,5	46,0-54,0
8	ПГУ ТЭЦ Ц 600 МВт	57,0-60,5	50,0-60,0

\* данные УЭ-НДТ не применяются в отношении камер, работающих при < 2 000 ч/год;

\*\* в отношении установок ТЭЦ, применяется только один из двух УЭ-НДТ: 'электрический КПД нетто' или 'суммарное использование топлива', в зависимости от конструкции установки ТЭЦ (т.е. либо более направленный на выработку электроэнергии, либо на выработку теплоэнергии);

\*\*\* УЭ-НДТ Суммарное использование топлива не может быть достигнуто при слишком низкой потенциальной тепловой нагрузке;

\*\*\*\* данные УЭ-НДТ не применяются к камерам, вырабатывающим только электроэнергию;

(5) Значения КПД устанавливаются и рассчитываются при полной нагрузке и согласно условиям стандарта ISO.

#### 6.4.1.2. Выбросы NO<sub>x</sub>, CO, не метановых соединений (ЛНОС) и CH<sub>4</sub> в воздух

**НДТ 36. В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания природного газа в котлах, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.52. Техники снижения выбросов окислов азота при сжигании природного газа в котлах

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Ступенчатая подача воздуха и/или ступенчатое сжигание топлива	см. разделы 4.1.3.3; 6.10.2. Ступенчатая подача воздуха зачастую связана с горелками с низким выходом оксидов азота	Общеприменимый
2	Рециркуляция дымовых газов	см. разделы 4.1.3.4; 4.1.3.9; 6.10.2	
3	Горелки с низким выходом оксидов азота (LNB)		
4	Усовершенствованная система управления	см. разделы 6.1.1; 6.10. Данный метод зачастую используется в совокупности с другими методами или может использоваться самостоятельно для топливо сжигающих установок, работающих < 2000 ч/год	Применимость к старым топливо сжигающим установкам может ограничиваться необходимостью модернизации системы сжигания и/или системы управления
5	Снижение температуры топочного воздуха	см. разделы 4.1.3.12; 6.10.2	Применим в рамках, связанных с технологическими потребностями
6	Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)		Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим <2000 ч/год с крайне изменчивыми нагрузками котла. Применимость может ограничиваться в отношении топливо сжигающих установок, работающих в пределах 2000 ч/год - 2 500 ч/год с крайне изменчивыми нагрузками котла.
7	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)		Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим <2000 ч/год. В основном не применим к топливо сжигающим установкам < 100 МВт. Могут присутствовать экономические ограничения для модернизации действующих топливо сжигающих установок, работающих в пределах 1500 ч/год - 2500 ч/год

В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания природного газа в газовых турбинах применяется НДТ, состоящее из одного или совокупности методов, представленных в таблице ниже.

**НДТ 37. В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания природного газа в газовых турбинах, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.53. Техники снижения выбросов окислов азота при сжигании природного газа в газовых турбинах

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Усовершенствованная система управления	см. разделы 6.1.1; 6.10.2. Данный метод зачастую используется в совокупности с другими методами или может использоваться самостоятельно для топливо сжигающих устройств, работающих <2000 ч/год	Применимость к старым топливо сжигающим установкам может ограничиваться необходимостью модернизации системы сжигания и/или системы управления
2	Добавка воды/пара	см. раздел 6.10.2	Применимость может ограничиваться доступностью воды
3	Горелки с сухим подавлением оксидов азота (DLN)		Применимость может ограничиваться в отношении турбин, в которых невозможна модернизация или в которых установлены системы добавки воды/пара
4	Принцип конструкции с пониженной нагрузкой	Модификация оборудования технологического контроля и взаимосвязанного оборудования для обеспечения надлежащей эффективности сжигания при различной потребности энергии, например, путем повышения возможности контроля входящего потока воздуха или разделения процесса сжигания на несвязные этапы сжигания	Применимость может ограничиваться конструкцией газовой турбины
5	Горелки с низким выходом оксидов азота (LNB)	см. разделы 4.1.3.9; 6.10	Общеприменим в целях дожигания для паровых котлов-утилизаторов (КУ) в отношении газовой турбины в парогазовом цикле (ПГУ) топливо сжигающих установок
			Не применим в отношении топливо сжигающих установок, работающих < 2000 ч/год. Не применим к существующим топливо сжигающим установкам <100 МВт.

6	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	см. разделы 4.1.3.13; 6.10	Модернизация действующих топливо сжигающих установок может ограничиваться доступностью достаточной производственной площади. Могут присутствовать технические и экономические ограничения для модернизации действующих топливо сжигающих установок, работающих в пределах 1500 ч/год - 2500 ч/год.
---	---	----------------------------	--

**НДТ 38. В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания природного газа в двигателях, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.54. Техники снижения выбросов окислов азота при сжигании природного газа в двигателях

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Усовершенствованная система управления	см. разделы 5.3.4; 6.1.1. Данный метод зачастую используется в совокупности с другими методами или может использоваться самостоятельно для топливо сжигающих, работающих < 500 ч/год	Применимость к старым топливо-сжигающим установкам может ограничиваться необходимостью модернизации системы сжигания и/или системы управления
2	Принцип системы сгорания обедненной смеси	см. раздел 6.10. В основном используется в совокупности с СКВ	Применяется исключительно к новым двигателям, работающим на газе
3	Принцип улучшенной системы сгорания обедненной смеси		Применяется исключительно к новым двигателям с зажиганием запальной свечой
4	Селективное каталитическое восстановление	см. раздел 4.1.3.13	Модернизация действующих топливо сжигающих установок и может ограничиваться доступностью достаточной производственной площади. Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим <2000 ч/год. Могут присутствовать технические и экономические ограничения для модернизации действующих топливо сжигающих установок, работающих менее 2000 ч/год.

**НДТ 39. В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{CO}$  в воздух от сжигания природного газа, НДТ предназначена для обеспечения оптимального сжигания и/или использования окислительных катализаторов:**

Таблица 6.55. Техники снижения выбросов окиси углерода при сжигании природного газа

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация сжигания	см. раздел 6.10.2. Достижение результатов обеспечивается применением совокупности ряда методов, в том числе использование усовершенствованной системы управления.	Общеприменимый
2	Окислительные катализаторы	см. раздел 6.10.	Применимость может ограничиваться недостаточным наличием площади, требованиями к нагрузке и содержанием серы в топливе

ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания природного газа в газовых турбинах представлены в таблице 6.56.

Таблица 6.56. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания природного газа в газовых турбинах

№ п/п	Тип топлива сжигающей установки	Тепловая мощность топлива сжигающей установки МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НД	
			Среднегодовое значение	Среднесут
1	2	3	4	5
1	Газовые турбины с открытым циклом (ГТУ)			
1.1	Новая ГТУ	50	15-35	25-50
1.2	Действующая ГТУ (за исключением турбин для использования в качестве механического привода)	50	75-105	100-150
2	Газовые турбины с комбинированным циклом (ПГУ)			
2.1	Новая ПГУ	50	10-30	15-40
2.2	Действующая ПГУ	50-600	50-100	75-120
2.3	Действующая ПГУ	>600	35-75	50-100

\* данные ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ также применяются к процессу сжигания природного газа в двухтопливных турбинах.

Среднегодовое значение уровней выбросов  $\text{CO}$  для каждого типа действующих топливо сжигающих установок, работающих  $\times 2000$  ч/год и для каждого типа новых топливо сжигающих установок, должен в основном составлять следующие значения:

новая ГТУ У 50 МВт<sub>т</sub>: <5-40 мг/нМ<sup>3</sup>. Для установок с электрическим КПД нетто выше 39 %, к верхнему пределу диапазона может применяться поправочный множитель, что представляет собой [верхний предел] x КПД нетто/39, где КПД нетто - электрический КПД нетто, определенный согласно базовой нагрузке ISO;

действующая ГТУ У 50 МВт<sub>т</sub> (за исключением турбин для использования в качестве механического привода): < 5-40 мг/нМ<sup>3</sup>. Верхний предел диапазона в основном будет составлять 80 мг/нМ<sup>3</sup> в отношении действующих установок, для которых отсутствует возможность оснащения средствами сухой очистки для снижения содержания NO<sub>x</sub>, или 50 мг/нМ<sup>3</sup> для установок, работающих при низких нагрузках;

новая ПГУ У 50 МВт<sub>т</sub>: < 5-30 мг/нМ<sup>3</sup>. Для установок с электрическим КПД нетто выше 55 % к верхнему пределу диапазона может применяться поправочный множитель, что представляет собой [верхний предел] x КПД нетто/55, где КПД нетто - электрический КПД нетто установки, определенный согласно базовой нагрузке ISO;

действующая ПГУ У 50 МВт<sub>тн</sub>: < 5-30 мг/нМ<sup>3</sup>. Верхний предел диапазона в основном будет составлять 50 мг/нМ<sup>3</sup> для установок, работающих при низких нагрузках.

В отношении газовой турбины, оснащенной горелками DLN, данные ориентировочные уровни относятся к случаям эффективной работы DLN.

ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для NO<sub>x</sub> в воздух от сжигания природного газа в котлах и двигателях представлены в таблице 6.57.

Таблица 6.57. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO<sub>x</sub> в воздух от сжигания природного газа в котлах и двигателях

№ п/п	Тип топлива сжигающей установки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/нМ <sup>3</sup>	
		Среднегодовое значение*	
		Новая установка	Действующая
1	2	3	4
1	Котел	10-60	85-175
2	Двигатель****	20-75	85-155

\* оптимизация существующего метода снижения выбросов NO<sub>x</sub> может привести к достижению верхнего предела уровней выбросов CO ориентировочного диапазона выбросов CO, представленного после данной таблицы;

\*\* данные ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются к установкам, работающим <2 000 ч/год и являются ориентировочными;

\*\*\* для установок, работающих < 500 ч/год, данные уровни являются ориентировочными;

\*\*\*\* данные ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ применяются исключительно к искровым и двухтопливным двигателям. Не применяются газовой-дизельным двигателя.

Среднегодовое значение уровней выбросов СО в основном будет составлять:

<40 мг/Нм<sup>3</sup> для действующих котлов, работающих х 2 000 ч/год;

<15 мг/Нм<sup>3</sup> для новых котлов;

100 мг/Нм<sup>3</sup> для действующих двигателей, работающих х 2 000 ч/год и для новых двигателей.

**НДТ 40. В целях снижения выбросов летучих не метановых органических соединений (ЛНОС) и метана (СН<sub>4</sub>) в воздух от сжигания природного газа в газовых двигателях с искровым зажиганием, работающих на обедненных смесях, НДТ предназначена для обеспечения оптимизированного сжигания и/или использования окислительных катализаторов**

Таблица 6.58. Техники снижения выбросов ЛНОС и метана СН<sub>4</sub> для сжигания природного газа в газовых двигателях с искровым зажиганием, работающих на обедненных смесях

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация сжигания	см. раздел 6.10. Достижение результатов обеспечивается применением совокупности ряда методов, в том числе использование усовершенствованной системы управления	Общеприменимый
2	Окислительные катализаторы	см. разделе 6.10. Окислительные катализаторы не эффективны в плане снижения выбросов насыщенных углеводородов, содержащих менее четырех атомов углерода	Применимость может ограничиваться недостаточным наличием площади, требованиями к нагрузке и содержанием серы в топливе

### **6.5. Заключение по НДТ для сжигания технологических газов металлургического производства и химической отрасли**

НДТ, представленные в настоящем разделе, являются общеприменимыми для сжигания технологических газов при производстве чугуна и стали (доменный газ, коксовый газ, конвертерный газ), по отдельности, в совокупности или одновременно с другими газообразными и/или жидкими видами топлива. Они применяются в дополнение к общим заключениям по НДТ, представленным в Разделе 6.1.

### 6.5.1. Энергоэффективность

**НДТ 41. В целях повышения энергоэффективности процесса сжигания технологических газов металлургического и химического производства, НДТ предназначена для использования техник, представленных в НДТ 12 и системы управления технологическим газом.**

Таблица 6.59. Уровни энергоэффективности НДТ для сжигания технологического газа металлургического и химического производства в котлах

№ п/п	Тип камеры сгорания	УЭ НДТ *, **	
		Электрический КПД нетто, %	Коэффициент
1	2	3	4
1	Существующий котел, работающий на различных видах топлива	30-40	45,0-80,0
2	Новый котел, работающий на различных видах топлива ****	36-42,5	50-84

\* данные УЭ-НДТ не применяются в отношении камер, работающих при < 2000 ч/год;

\*\* в отношении установок ТЭЦ применяется только один из двух УЭ-НДТ 'Электрический КПД нетто' или 'Суммарное использование топлива', в зависимости от конструкции установки ТЭЦ (т.е. либо более направленный на выработку электроэнергии, либо на выработку теплоэнергии);

\*\*\* данные УЭ-НДТ не применяются к установкам, вырабатывающим только электроэнергию;

\*\*\*\* широкий диапазон показателей энергоэффективности на установках ТЭЦ в большой степени зависит от местного спроса на электричество и теплоэнергию.

Таблица 6.60. Уровни энергоэффективности НДТ для сжигания технологического газа металлургического и химического производства в ПГУ

№ п/п	Тип камеры сгорания	УЭ НДТ *, **	
		Электрический КПД нетто, %	Действующая к
1	2	3	4
1	ТЭЦ-ПГУ	>47	40-48
2	ПГУ	>47	40-48

\* данные УЭ-НДТ не применяются в отношении камер, работающих при < 2 000 ч/год;

\*\* в отношении установок СНР, применяется только один из двух УЭ-НДТ 'Электрический КПД нетто' или 'Суммарное использование топлива', в зависимости от

конструкции установки ТЭЦ (т. е. либо более направленный на выработку электроэнергии, либо на выработку теплоэнергии);

\*\*\* данные УЭ-НДТ не применяются к установкам, вырабатывающим только электроэнергию.

### 6.5.2. Выбросы NO<sub>x</sub> и CO в воздух

**НДТ 42. В целях предотвращения или снижения выбросов NO<sub>x</sub> в воздух от сжигания в котлах технологических газов металлургического и химического производства, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник**

№ п/п	Компонент	Формула	Коксовый газ, %	Доменный газ, %
1	2	3	4	5
1	Метан	CH <sub>4</sub>	25,5	0,3
2	Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3	-
3	Азот	N <sub>2</sub>	2,4	55
4	Кислород	O <sub>2</sub>	0,5	0,2
5	окись углерода	CO	6,5	27
6	Водород	H <sub>2</sub>	59,8	5
7	Этан	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2,3	-
8	теплота сгорания	ккал/м <sup>3</sup>	3850-4050	780-903

НДТ предназначена для использования одного или совокупности техник, представленных в таблице ниже:

Таблица 6.61. Техники снижения выбросов NO<sub>x</sub> в воздух от сжигания в котлах технологических газов металлургического и химического производства

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Горелки с низким выходом оксидов азота (LNB)	см. раздел 4.1.3.4. Специально сконструированные горелки с низким выходом оксидов азота в несколько ярусов по типу топлива или горелки со специальными характеристиками для сжигания различных видов топлива (например, многофункциональные сопла для сгорания различных видов топлива, или включающие предварительное смешивание топлива)	Общеприменимый
2	Ступенчатая подача воздуха	см. разделы 4.1.3.5; 4.1.3.6	
3	Ступенчатое сжигание топлива		

4	Рециркуляция дымовых газов	см. раздел 4.1.3.9	
5	Система управления технологическим газом		Общеприменим в рамках, связанных с наличием различных видов топлива
6	СНКВ	см. раздел 4.1.3.12	Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим < 2000 ч/год
7	СКВ	см. раздел 4.1.3.13	Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим < 2000 ч/год. Не применим к топливо сжигающим установкам < 100 МВт <sub>th</sub> .

**НДТ 43. В целях предотвращения или снижения выбросов NO<sub>x</sub> в воздух от сжигания технологических газов металлургической промышленности и химической отрасли в ПГУ, НДТ предназначена для использования одного или совокупности методов, представленных ниже:**

Таблица 6.62. Техники снижения выбросов NO<sub>x</sub> при сжигании в ПГУ технологических газов металлургического и химического производства

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Система управления технологическим газом	см. раздел 5.3	Общеприменим в рамках, связанных с наличием различных видов топлива
2	Усовершенствованная система управления	см. разделы 4.5; 5.3; 6.1.1 Данный метод используется в совокупности с другими методами	Применимость к старым топливо сжигающим установкам может ограничиваться необходимостью модернизации системы сжигания и/или системы управления
3	Добавка воды/пара	см. разделы 7; 6.10.2. В двухтопливных газовых турбинах, использующих DLN для сжигания технологических газов при производстве чугуна и стали, добавка воды/пара обычно используется при сжигании природного газа	Применимость может ограничиваться доступностью воды
4	Горелки с сухим подавлением оксидов азота (DLN)	см. разделе 5.3. DLN для сжигания технологических газов при производстве чугуна	Применим в рамках, связанных с реакционной способностью технологических газов при производстве чугуна и стали, таких как коксовый газ. Применимость может ограничиваться в отношении турбин, в которых невозможна

		и стали отличаются от горелок, предназначенных только для сжигания природного газа	модернизация или в которых установлены системы добавки воды/пара
5	Горелки с низким выходом оксидов азота (LNB)	см. разделы 4.1.3.9; 4.1.3.13	Применим исключительно в целях дожига для паровых котлов-утилизаторов в отношении газовой турбины в парогазовом цикле топливо сжигающих установок
6	Селективное каталитическое восстановление (SCR)		Модернизация действующих топливо сжигающих установок может ограничиваться доступностью достаточной производственной площади

**НДТ 44. В целях предотвращения или снижения выбросов СО в воздух от сжигания технологических газов при производстве чугуна и стали, НДТ предназначена для использования одного или совокупности методов, представленных ниже:**

Таблица 6.63. Техники снижения выбросов СО в воздух от сжигания в котлах технологических газов металлургического и химического производства

№ п/п	Метод	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация сжигания	см. раздел 5.3	Общеприменимый
2	Окислительные катализаторы		Применим исключительно к ПГУ. Применимость может ограничиваться недостаточным наличием площади, требованиями к нагрузке и содержанием серы в топливе

Таблица 6.64. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO<sub>x</sub> в воздух для сжигания 100 % технологических газов металлургического производства

№ п/п	Тип топливо сжигающей установки, МВт	кон	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/нм <sup>3</sup> *)	
			Среднегодовое значение *	
			Новая установка	Действующая
1	1	2	3	4
1	Котел, работающий на различных видах топлива	3	15-65	300-350
2	ПГУ	15	20-35	50-150

\* ПУ НДТ не применяются в отношении камер, работающих при <2 000 ч/год.

Таблица 6.65 - ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO<sub>x</sub> для сжигания 100 % технологических газов химической промышленности

ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/нм <sup>3</sup> *	

№ п/п	Топливо, используемое в сжигающей установке	Среднегодовое значение	
		Новая установка	Действующая
1	1	2	3
1	Смесь газов и жидкого топлива	30-85	80-290
2	Только газы	20-80	70-100

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются в отношении камер, работающих <2 000 ч/год

Среднегодовое значение уровней выбросов СО для действующих установок, работающих х 2000 ч/год или для новых установок, в основном будет составлять < 5-30 мг/нм<sup>3</sup>.

### 6.5.3 Выбросы SO<sub>x</sub> в воздух

**НДТ 45. В целях предотвращения или снижения выбросов SO<sub>x</sub> в воздух от сжигания технологических газов металлургического и химического производства, НДТ предназначена для использования совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.66. Техники снижения выбросов SO<sub>x</sub> в воздух от сжигания в котлах технологических газов металлургического и химического производства

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Выбор топлива	При наличии возможности	Применим в рамках, связанных с наличием различных видов топлива и/или альтернативным использованием технологического топлива
2	Ввод сорбента в котел	см. раздел 4.1.2	При наличии производственной площади и безопасности химической установки
3	Ввод сорбентов в тракт котла	см. раздел 4.1.2.4	
4	Сухой распылительный абсорбер	см. раздел 4.1.2.10	
5	Мокрая очистка	см. раздел 4.1.2.6; 4.1.2.7	
6	Десульфуризация дымового газа мокрым способом	см. раздел 4.1.2.11	Технические и экономические ограничения для КА <300 МВт
7	Система ДС с использованием морской воды	см. раздел 4.1.2.6	

Таблица 6.67. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SO<sub>x</sub> в воздух от сжигания 100 % технологических газов металлургического производства

№ п/п	Тип установки	Контрольный уровень O <sub>2</sub> (%)	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
			Среднегодовое значение *	Среднесуточное
1	2	3	4	5
1	Новый или действующий котел	3	25-150	50-200 ***
2	Новая или действующая ПГУ	15	10-45	20-70

\* данные ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются к установкам, работающим <1 500 ч/год;

\*\* для установок, работающих <500 ч/год, данные уровни являются ориентировочными;

\*\*\* верхний предел диапазона ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ может быть превышен при использовании высокой доли СОГ (например, >50 %). В данном случае верхний предел диапазона ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ составляет 300 мг/Нм<sup>3</sup>.

Таблица 6.68. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ SOx в воздух от сжигания 100 % технологических газов химической промышленности

№ п/п	Тип топливо сжигающей установки	УВ - НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		Среднегодовое значение *	Среднесуточное значение **
1	2	3	4
1	Новые и действующие котлы	10-110	90-200

\* данные УВ- НДТ не применяются к действующим установкам, работающим < 2000ч/год,

\*\* для действующих установок, работающих <500 ч/год, данные уровни являются ориентировочными.

#### 6.5.4. Выбросы пыли в воздух

**НДТ 46. В целях снижения выбросов пыли в воздух от сжигания технологических газов металлургического и химического производства НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.69. Техники снижения выбросов пыли в воздух от сжигания технологических газов металлургического и химического производства

--	--	--	--

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Электрофильтр	см. раздел 4.1.1.1; 4.1.1.3	Общеприменим
2	Рукавный фильтр		
3	Выбор топлива		
4	Система ДС сухим или полусухим способом	см. раздел 4.1.2.6; 4.1.2.7	Применимость по НДТ 45
5	Десульфуризация мокрым способом		

Таблица 6.70. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли в воздух при сжигании в котлах технологических газов металлургического и химического производства

№ п/п	Тепловая мощность / установка, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/нм <sup>3</sup>			
		Среднегодовое значение		Среднесуточное значение	
		Новая установка	Действующая установка*	Новая установка	Действующая установка
1	2	3	4	5	6
1	<300	2-5	2-15	2-10	2-22
2	300	2-5	2-10	2-10	2-11

\* ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ не применяются в отношении камер, работающих при <2 000 ч/год.

### 6.6. Заключение по НДТ для топливосжигающих установок на морских платформах

Заключения по НДТ, представленные в настоящем разделе, являются общеприменимыми для сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах. Они применяются в дополнение к общим заключениям по НДТ, представленным в Разделе 6.1.

**НДТ 47. В целях улучшения общих экологических показателей процесса сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.71. Техники улучшения общих экологических показателей процесса сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах

--	--	--	--

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация технологического процесса	Оптимизация технологического процесса в целях минимизации расхода механической энергии	Общеприменимый
2	Контроль потерь давления	Оптимизация и техническое обслуживание систем впуска и выхлопа для обеспечения максимально низких потерь давления	
3	Контроль нагрузки	Эксплуатация группы генераторов или компрессоров в точках загрузки, которые снижают выбросы до минимума	
4	Минимизация вращающегося резерва	При работе с вращающимся резервом в целях технической надежности количество дополнительных турбин сокращается до минимума, за исключением особых обстоятельств	
5	Выбор топлива	Снабжение топочным газом из точки в верхней части нефтегазового процесса, который имеет минимальный диапазон параметров горения топочного газа, например теплотворную способность, и минимальную концентрацию серных соединений для снижения образования SO <sub>2</sub> . Для жидкого дистиллятного топлива, предпочтение отдается видам топлива с низким содержанием серы.	
6	Регулировка впрыска	Оптимизация регулировки впрыска в двигателях	
7	Регенерация тепла	Использование тепло выхлопа газовой турбины/двигателя в целях теплоснабжения платформы	Общеприменим к новым топливо сжигающим установкам. В отношении действующих топливо сжигающих установок применимость может ограничиваться уровнем тепловой нагрузки и расположением топливо сжигающей установки (площадь)
8	Объединение энергосистем разных газовых/нефтяных месторождений	Использование центрального источника энергоснабжения для питания ряда сопричастных платформ, расположенных на различных газовых/нефтяных месторождениях	Применимость может ограничиваться в зависимости от месторасположения различных газовых/нефтяных месторождений и от организации различных сопричастных платформ, включая приведение в соответствие с временными графиками в части планирования, запуска и остановки производства.

**НДТ 48. В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.72. Техники предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух от сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Усовершенствованная система управления	См. раздел 4.5 ; 4.1.3.9; 6.1.1	Применимость к старым топливо сжигающим установкам может ограничиваться необходимостью модернизации системы сжигания и/или системы управления
2	Горелки с сухим подавлением оксидов азота (DLN)		Применим к новым газовым турбинам (стандартное оборудование) в рамках, связанных с изменением качества топлива. Применимость может ограничиваться для действующих газовых турбин: наличием комплекта для модернизации (для работы при низкой нагрузке), сложностью организации платформы и наличием производственной площади
3	Принцип системы сгорания обедненной смеси		Применяется исключительно к новым двигателям, работающим на газе
4	Горелки с низким выходом оксидов азота (LNB)		Применяется исключительно к котлам

**НДТ 49. В целях предотвращения или снижения выбросов  $\text{CO}$  в воздух от сжигания газообразного и/или жидкого топлива в газовых турбинах на морских платформах, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.73. Техники предотвращения или снижения выбросов  $\text{CO}$  в воздух от сжигания газообразного и/или жидкого топлива на морских платформах

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация сжигания	См. описание в Разделе 5.3	Общеприменимый
2	Окислительные катализаторы		Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим < 500 ч /год. Модернизация действующих топливо сжигающих установок может ограничиваться доступностью достаточной производственной площади и ограничениями по массе

Таблица 6.74. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO<sub>x</sub> в воздух от сжигания газообразного топлива в газовых турбинах с открытым циклом на морских платформах

№ п/п	Тип топливо сжигающей установки	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/нМ <sup>3</sup> *
		Среднее значение в период отбора проб
1	2	3
1	Новая газовая турбина для сжигания газообразного топлива **	15-50 ***
2	Действующая газовая турбина для сжигания газообразного топлива **	<50-350 ****

\* данные ПТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ основаны на > 70 % текущей базовой нагрузки;

\*\* включает одно топливные и двухтопливные газовые турбины;

\*\*\* верхний предел диапазона ПТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ составляет 250 мг/нМ<sup>3</sup>, в случае если горелки DLN не применимы.

\*\*\*\* нижний предел диапазона ПТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ может быть достигнут при использовании горелок DLN.

Среднее значение уровней выбросов СО в течение периода отбора проб в основном будет составлять:

< 100 мг/нМ<sup>3</sup> для действующих газовых турбин для сжигания газообразного топлива на морских платформах, работающих х 2000 ч/год;

< 75 мг/нМ<sup>3</sup> для новых газовых турбин для сжигания газообразного топлива на морских платформах.

### 6.7. Заключение НДТ для многотопливного сжигания

На установках, сжигающих несколько видов топлива: уголь, лигнит, биомассу и/или торф, применяются методы, представленные в Главе 4, и описываются как методы, которые следует учитывать при определении наилучшей разработанной техники для сжигания угля и/или лигнита, биомассы и/или торфа в разделе 5.1. Характеристики хорошо зарекомендовавших себя для установок, сжигающих одновременно несколько видов твердого топлива приведены в разделе 5.4 и относятся к диапазонам, наблюдаемым для хорошо зарекомендовавших себя установок, сжигающих уголь и/или лигнит, и для хорошо зарекомендовавших себя установок, сжигающих биомассу и/или торф. Дальнейшие выводы не выходят за рамки тех, которые касаются раздела 5.1 и раздела 5.3.

## 6.8. Заключение НДТ для сжигания отходов

Если не указано иное, заключения по НДТ, представленные в настоящем разделе, являются общеприменимыми для совместного сжигания отходов в топливо сжигающих установках. Они применяются в дополнение к общим заключениям по НДТ, представленным в Главе 4.

При совместном сжигании отходов ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ в данном разделе применяются к общему объему образующегося дымового газа.

В дополнение, при совместном сжигании отходов с видами топлива, предусмотренными в Разделе 6.11, ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, изложенные в Разделе 6.11 также применяются к общему объему образующегося дымового газа, и объему дымового газа, получаемого в результате сжигания видов топлива, предусмотренных в настоящем разделе с помощью формулы правила смешения, в которой на основании НДТ 61 должны быть определены ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для объема дымового газа, получаемого в результате сжигания отходов.

Формула (правило смешивания): уровень выбросов для соответствующего загрязняющего вещества в отработанных газах, образующихся вследствие совместного сжигания отходов, исчисляется следующим образом:

$$C = \frac{V_{\text{отх}} C_{\text{отх}} + V_{\text{проц}} C_{\text{проц}}}{V_{\text{отх}} + V_{\text{проц}}}$$

где:  $V_{\text{отх}}$ ,  $V_{\text{проц}}$  - объемы отработанных газов соответственно в следствии сжигании отходов и производственных процессов, м<sup>3</sup>/ч;

$C_{\text{отх}}$ ,  $C_{\text{проц}}$  - значения уровней выбросов, соответственно установленные для определенных отходов и определенных видов производственной деятельности, мг/нм<sup>3</sup>.

Все уровни выбросов в воздух исчисляются при температуре 273,15 К, давлении 101,3 кПа после корректировок содержания водяного пара в отработанных газах.

### 6.8.1. Общие экологические показатели

В целях улучшения общих экологических показателей процесса совместного сжигания отходов в топливо сжигающих установках, в целях обеспечения стабильных условий горения, и снижения выбросов в воздух, применяется НДТ 6.7 и/или другие методы, указанные ниже.

**НДТ 50. В целях улучшения общих экологических показателей процесса совместного сжигания отходов в топливо сжигающих установках и обеспечения стабильных условий горения, и снижения выбросов в воздух.**

НДТ предназначена для использования техники НДТ 60 (а) ниже и совокупности техник, представленных в НДТ 6 и/или других техник, указанных ниже:

**Таблица 6.75. Техники улучшения общих экологических показателей при совместном сжигании отходов в топливо сжигающих установках**

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	Предварительная приемка отходов	<p>Внедрение процедуры приема любых отходов в топливо сжигающей установке согласно соответствующему справочнику НДТ по переработке отходов. Критерии приемлемости установлены для критических параметров, таких как теплота сгорания и содержание воды, золы, хлора и фтора, серы, азота, РСВ, металлов (летучих веществ (например, Hg, Tl, Pb, Co, Se) и не летучих веществ (например, V, Cu, CD, Cr, Ni)), фосфор и щелочь (при использовании побочных продуктов животного происхождения).</p> <p>Применение системы обеспечения качества для каждой нагрузки загрязняющих веществ для обеспечения соответствия характеристик отходов для совместного сжигания, и контроля значений определенных критических параметров (например, для неопасного топлива из твердых бытовых отходов)</p>	Общеприменимый
2	Сортировка/ограничение отходов	<p>Тщательная сортировка типов и массового потока отходов, наряду с ограничением доли наиболее загрязненных отходов, которые могут быть отправлены на совместное сжигание. Ограничение доли золы, серы, фтора, ртути и/или хлора в отходах, поступающих в топливо сжигающую установку.</p> <p>Ограничение количества отходов для совместного сжигания.</p>	Применим в рамках, связанных с политикой управления отходами страны-члена
3	Смешивание отходов с основным топливом	<p>Эффективное смешивание отходов и основного топлива, поскольку неоднородный или недостаточно смешанный поток топлива или неравномерное распределение могут оказать влияние на процесс воспламенения и сгорания в котле и следовательно, необходимо принять меры по предотвращению.</p>	Смешивание возможно только в случае, если свойства основного топлива и отходов для измельчения аналогичны или если количество отходов намного меньше по сравнению с основным топливом
			Применимость может ограничиваться недостаточным

4	Сушка отходов	Предварительная сушка отходов до их ввода в камеру сгорания, в целях обеспечения высокой эффективности котла	регенерируемым теплом от технологического процесса, необходимыми условиями сгорания, или содержанием влаги в отходах
5	Предварительная обработка отходов	См. методы по переработке отходов и сжиганию отходов, включая измельчение, пиролиз и газификацию	См. применимость в СНДТ по переработке отходов и СНДТ по сжиганию отходов

**НДТ 51. В целях предотвращения увеличения выбросов от совместного сжигания отходов в топливо сжигающих установках. НДТ предназначена для принятия соответствующих мер, направленных на то, чтобы выбросы загрязняющих веществ в части дымовых газов от совместного сжигания отходов не превышали выбросы установленные значениями НДТ для сжигания отходов.**

**НДТ 52. В целях снижения до минимума воздействия на рециркуляцию остатков совместного сжигания отходов в топливо сжигающих установках. НДТ предназначена для обеспечения надлежащего качества гипса, золы и шлака, а также других остатков.**

В случае повторного использования остатков сжигания, необходимо выполнять требования, установленными для их использования, когда установка не предусматривает совместное сжигание отходов, путем использования одной или совокупности техник, представленных в НДТ 60 и/или путем ограничения совместного сжигания для отработанной фракции с концентрацией загрязняющих веществ аналогичной отработанной фракции в других видах сжигаемого топлива.

### 6.8.2. Энергоэффективность

**НДТ 53. В целях повышения энергоэффективности процесса совместного сжигания отходов, НДТ предназначена для использования соответствующей совокупности техник, представленных в НДТ 12 и НДТ 19, в зависимости от используемого типа основного топлива и конфигурации установки.**

Таблица 6.76. Уровни энергоэффективности НДТ для совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем

№ п/п	Тепловая мощность, МВт	УЭ НДТ*	
		Электрический КПД нетто, %	Действующ
1	2	3	4
1	<300	31-35,5	28-35

\* данные УЭ НДТ не применяются для установок, работающих менее 2000 ч/год.

### 6.8.3. Выбросы $\text{NO}_x$ и CO в воздух

**НДТ 54. Предотвращения или снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в воздух, при одновременном ограничении выбросов CO и  $\text{N}_2\text{O}$  в воздух, от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.77. Техники снижения выбросов окислов азота в воздух при временном ограничении выбросов CO и  $\text{N}_2\text{O}$  в воздух от сжигания каменного и/или бурого угля

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация сжигания	см. раздел 4.1.3.1	общеприменимый
2	Совокупность других первичных методов для снижения выбросов $\text{NO}_x$ (например, ступенчатая подача воздуха, ступенчатое сжигание топлива, рециркуляция дымовых газов, горелки с низким выходом оксидов азота (LNB))	см. раздел 4.1.3 по каждому отдельному методу. Конструкция котла может влиять на выбор и результативность соответствующего (совокупность) первичного техник	
3	Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)	см. раздел 4.1.3.12	Применимость может ограничиваться в отношении котлов с высокой площадью сечения, препятствующей однородному смешиванию $\text{NH}_3$ и $\text{NO}_x$ . Применимость может ограничиваться в отношении топливо сжигающих установок, работающих < 1500 ч/год
4	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	см. раздел 4.1.3.13	Не применим к топливо сжигающим установкам < 300 МВт, работающим < 500 ч/год. В основном не применим к топливо сжигающим установкам < 100 МВт. Могут присутствовать технические и экономические ограничения для модернизации действующих топливо сжигающих установок, работающих в пределах 500-2000 ч/год и для действующих топливо сжигающих установок к 300 МВт, работающих <2000 ч/год

### 6.8.4. Выбросы $\text{SO}_x$ в воздух

**НДТ 55. В целях предотвращения или снижения выбросов  $SO_x$ , в воздух от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.78. Техники снижения выбросов  $SO_x$  в воздух при совместном сжигании отходов с каменным и/или бурым углем

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Ввод сорбента в котел	см. раздел 4.1.2	общеприменимый
2	Ввод сорбентов в тракт котла		
3	Сухой распылительный абсорбер		
4	Скруббер сухой очистки с циркулирующим кипящим слоем (CFB)		
5	Мокрая очистка		
6	Десульфуризация дымового газа мокрым способом (система FGD мокрым способом)	см. раздел 4.1.2	Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим <2000 ч/год. Могут присутствовать технические и экономические ограничения для применения метода к топливо сжигающим установкам <300 МВт, и для модернизации действующих топливо сжигающих установок, работающих между 500 ч/год и 2000 ч/год
7	Система FGD с использованием морской воды		
8	Комбинированные методы для снижения $NO_x$ и $SO_x$		
9	Замена или удаление газо-газового нагревателя, расположенного на выходе системы FGD мокрым способом	Замена газо-газового нагревателя на выходе системы FGD мокрым способом много-трубным теплообменником, или удаление и сброс дымового газа через градирню или трубу для влажного газа	Применим только в случае необходимости замены или изменения теплообменника в топливо сжигающей установке, оснащенной системой FGD мокрым способом и газо-газовым нагревателем, расположенным на выходе системы
10	Выбор топлива	Раздел 4.1.2.2. Использование топлива с низким	Применимость может быть лимитирована в виду проектных ограничений в отношении установок для сжигания

	содержанием серы (например, до 0.1 % масс., в сухом весе), хлора или фтора	специфичных природных видов горючего.
--	--	---------------------------------------

### 6.8.5. Выбросы пыли и связанных частиц металла в воздух

**НДТ 56. В целях снижения выбросов пыли и связанных частиц металла в воздух от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.79. Техники снижения выбросов пыли от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем

№ п/п	Техники	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Электрофильтр (ESP)	см. разделы 4.1.1 ; 4.1.2	Общеприменимый
2	Рукавный фильтр		
3	Ввод сорбента в котел		
4	Система FGD сухим или полусухим способом		
5	Десульфуризация дымового газа мокрым способом (система FGD)		

Таблица 6.80. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для частиц металла в воздух от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем

№ п/п	Общая расчетная тепловая мощность топливо сжигающей установки, МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	
		Sb+As+Pb+Cr+Co+ Cu+Mn+Ni+V (мг/Нм <sup>3</sup> )	Cd+Tl (мкг/Нм <sup>3</sup> )
1	2	3	4
1	<300	0,005-0,5	5-12
2	300	0,005-0,2	5-6

### 6.8.6. Выбросы ртути в воздух

**НДТ 57. В целях снижения выбросов ртути в воздух от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.81. Техники снижения выбросов ртути в воздух от совместного сжигания отходов с каменным и/или бурым углем

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
-------	---------	----------	--------------

1	2	3	4
1	Сопутствующие выгоды от первичных методов, используемых для снижения выбросов других загрязнителей		
1.1	Электрофильтр (ESP)	См. описание в Разделе 4. Высокий КПД удаления ртути достигается при температуре дымового газа ниже 130 °С. Техника в основном используется для пылеулавливания	Общеприменимый
1.2	Рукавный фильтр	Техника в основном используется для пылеулавливания	
1.3	Система FGD сухим или полусухим способом	См. описание в Разделе 4.	
1.4	Десульфуризация дымового газа мокрым способом (система ДДГ мокрым способом)	В основном методы используются для контроля за содержанием SO <sub>x</sub>	Не применим к топливо сжигающим установкам, работающим <2000 ч/год.
1.5	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	Используется только в совокупности с другими методами для усиления или снижения окисления ртути до улавливания в последующей системе FGD или пылеулавливания. Метод в основном используется для контроля NO <sub>x</sub>	Не применим к топливо сжигающим установкам < 300 МВт, работающим < 500 ч/год. В основном не применим к топливо сжигающим установкам < 100 МВт. Могут присутствовать технические и экономические ограничения для модернизации действующих топливо сжигающих установок, работающих в пределах 500-2000 ч/год и для действующих топливо сжигающих установок 300 МВт, работающих < 2000 ч/год
2	Специальные методы снижения выбросов ртути		
2.1	Ввод сорбента на основе углерода (например, активированный углерод или галогенированный активированный углерод) в дымовой газ	См. раздел 1.5.2.4. Общеприменим в совокупности с ESP/рукавным фильтром. Использование данного метода может потребовать дополнительных этапов очистки для дальнейшего отделения ртутьсодержащей углеродной фракции до последующего повторного использования зольной пыли	общеприменимый
	Использование		Общеприменимый в

2.2	галоидированных присадок в топливе или введенных в печь		случае низкого содержания галоида в топливе
2.3	Предварительная очистка топлива	Промывание топлива, комбинирование и смешивание в целях ограничения/снижения содержания ртути или улучшения улавливания ртути оборудования для борьбы с загрязнением	Требуется предварительное изучение для определения характеристики топлива и расчета КПД техники
2.4	Выбор топлива	См. Раздел 4.6.3	Применим при наличии других видов топлива

## 6.9. Заключение НДТ для газификации

Заключения по НДТ, представленные в настоящем разделе, являются общеприменимыми для всех установок газификации, напрямую связанных с топливо сжигающими установками, и для установок внутри цикловой газификации (ВЦГ). Они применяются в дополнение к общим заключениям по НДТ, представленным в разделе 6.1.

### 6.9.1. Энергоэффективность

НДТ 58. В целях повышения энергоэффективности установок газификации и ВЦГ, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник представлены в таблице ниже:

Таблица 6.82. Техники повышения энергоэффективности установок газификации и ВЦГ

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Регенерация тепла от процесса газификации	В связи с необходимостью охлаждения синтетического газа для дальнейшей очистки, может быть произведена рекуперация использованной энергии для производства дополнительного пара, который будет добавлен в паротурбинный цикл, что обеспечит генерацию дополнительной электроэнергии	Применим к установкам КЦГ и газификации, напрямую связанным с котлами, в которых предусмотрена предварительная очистка синтетического газа, требующая охлаждения синтетического газа
2	Интеграция процессов газификации и сжигания	Конструкция установки может быть разработана с учетом полной интеграции вентиляционно-приточного агрегата (ВПА) и газовой турбины с подачей (извлечением) всего воздуха, поступающего в ВПА, из компрессора газовой турбины	Применимость ограничивается установками ПГУ ВЦГ в части эксплуатационной гибкости комбинированной установки для быстрой подачи электроэнергии в сеть при отсутствии электростанции на возобновляемом источнике энергии
3	Система подачи сухого сырья	Использование системы подачи сухого сырья в газогенератор для улучшения энергоэффективности процесса газификации	Применим исключительно к новым установкам

4	Высокотемпературная газификация под высоким давлением	Использование технологии газификации с рабочими параметрами высокого давления и температуры в целях максимального повышения эффективности преобразования энергии	Применим исключительно к новым установкам
5	Модернизация конструкции	Модернизация конструкции, такая как: - модификация огнеупора и/или системы охлаждения газогенератора; - установка расширителя для регенерации энергии от падения давления синтетического газа до процесса горения	Общеприменим к установкам ПГУ ВЦГ

Таблица 6.83. Уровни энергоэффективности НДТ для установок газификации и ПГУ ВЦГ

№ п/п	Тип конфигурации установки	УЭ НДТ, %	
		Электрический КПД нетто установки ПГУ ВЦГ	
1	2	Новая камера	Действующая
1	Установка газификации, напрямую связанная с котлом без предварительной очистки синтетического газа	УЭ отсутствует	
2	Установка газификации, напрямую связанная с котлом с предварительной очисткой синтетического газа	ПУ отсутствует	
3	ПГУ	УЭ НДТ отсутствует	34-46

### 6.9.2. Выбросы $NO_x$ и CO в воздух

**НДТ 59. В целях предотвращения и/или снижения выбросов  $NO_x$  в воздух при одновременном ограничении выбросов CO в воздух от установок ВЦГ, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.84. Техники предотвращения/или снижения выбросов  $NO_x$  в воздух при одновременном ограничении выбросов CO в воздух от установок ВЦГ

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Оптимизация сжигания	См. раздел 6.10.2	Общеприменимый
2	Добавка воды/пара	См. Раздел 6.10. Для этой цели повторно используется некоторая часть пара промежуточного давления из паровой турбины	Применим исключительно к части газовой турбины установки IGCC. Применимость может ограничиваться доступностью воды

3	Горелки с сухим подавлением оксидов азота (DLN)	См. описание в Разделе 6.10.2	Применим исключительно к части газовой турбины установки IGCC. Общеприменим к новым установкам IGCC. Применим с учетом специфики того или иного случая к установкам IGCC, в зависимости от наличия комплекта для модернизации. Не применим для синтетического газа с содержанием водорода >15 %
4	Разбавление синтетическим газом отбрасываемого азота и з вентиляционно-приточного агрегата (ВПА)	ВПА отделяет кислород от азота в воздухе для подачи в газогенератор кислорода высокого качества. Отбрасываемый азот из ВПА повторно используется для снижения температуры горения в газовой турбине, с учетом его предварительного смешивания с синтетическим газом перед сжиганием	Применим исключительно при использовании ВПА в процессе газификации
5	Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	См. Раздел 4.1.3.13	Не применим к установкам IGCC, работающим < 2000 ч/год. Модернизация действующих установок может ограничиваться доступностью достаточной производственной площади. Могут присутствовать технические и экономические ограничения для действующих установок ВЦГ

Таблица 6.85. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ NO<sub>x</sub> в воздух для установок ВЦГ

Общая расчетная тепловая мощность / щпость установок ВЦГ МВт	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/нм <sup>3</sup>			
	Среднегодовое значение		Среднесуточное значение	
	Новая установка	Действующая установка	Новая установка	Действующая установка
1 2	3	4	5	6
1 100	25	45	35	60

Среднегодовое значение уровня выбросов CO для действующих установок, работающих х 2000 ч/год и для новых установок в основном будет составлять <30 мг/нМ<sup>3</sup>.

### 6.9.3. Выбросы SO<sub>x</sub> в воздух

**НДТ 60. В целях снижения выбросов SO<sub>x</sub> в воздух от установок ВЦГ, НДТ предназначена для использования техники удаления кислого газа:**

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Удаление кислого газа	Сернистые соединения из сырья процесса газификации удаляются из синтетического газа посредством удаления кислого газа, например, включая гидролизный реактор COS (и HCN) и абсорбцию H <sub>2</sub> S с помощью растворителя, такого как метилдиэтанолламин. Вследствие этого серы извлекается в виде жидкой или твердой элементарной серы (например, через установку Клауса), или в виде серной кислоты, в зависимости от рыночного спроса	Применимость может ограничиваться в отношении установок IGCC, работающих на биомассе из-за крайне низкого содержания серы в биомассе

ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для выбросов SO<sub>2</sub> в воздух от установок ВЦГ Г 100 МВт составляет 3-16 мг/нМ<sup>3</sup>, и выражается как среднегодовое значение.

### 6.9.4. Выбросы пыли, связанных частиц металла, аммиака и галогена в воздух

**НДТ 61. В целях предотвращения или выбросов пыли, связанных частиц металла, аммиака и галогена в воздух от установок ВЦГ, НДТ предназначена для использования одной или совокупности техник, представленных ниже:**

Таблица 6.86. Техники предотвращения или сокращения выбросов пыли, связанных частиц металла, аммиака и галогена в воздух от установок ВЦГ

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Фильтрация синтетического газа	Пылеулавливание с помощью циклонов для улавливания зольной пыли, рукавные фильтры, электрофильтры и/или свечные фильтры для удаления зольной пыли и не конвертированного углерода. Рукавные фильтры и электрофильтры используются при температуре синтетического газа до 400°C	Общеприменимый
2	Рециркуляция смолы и золы синтетического газа в газогенератор	Смолы и зола с высоким содержанием углерода, образовавшиеся в сыром синтетическом газе, отделяются в циклонах и возвращаются в газогенератор, при низкой температуре синтетического газа на выходе из газогенератора (<1100°C)	

3	Промывка синтетического газа	Синтетический газ проходит через водяной скруббер, после другого средства (средств) пылеулавливания, в котором происходит отделение хлоридов, аммиака, частиц и галидов
---	------------------------------	---

ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для пыли и связанных частиц металла в воздух от установок газификации ПГУ приведены в таблице 6.87.

Таблица 6.87. ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ пыли и связанных частиц металла в воздух для ПГУ

№ п/п	Общая расчетная тепловая мощность установки IGCC (МВт <sub>th</sub> )	ТП эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>		
		Sb+As+Pb+Cr+Co+ Cu+Mn+Ni+V Среднее значение в период отбора проб	Hg (мкг/нм <sup>3</sup> ) Среднее значение в период отбора проб	Пыль Среднегодовое значение)
1	2	3	4	5
1	100	<0,025	<1	<2,5

## 6.10. Описание техник

### 6.10.1. Основные техники

Таблица 6.88. Основные техники

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Усовершенствованная система управления	Предполагает использование АСУТП, включающая контроль и управление, подачи топлива, подготовки топлива к сжиганию: подогрев воздуха, подогрев топлива, смешение топлива с воздухом, процессом горения, эффективностью сгорания и предотвращения и/или снижения выбросов. Данная техника также включает использование высокоэффективного мониторинга.
2	Оптимизация сжигания	Данная техника является элементом АСУТП касательно процесса сжигания, контроля и управления температурного режима, образования продуктов неполного сгорания (СО), а также NO <sub>x</sub> . Настройка АСУ на минимизацию выбросов и расхода топлива при различных нагрузках установки. Достижение результатов обеспечивается применением совокупности методов, включая надлежащую конструкцию оборудования для сжигания, оптимизацию температуры (например, эффективное смешивание топлива и воздуха сгорания) и время выдержки в зоне сжигания, а также использование усовершенствованной системы управления.

### 6.10.2. Техники повышения энергоэффективности НДТ 62

Таблица 6.89. Техники повышения энергоэффективности

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Готовность к переходу к комбинированному производству электрической и тепловой энергии	Техника предусматривает возможность отпуска тепловой энергии, если ранее установка вырабатывала только электрическую энергию. Проверяется возможность перевода турбины типа «К» в «Р»; установки сетевых подогревателей, включая пиковые. Наличие и перспектива роста тепловых нагрузок паровых и/или горячей воды. Возможность перевода турбин типа «К» в «Т». Проверяются технические возможности резервирования теплофикационной нагрузки. Отпуск тепловой энергии является естественной монополией, соответственно должна оформляться документация для получения тарифа на тепловую энергию.
2	Комбинированный цикл	Техника основана на объединении двух или несколько термодинамических циклов, где тепловые потери первого цикла используются в качестве полезной энергии во втором цикле. Например, выхлопные газы газовой турбины, используются в котле утилизаторе паровой части, где полученный пар используется в паровой турбине для производства электроэнергии. Выхлоп ГТ может использоваться в водогрейном КУ, т. е. для подогрева сетевой воды для теплоснабжения.
3	Оптимизация сжигания	см. таблицу 6.6
4	Оптимизация схемы регенерации КЭС за м е н о й поверхностных ПНД на смешивающие	Для базовых конденсационных блоков рекомендуется схема гравитационная схема Парсонс. Первый ПНД располагается на отметке 18-21 м, основной конденсат самотеком поступает во второй. Экономиться на одном КЭН, отсутствует недогрев. Повышается КПД регенеративного цикла, снижается расход топлива и выбросы.
5	Оптимизация режимов установок, производящие только электроэнергию	Техника предусматривает минимизацию расхода топлива и выбросов при выполнении диспетчерского графика нагрузок, с учетом работающих установок, технического состояния и энергетических характеристик каждой установки. См. 5.2.4
6	Оптимизация режимов установок комбинированного производства энергии	Техника предусматривает оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок между параллельно работающими установками, обеспечивая минимальные выбросы и расход топлива. Требует индивидуального подхода к каждой установке. См. 5.2.4
7	Модернизация установок с увеличением мощности и повышения эксплуатационных характеристик	Разработаны типовые проекты реконструкций турбин ПТ-80-130/13 с увеличением мощности до 100 МВт, Т-110-130 до 120-130 МВт, К-300-240 до 325 МВт, К-500-240 до 530 МВт. Реконструкция позволяет сократить удельные расходы топлива и следовательно удельные выбросы. См. 5.2.4
8	Снижение величины противодавления до уровня 0,4 МПа для использования в теплофикационном цикле при снижении н а г р у з к и производственного пара	В связи с сокращением потребления пара промышленными потребителями, снижение противодавления позволит подключиться к теплофикационному коллектору для подогрева сетевой воды. Увеличивается тепловая экономичность снижается расход топлива и выбросы в ОС. См. 5.2.4

9	Перевод электропривода питательных насосов на паротурбинный	Рекомендуется для установок >300 МВт, снижается расход электроэнергии на СН, увеличивается полезный отпуск с шин, повышается КПД за счет использования пара из отборов или противодействия. Снижается расход топлива и выбросы в ОС. См. 5.2.4
10	Использование пониженного давления теплофикационного отбора.	Фактическая температура наружного воздуха несколько выше, чем по проекту. Температурный график тепловой сети фактически ниже проектного, следовательно можно в нижнем теплофикационном отборе поддерживать давление порядка 0,06 МПа (заводом-изготовителем допускается 0,05 МПа), что может для некоторых установок дать прирост мощности до 1 МВт, а учитывая, что отопительный период у многих под 200 суток, то эффект получается ощутимым. См.5.2.4
11	Применение испарительных установок для подготовки воды	В условиях снижения потребления пара производственных отборов и противодействия рассматривается термический способ восполнения потерь пара и конденсата. Такие схемы работают на ТЭЦ Республики Казахстан, не требуются ионообменные смолы. Тепловая экономичность увеличивается за счет использования пара из отборов. См.5.2.4
12	Утилизация выпара из деаэратора повышенного давления (ДСП)	Проектная схема установки охладителя выпара на ДСП, часть основного конденсата, направленного в ДСП, нагревается в охладителе выпара, не сконденсировавшиеся газы сбрасываются в атмосферу. См 5.2.4
13	Утилизация тепла непрерывной продувки	Применяется двухступенчатая схема расширителя непрерывной продувки. В I-ступени давление 0,7 МПа, коэффициент сепарации 43 %, давление во II-ступени - 0,12 МПа, коэффициент сепарации 10 %. С последней ступени продувочная вода через охладитель продувки сбрасывается в ГЗУ. Пар из I-ступени направляется в деаэратор, а со II-ступени в коллектор 0,12 МПа. См.5.2.4
14	Установка турбин «мятого пара»	При снижении теплофикационной нагрузки можно установить турбины типа К-17-0,16, которые работают на паре теплофикационных отборов и вырабатывают дополнительно 17 МВт, за счет загрузки теплофикационных отборов увеличивается теплофикационная выработка, снижается расход топлива и выбросы. Такие турбины установлены на ТЭЦ Республики Казахстан. См.5.2.4
15	Модернизация проточной части паровых турбин с применением сотовых уплотнений	Сотовые уплотнения снижают протечки и увеличивают внутренний относительный КПД турбины на 1-2,5 %. См. 5.2.4
16	Повышение эффективности центробежных насосов за счет гидрофобных покрытий	Гидрофобные покрытия на базе полимерных материалов снижают трение, увеличивают КПД насоса до 3 %.
17	Установка ЧРП на приводах ТДМ и насосах	Регулирование производительности вращающихся механизмов (вентиляторов, дымососов, питателей, насосов) за счет изменения числа оборотов с помощью ЧРП, сокращает потребление электроэнергии до 20-25 %.
18	Реконструкция водогрейных котлов типа КВТК-100 за счет установки газоплотных панелей	Увеличенные присосы воздуха приводит к уменьшению КПД котла. При замене экраны на газоплотные панели из мембранных труб, снизятся присосы воздуха, увеличится КПД котла, снизится расход топлива и выбросы. см. 5.2.4

19	Использование тепловых насосов на оборотной системе водоснабжения для отопления	При достаточном тепловом потреблении на собственные нужды (отопление) схема с тепловыми насосами, включенные на оборотной воде охлаждения может быть экономически оправданной, Такие схемы работают в Республике Казахстан. См. 5.2.4
20	Замена физически и морально изношенного оборудования на новые	В зависимости от наработки, паркового ресурса, продленного индивидуального ресурса, наступает время выбытия из эксплуатации, поскольку процедура замены оборудования проводится в соответствии с разработкой проекта, Госэкспертизы и пр. Замена должна быть по техническим характеристикам и воздействию на ОС лучше, чем действующая установка
21	Установка АСМ за выбросами вредных веществ установок > 300 МВт и работающие >2000 ч/г	Сама техника не повышает энергоэффективность, но действия, принятые по результатам мониторинга, улучшают работу установки уменьшая выбросы. Мониторинг производится по каждой установке, чтобы оценить влияние каждой установки и корректировать режим каждой установки. В случае мониторинга за выбросами по дымовой трубе не будет ясно от какой именно установки вклад в выбросы, и какую установку необходимо корректировать. См.5.2.4
22	Система управления технологическим газом	Техника предусматривает использование технологического газа металлургического производства или химической промышленности в топливо сжигающих установках для производства энергии, для комплексного использования ресурсов предприятия и уменьшения выбросов
23	Конденсатор дымовых газов	Техника применяется для утилизации тепла уходящих газов и очистки дымовых газов. См.5.2.4
24	Труба для влажного газа	Техника предназначена для конструкции дымовой трубы с конденсацией водяных паров от влажных дымовых газов без дополнительного нагрева газов после сероочистки мокрым способом.
25	Сверхкритические параметры пара (СКД)	Существующие конденсационные блоки 300 и 500 МВт спроектированы на СКД: 23,5 МПа, 545/545 °С. 3-й блок ЭГРЭС-2 спроектирован на 24,2 МПа, 566/566 °С, электрический КПД - 41 %. Только для новых установок.
26	Супер-сверхкритические параметры пара (ССКД)	Параметры пара >25-30 МПа, >580-600 °С. Материалы - аустинетного класса. Только для новых установок.
27	Двойной промпрегрев пара для КЭС на ССКД	При параметрах ССКД устанавливают второй промежуточный перегрев пара, увеличивается термический КПД цикла, снижается конечная влажность пара
28	АСУ ТП с полной оптимизацией режимов работы и определением ТЭП	НДТ оптимизирует режим работы установок с минимальными расходами топлива и выбросов, рассчитывает удельные расходы топлива, электрический КПД нетто, по каждой установке и в целом по ТЭС, передает ТЭП в головной офис в режиме реального времени

### 6.10.3. Техники снижения выбросов NO<sub>x</sub> и/или СО в воздух

#### НДТ 63

Таблица 6.90. Техники снижения выбросов NO<sub>x</sub> и/или СО в воздух

№ п/п	Техника	Описание

1	2	3
1	Усовершенствованная система управления	см. разделы 4.5; 6.1.
2	Ступенчатая подача воздуха	Техника подразумевает создание нескольких зон горения в топке (КС) с различным содержанием кислорода для снижения выбросов $\text{NO}_x$ и обеспечения оптимизированного сгорания. Техника включает основную зону горения с альфы $<1$ (т. е. с дефицитом воздуха) и вторую восстановительную зону горения с альфа $>1$ (работающую с избыточным воздухом) в целях улучшения процесса сгорания. Конструктивные ограничения для малых котлов.
3	Комбинированные техники снижения $\text{NO}_x$ и $\text{SO}_x$	см. раздел 4.1.4
4	Оптимизация сжигания	см. раздел 6.10.2
5	Микро факельные фронтальные устройства	Техника предназначена для газовых турбин, сжигающих газ и/или жидкое топливо. За счет смешения воздуха с топливом до сжигания, образуя множество микро факелов с низким образованием $\text{NO}_x$
6	Рециркуляция дымовых Газов	Техника предусматривает подачу дымовых газов в зону горения, тем самым создавая зону с альфы $<1$ , за счет разбавления продуктами сгорания, тем самым меньше образуется $\text{NO}_x$ . Требуется дымосос рециркуляции газов, небольшое увеличение расхода электроэнергии на СН, взамен сокращения образования $\text{NO}_x$ .
7	Выбор топлива	При наличии различного вида топлив выбор в пользу топлива с меньшим содержанием N.
8	Ступенчатое сжигание топлива	см. разделы 4.1.3.3-4.1.3.6
9	Принцип улучшенной системы сгорания обедненной смеси	Техника применяется для газовых турбин, включающая контроль максимальной температуры, при которой не образуются термические $\text{NO}_x$ , для чего поддерживается более низкое соотношение топливо/воздух
10	Низко эмиссионные горелки	Конструкция таких горелок основана на смешении топлива и воздуха с затягиванием процесса горения и снижения максимальной температуры, при которой не образуются $\text{NO}_x$ , недостаток кислорода не позволяет топливному азоту окисляться, в то же время обеспечивая тепловыделение в необходимом уровне. Данная техника может быть связана с модифицированной конструкцией топочных камер. Конструкция горелок обеспечивает ступенчатое сжигание топлива. Существующие конструкции топок могут снизить эффект снижения образования $\text{NO}_x$
11	Принцип сжигания дизельного топлива в двигателях с низким образованием $\text{NO}_x$	Техника основана на порционном впрыске топлива в последнюю стадию перед закрытием впускного клапана и ранним закрытия впускного воздушного клапана турбонаддува, обеспечивая оптимизацию сжигания с минимальным образованием окислов азота
12	Окислительные катализаторы	Используются катализаторы на основе палладия и платины для окисления окиси углерода до $\text{CO}_2$ и водяного пара
13	Снижение температуры воздуха для горения	Воздух подается, минуя воздухоподогреватель при температуре окружающей среды, понижая температуру зону горения при которой не образуются $\text{NO}_x$
14	СКВ	см. раздел 4.1.3.13
15	СНКВ	см. раздел 4.1.3.12

16	Впрыск пара/воды	Для снижения температуры горения впрыскивается вода или пар для снижения образования термических $\text{NO}_x$ . Смешение воды или пара с топливом происходит до сжигания. Чаще применяется для дизельных двигателей и газовых турбин
----	------------------	---

#### 6.10.4. Техники снижения выбросов $\text{SO}_x$ в воздух

Таблица 6.91. Техники снижения выбросов  $\text{SO}_x$  в воздух

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Ввод сорбента в котел (в печь)	Техника прямого впрыска сухого сорбента в камеру сгорания или добавление абсорбентов на основе магния или кальция в слой котла с кипящим слоем. Поверхность частиц сорбента вступает в реакцию с $\text{SO}_2$ в дымовых газах или в котле с кипящим слоем. Данная техника используется в основном в совокупности с методом пылеулавливания.
2	Скруббер сухой очистки с ЦКС	Уходящие газы из воздухоподогревателя котла поступают в адсорбер ЦКС через секцию Вентури, где происходит впрыск сорбента и воды отдельно в поток дымовых газов. Данная техника предусматривает совместное с пылеулавливанием
3	Комбинированные методы для снижения $\text{NO}_x$ и $\text{SO}_x$	см. 5.2.4
4	Конденсатор дымовых газов	см.5.2.4;
5	Система управлением технологическим газом	см. таблицу 6.54
6	Десульфуризация с использованием морской воды или осветленной воды	Техника мокрой очистки с использованием морской или осветленной воды применяется в эмульгаторах с одновременным пылеулавливанием. Степень очистки зависит от состава воды и показателя pH.
7	Техника сухой сероочистки	Раствор щелочного реактива вводится в поток дымовых газов, реагент вступает в реакцию с окислами серы, образуя твердые вещества, которые улавливаются рукавными фильтрами или электрофильтрами.
8	Десульфуризация мокрым способом	см. 5.2.4
9	Аммиачно-сульфатная технология (АСТ)	см. 5.2.4

#### 6.10.5. Техники снижения влияния на окружающую среду при обращении с топливом (разгрузка, транспорт, хранение)

Таблица 6.92. Техники снижения выбросов пыли

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3

1	Рукавный фильтр	Рукавные фильтры используют материалы из ткани или синтетического волокна пористой структуры, которые пропускают газы, но улавливают твердые частицы. Подбор материалов рукавного фильтра зависит от характеристики дымовых газов, включая температуру. Имеют повышенное аэродинамическое сопротивление.
2	Ввод сорбента в котел (в печь)	см. раздел 4.1.2.4
3	Сухая или полусухая техника десульфуризации	см. разделы 4.1.2.10; 4.1.2.11; 4.1.2.13
4	Электрофильтр	улавливание твердых частиц в электростатическом поле, создаваемое постоянным напряжением 90-150 кВ. Состоит из нескольких полей, из которых одно отключается во время встряхивания осевших частиц. Для выполнения условия по скорости газов имеют большие размеры. Для действующих установок могут иметь ограничения по габаритам.
5	Техника МЕЕТ, электрофильтры с движущимися электродами	Запатентованная технология Mitsubishi-Hitachi, заключается в том, что осадительные электроды выполнены в виде бесконечной ленты, налипшие частицы счищаются вращающимися или неподвижными щетками. Высокая степень улавливания, 10 мг/нМ <sup>3</sup> при сжигании угля зольностью до 12-14 %
6	Эмульгаторы батарейные и/или кольцевые	Батарейные эмульгаторы конструкции Панарина или кольцевые конструкции Кочеткова обеспечивают улавливание золы до 99,6 % и очистку от окислов серы до 20 %
7	Выбор топлива	Использование топлива с низким содержанием зольности

## 6.10.6. Техники снижения сбросов в водные объекты

Таблица 6.93. Техники снижения сбросов в водные объекты

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Адсорбция на активированном угле	Для удерживания растворимых загрязнителей на поверхности твердых, высокопористых частиц. Для адсорбции органических соединений обычно используется активированный углерод. (см. раздел 4.2.4)
2	Анаэробная биологическая очистка	Для биологического восстановления загрязнителей с помощью метаболизма микроорганизмов (например, нитрат ( $\text{NO}_3^-$ ) восстанавливается до элементарного газообразного азота. Анаэробная очистка сточных вод после использования систем влажной очистки, как правило, осуществляется в биореакторах с фиксированной пленкой, с применением активированного углерода в качестве носителя.
3	Коагуляция и флокуляция	Коагуляция и флокуляция используются в целях сепарации взвешенных твердых веществ от сточных вод и зачастую проводятся по последовательной схеме. Коагуляция осуществляется путем добавления коагулянтов с зарядами, противоположными зарядам взвешенных твердых веществ. Флокуляция осуществляется путем добавления полимеров, в результате чего столкновение микро-флокулированных частиц вызывает их соединение, что ведет к образованию более крупных флокулированных частиц
4	Кристаллизация	Удаление ионных загрязнителей из сточных вод путем кристаллизации их на затравочном материале, таком как песок или минералы, в кипящем слое

5	Фильтрация	Сепарация твердых частиц от сточных вод путем пропускания через пористую среду. Данный метод включает различные типы методов, например фильтрацию через песок, микрофильтрацию и ультрафильтрацию.
6	Флотация	Сепарация твердых или жидких частиц от сточных вод путем прикрепления к пузырькам разреженного газа, обычно воздуха. Всплывающие частицы накапливаются на водной поверхности и собираются сьемником.
7	Ионный обмен	Удерживание ионных загрязнителей из сточных вод и замены их более соответствующими ионами с помощью ионообменной смолы. Загрязнители временно сохраняются и впоследствии выпускаются в жидкость регенерации или обратной промывки. При регенерации используются прекурсоры.
8	Нейтрализация	Регулирование уровня pH сточных вод до pH=7 путем добавления химических веществ. Для повышения уровня pH обычно используется гидроксид натрия NaOH или гидроксид кальция Ca(OH) <sub>2</sub> , а серная кислота H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , соляная кислота HCl или двуокись углерода CO <sub>2</sub> обычно используются для уменьшения уровня pH. При нейтрализации могут образоваться осадки некоторых загрязнителей.
9	Сепарация воды от нефти	Удаление свободной нефти из сточных вод путем гравитационного отделения под влиянием сил тяжести, с помощью устройств, таких как сепаратор, ловушка из гофрированных пластин или ловушка из параллельных пластин. Сепарация воды от нефти обычно сопровождается флотацией, и с применением коагуляции/флокуляции.
10	Окисление	Преобразование загрязнителей с помощью химических окислителей в подобные соединения, которые являются менее опасными и/или доступными для очистки. В отношении сточных вод от использования систем мокрой очистки для окисления сульфита (SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ) до сульфата (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ) может применяться воздух.
11	Улавливание	Преобразование растворенных загрязнителей в нерастворимые соединения путем добавления химических осаждающих реактивов. Образовавшиеся твердые осаждающие реактивы впоследствии отделяются в процессе улавливания, флотации или фильтрации. Типичные химические вещества, используемые для улавливания металлов, являются известь, доломит, гидроксид натрия, карбонат натрия, сульфид натрия и органические сернистые соединения. Соли кальция (кроме извести) используются для улавливания сульфата или фторида
12	Осаждение	Удаление взвешенных твердых веществ путем гравитационного осаждения.
13	Отгонка	Удаление летучих загрязнителей (например, аммиак) из сточных вод путем применения интенсивного потока газа для их переноса в газовую фазу. Загрязнители удаляются из отпарного газа путем последующей очистки и потенциально могут быть использованы повторно.

### 6.10.7. Техники обращения с топливом

Таблица 6.94. Техники обращения с топливом (разгрузка, транспорт, хранение)

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Разгрузка твердого топлива в закрытых помещениях с аспирацией	Во избежание и снижения выбросов пыли при разгрузке угля в закрытых помещениях необходимо устанавливать систему аспирации

2	Использование оборудования, обеспечивающие минимальную высоту падения твердого топлива при его переработке.	При выдаче топлива на склад через телескопическую трубу, оборудованную защитным мягким фартуком для снижения пыления
3	Уплотнение или герметизация угольного штабеля для сокращения потерь топлива из-за его окисления внутри штабеля	Во избежание самовозгорания производится укатка штабеля с помощью бульдозеров или тракторов
4	Оборудование узлов пересыпки системами аспирации	Для снижения выбросов пыли в узлах пересыпки устанавливаются системы аспирации или паровое пылеподавление
5	Гидро-и пневмовacuумная уборка помещений топливоподачи	Для поддержания чистоты и снижения концентрации пыли в помещениях топливоподачи производится влажная уборка дважды в смену с использованием пылесосов
6	Гидроизоляция и дренажная система угольного склада	Для предотвращения и снижения загрязнений почвы
7	Обнаружение очагов возгорания на угольном складе	Для снижения потерь топлива при окислении. Оснащение склада сигнализацией и видео мониторами
8	Ветрозащитные ограждения угольного склада	Для снижения выбросов пыли в воздух и на территорию ТЭС
9	Обваловка хранилища жидкого топлива	Для снижения потерь топлива и загрязнения почвы объем загороженной площади равен объему резервуара
10	Площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута	Для снижения загрязнения почвы и территории ТЭС, для последующего сбора и утилизации
11	Сбор и очистка ливневых и талых вод перед сбросом или утилизацией на ТЭС	Для снижения загрязнения почвы и территории ТЭС, для последующего сбора и утилизации
12	Температурный режим жидкого топлива	Для обеспечения противопожарных мер, в случае воспламенения
13	Сбор и утилизация замазученных и замасленных вод	Для снижения загрязнения почвы и территории ТЭС, для последующего сбора и утилизации
14	Предохранительные клапаны на ГРП и газопроводах	Для предотвращения разрывов газопроводов и оборудования

### 6.10.8. Техники обращения с маслами

Таблица 6.95. Техники обращения с маслами (разгрузка, транспорт, хранение)

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Предотвращение потерь масла	Оборудование резервуаров указателями уровня масла, обеспечивающими сигнализацию и блокировку работы насосов, подающих масло в резервуары при достижении заданного или предельного уровня масла

2	Предотвращение загрязнения масла, образования отходов, выбросов паров масла в атмосферу	Оборудование масляных резервуаров масляными затворами или перепускными клапанами и индикаторами состояния осушителя
3	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	Защита внутренних поверхностей резервуаров (маслобаков) с помощью специальных маслостойких антикоррозионных покрытий
4	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	Оборудование маслобаков открытого склада и маслопроводов теплоизоляцией и устройствами обогрева
5	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	Устройство точек для отбора проб масла на резервуарах, маслопроводах
6	Предотвращение или снижение объемов потерь масла	Установка запорной арматуры на технологических и дренажных маслопроводах
7	Предотвращение загрязнения масла, образования отходов, выбросов паров масла в Атмосферу	Оборудование линий перелива резервуаров гидрозатворами
8	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов, повышение качества восстановленного масла	Оснащение схем маслохозяйства встроенными датчиками контроля качества масла
9	Предотвращение образования отходов	Использование трансформаторных и турбинных масел, непригодных для применения в основном оборудовании во вспомогательном оборудовании
10	Утилизация отходов	Утилизация отработанных масел в котлах
11	Пожаробезопасность	Обеспечение пожаробезопасности при сливе масла
12	Пожаробезопасность	Обеспечения пожаробезопасности за счет заземления оборудования мазутного и масляного хозяйства

## 7. Перспективные техники

Сегодня на первый план для энергетики выходят такие приоритеты как ее надежность, доступность, экологичность и безопасность. В Стратегиях развития энергетического сектора Европейского Союза, России, Казахстана в качестве приоритетных задач обозначены повышение энергоэффективности и модернизация традиционной генерации, снижение доли энергии, получаемой за счет ископаемого топлива, повышение доли энергии, производимой за счет возобновляемых источников, и развитие альтернативных источников энергии. Главными инструментами в решении этих задач являются исследования и разработки новых технологий. Важным стимулом внедрения новых технологий в энергетике является и скорость развития информационных технологий.

Одним из ключевых центров внимания остается «чистая энергетика», составными частями которой являются эффективная тепловая генерация с минимальными выбросами вредных веществ и возобновляемые источники энергии. Для развития «

чистой энергетики» требуется поддерживать современный уровень инвестиций в производство электроэнергии, перенаправляя значительную часть инвестиций не в сектор традиционной тепловой энергетики, а в сектор возобновляемой.

### **7.1. Пути гармонизации базовой и альтернативной энергетики**

Современная электроэнергетика Казахстана базируется на так называемых машинных способах преобразования энергии: тепловая энергия от сгорания топлива превращается в механическую энергию вращения, далее в электрогенераторе - в электрическую.

При этом Казахстан поставил перед собой амбициозные цели по развитию ВИЭ: довести долю возобновляемой энергетики в общем объеме производства электроэнергии до 3 % в 2020 году (выполнено), до 6 % в 2025 году, к 2030 году - 10 %, к 2050 году на возобновляемые и альтернативные источники энергии должно приходиться не менее половины всего совокупного энергопотребления.

На начало 2020 года в Казахстане действовало 90 объектов ВИЭ установленной мощностью 1050,1 МВт, в том числе 19 ветровых, 31 солнечных, 37 гидроэлектростанций и 3 электростанции на биотопливе. Из них только в 2019 году введен 21 объект мощностью более 500 МВт. Таким образом, за 2019 г. установленные мощности ВИЭ в Казахстане увеличились вдвое: с 531 МВт в 2018 г. до 1050 МВт по итогам 2019 г.

Растущие мощности объектов ВИЭ требуют решения множества вопросов по гармонизации традиционной и альтернативной энергетики.

Сегодня основные направления развития объектов традиционной (базовой) угольной и газовой генерации связаны с повышением эффективности использования химической энергии органического топлива, коррекцией негативного воздействия энергетики на окружающую среду с помощью мер по снижению и улавливанию вредных выбросов.

Более 75 % электроэнергии в Казахстане вырабатывается на паротурбинных ТЭС, большей частью угольных, и при этом их средний КПД не превышает 35 %. В этом отношении парогазовые электростанции (ПГУ) почти вдвое эффективнее - КПД 58-60 %.

Наиболее перспективными направлениями повышения эффективности выработки электроэнергии для угольной генерации следует считать дальнейшее повышение параметров пара в паротурбинных электростанциях до ССКП и ультра сверхкритических (УСКП) параметров, развитие технологий парогазовых установок с внутри-цикловой газификацией и модернизация существующей угольной генерации с применением НДТ, а для газовой генерации развитие парогазовых технологий, применение ГТУ сложного цикла и топливных элементов.

Во многих развитых странах уже на законодательном уровне предписывают использовать природный газ исключительно на парогазовых электростанциях. Применение ПГУ позволяет существенно сократить потребление газа при неизменной выработке электроэнергии или значительно увеличить ее выработку при том же уровне потребления газа (это особенно актуально в зимние месяцы, на фоне объективных ограничений поставок газа), а также повысить маневренность электростанций.

Основным трендом развития энергетической области в XXI веке является реализация технологий, которые наилучшим образом, то есть с наименьшими затратами и наиболее эффективно, будут удовлетворять потребности растущего населения планеты, при этом оказывая как можно меньше негативного влияния на окружающую среду.

С высокой долей вероятности для Казахстана можно полагать, что уголь, несмотря на сложные технологии сжигания, очистки и утилизации продуктов сгорания, в силу значительных запасов и невысокой рыночной стоимости останется одним из основных видов ископаемого топлива для ТЭС.

Повышение КПД угольных теплоэлектростанций позволяет сократить удельный объем вредных выбросов в атмосферу на единицу мощности и снизить стоимость вырабатываемой энергии. Кроме экономической выгоды, модернизация оборудования позволяет станциям соответствовать новым экологическим стандартам и условиям рынка при увеличивающейся интеграции ВИЭ.

Для угольных станций наиболее перспективными представляются технологии повышения термодинамических параметров паротурбинного цикла - температуры и давления пара. В Казахстане на паротурбинных блочных электростанциях реализованы сверхкритические параметры пара, позволяющие достичь показателей КПД в таких энергоустановках на уровне 37-38 %, однако в силу ряда объективных причин, работающих с эффективностью 33-35 %. На современных паротурбинных электростанциях в США, Европе, Японии уже реализованы суперсверхкритические параметры пара, позволяющие достичь показателей КПД в таких энергоустановках на уровне 45-46 %. Многочисленные расчеты показывают, что для преодоления 50 %-го барьера КПД следует переходить уже на уровень УСКП. Широкомасштабные исследования, направленные на создание УСКП -энергоблоков для повышения эффективности выработки электроэнергии на твердом топливе и снижения выбросов CO<sub>2</sub>, проводятся в Евросоюзе, США, Японии и Китае, а также в Южной Корее и Индии.

Известные способы снижения выбросов угольных станций, очистки, утилизации и захоронения продуктов сгорания являются крайне капиталоемкими и энергоемкими, в большинстве случаев почти удваивают стоимость строительства электростанции и потребляют около 10 % вырабатываемой энергии. Поэтому для угольной генерации тем

большее значение приобретает повышение эффективности выработки электроэнергии, само по себе сокращающее вредные выбросы за счет уменьшения количества сжигаемого топлива.

Следует отметить снижение доли угольной генерации в мире. Вывод из эксплуатации угольных станций набирает обороты по всему миру, начиная с ЕС и США, к которым начали присоединяться развивающиеся страны, прежде всего, в рамках принятых ими международных обязательств по ограничению загрязнения воздуха.

В 2016 году, после десятилетия беспрецедентного объема ввода новых мощностей на угле, количество строящихся станций существенно сократилось, в основном из-за политики Китая и Индии, где было заморожено строительство более чем на 100 объектах общей мощностью 68 ГВт.

Еще в 2000 году парк угольной генерации в Китае состоял из множества старых станций малой мощности. Начиная с 2004 года, особенно в рамках пятилетки с 2006-2010 годов, Китай совершил прорыв по строительству самых больших и эффективных угольных станций: закрыто большинство старых малых ТЭС мощностью менее 100 МВт общей мощностью 77 ГВт; увеличена эффективность станций 200 МВт и 300 МВт. А в 2006 году Национальная комиссия развития и реформ Китая объявила, что будет одобрять только строительство угольных станций мощностью 600 МВт и более, с энергоблоками, которые будут работать на сверх- и ультра-сверхкритических параметрах пара [37]. Десять лет спустя Китай столкнулся с проблемой избыточных мощностей разросшегося угольного сектора энергетики. Проекты по строительству 200 новых угольных станций заморожены. И в то же время Китай объявил о запуске 15 пилотных станций для разработки решений по повышению эффективности и гибкости работы действующих станций.

Для повышения маневренности современных ТЭС ключевым является автоматизация всех процессов на станции для повышения ее управляемости и надежности. Под оптимальным режимом понимается такое распределение электрических и тепловых нагрузок между котлоагрегатами (генерация пара) и турбоагрегатами (выработанная электроэнергия, отпуск тепла с производственных и теплофикационных отборов), при которых обеспечивается получение максимальной прибыли от продажи электроэнергии при безусловном выполнении графика отпуска тепла потребителям с минимальным для производства.

Современные рыночные условия требуют от традиционной тепловой генерации, привыкшей работать в режиме базовой нагрузки, максимальной гибкости и маневренности для обеспечения надежного «тыла» работе с ВИЭ. Обеспечение такой работы сводится к трем основным элементам: для генерирующей компании приоритетом является планирование режима работы станций, для ТЭС -

эксплуатационные показатели оборудования с упором на программы мониторинга и контроля работы станции, для аналитических центров - сбор данных для соотношения спроса доступной мощности и прогнозирования [62].

Бум развития ВИЭ не означает отказ от традиционных энергоносителей. К примеру, в Дании было установлено, что на каждый ГВт мощности ветровой энергетики необходимо 300-500 МВт резервной мощности атомной или угольной генерации. Соответственно, увеличение объема мощности на ВИЭ не означает пропорциональное снижение объема тепловой генерации [81]. Однако требования к энергоэффективности традиционных ТЭС ужесточаются как на уровне законодательства, так и условиями рынка.

Например, в соответствии с последними требованиями американского агентства по защите окружающей среды (EPA) для угольных станций установлены ограничения по выбросам CO<sub>2</sub> (не более 636 кг на каждый МВтч), которые могут быть реализованы лишь при наличии установок по сбору и хранению CO<sub>2</sub> или его переработке, поскольку средний объем выбросов станции, работающих на ССКП, составляет 800 кг/МВтч.

В соответствии с прогнозом МЭА почти 60 % всех новых электрогенерирующих мощностей к 2040 году будут обеспечиваться ВИЭ, и большинство этих мощностей к 2040 году станут конкурентоспособными. Возобновляемая энергия станет основным источником генерации на четырех крупнейших рынках электроэнергии (Китай, США, ЕС и Индия). Ожидается, что к 2040 году в солнечной электроэнергетике средние затраты сократятся еще на 50 %, а в наземной ветровой - еще на 20 %. Вместе с тем инновационные проекты всегда рискованны. Стремительный рост доли генерации на основе ВИЭ, в силу нерегулярности производства электроэнергии из таких источников, приводит к необходимости повышения гибкости остальной генерации и необходимости увеличения уровня резервов мощности в энергосистеме.

Нужно отметить, что наряду с положительными результатами мировой опыт показал, что меры по поддержке ВИЭ во многих странах привели к неконтролируемому росту инвестиций в строительство энергоустановок на основе ВИЭ и, соответственно, к существенному росту удельного веса электроэнергии, вырабатываемой из ВИЭ, в общем объеме генерируемой электроэнергии. Это стало причиной возникновения новых проблем, вызванных необходимостью создания в энергосистеме дополнительных маневренных и резервных мощностей для балансирования поставок электроэнергии от нестабильных источников генерации (какими являются энергоустановки на основе ВИЭ). Также во многих случаях потребовались усиление и развитие электросетевой инфраструктуры, что, в свою очередь, требовало от компаний дополнительных вложений.

В 2017 году в Закон Республики Казахстан «О поддержке использования ВИЭ» были внесены поправки, предусматривающие переход от механизма фиксированных

тарифов на аукционные торги по отбору проектов ВИЭ. Переход к применению аукционного инструмента в отборе ВИЭ в Казахстане имеет ряд преимуществ. В частности, определение победителей проектов происходит на основе недискриминационного конкурентного отбора. Опыт проведения подобных торгов в Казахстане также показал их преимущества.

Генерация электроэнергии от объектов ВИЭ выросла с 8 млн кВтч в 2014 году до 1348 млн кВтч в 2019 году.

Нужно отметить, что, несмотря на принятые изменения механизма поддержки ВИЭ в Казахстане и удешевление технологии ВИЭ, электроэнергия ВИЭ остается дорогостоящей. Так, если оптовая стоимость электроэнергии составляет 7-8 тенге/кВтч, то средняя цена электроэнергии ВИЭ составляет 34 тенге/кВтч. Принимая во внимание высокую стоимость электроэнергии ВИЭ, необходимо планомерное развитие ВИЭ с учетом растущего экономического влияния на потребителей.

Актуальной остается проблема регулирования возникающих дисбалансов электрической энергии, обусловленная необходимостью резервирования генерации солнечных и ветровых электростанций гибкими резервными мощностями, способными оперативно изменять свою генерацию.

Соответствующий объем маневренной резервной мощности должен быть обеспечен на традиционных электростанциях, что предполагает значительные дополнительные затраты на содержание горячего резерва мощности.

Таким образом, главным вызовом для масштабного внедрения ВИЭ в Казахстане в условиях существующего дефицита маневренных генерирующих мощностей является обеспечение устойчивости работы энергосистемы страны.

В этой связи в целях обеспечения надежной и устойчивой работы единой электроэнергетической системы Казахстана и бесперебойного электроснабжения потребителей необходимо внедрение действенных механизмов, позволяющих обеспечить привлекательность для инвесторов, строить и модернизировать маневренные генерирующие мощности, в том числе улучшение условий государственной поддержки для строительства регулирующих ГЭС и контррегуляторов

## **7.2. Место децентрализованного энергоснабжения**

Концентрация нагрузок потребления энергоресурсов как для производственных целей, так и для жизнедеятельности человека объективно определяет социальную и техническую необходимость укрупнения всех систем энергообеспечения с их функциональной централизацией. Так, вполне очевидной, технически рациональной и социально обоснованной представляются системы централизованного электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения, базирующиеся на централизованных источниках ресурсов (ГРЭС, ГЭС, ТЭЦ, водозаборы, газопроводы).

Рассматривая принцип централизации не по количественному признаку (единичная мощность), а по признаку группового объединения потребителей на базе центрального источника в рамках отдельного потребителя (возможно группового), выделенного в отдельную единицу, например, квартира, коттедж, многоэтажное здание, можно утверждать, что ни электроснабжение и газоснабжение, ни водоснабжение в относительно больших городах не могут развиваться как децентрализованные системы. Это не исключает такую возможность в малых населенных пунктах (для малоэтажных зданий), отдельных предприятий, фермерских хозяйств, безусловно, включая альтернативные источники энергообеспечения.

Децентрализованные источники тепло, электроснабжения на базе дизель-генераторов или газотурбинных установок (ГТУ) относительно небольшой мощности достаточно широко использовались в различных странах, в тех районах, где их применение было безальтернативным. С крупными энергетическими установками централизованного энергоснабжения конкурировать они не могли.

Особое место определено для систем теплоснабжения, создание которых в любом случае, как централизованной по принципу выработки теплоты, так и децентрализованной, базируется на системах централизованной поставки энергоносителя (будь то газопроводная сеть, электрическая сеть или централизованная поставка жидкого или твердого топлива). Суть проблемы здесь состоит в месте выработки и способе распределения теплоносителя нужных параметров в требуемых количествах. Особая роль и место системы теплоснабжения в общей инфраструктуре инженерного обеспечения жилого здания формируется в северных регионах с длительным отопительным периодом и большими энергозатратами на цели отопления зданий. Концентрация нагрузок теплоснабжения на базе мощных источников теплоты с последующим распределением нагрузки по сети потребителей обеспечивает значительные преимущества социального и технико-экономического порядка.

Централизация выработки тепловой энергии позволяет достичь:  
максимальной эффективности выработки тепловой энергии мощными источниками теплоты, эксплуатируемыми специализированным профессиональным персоналом;

наиболее рационального использования централизации на базе крупных энергетических установок, работающих по наиболее эффективным термодинамическим циклам при совместной выработке электрической и тепловой энергии (ТЭЦ с приоритетом в нагрузке электропотребления, высокоэффективных ТЭЦ с парогазовым циклом);

максимального социального эффекта с полным освобождением населения от трудозатрат на обслуживание системы теплоснабжения (отопление, ГВС, вентиляция);

высокоэффективного, экологически удовлетворительного сжигания низкосортных топлив, отходов бытового и производственного происхождения, вторичных энергетических ресурсов промышленных предприятий;

наиболее эффективной системы очистки и рассеивания продуктов сгорания, подавления эмиссии или нейтрализации вредных выбросов и стоков, сооружение которых технически возможно и экономически целесообразно только на мощных централизованных источниках.

Опыт создания мощных теплофикационных комплексов и систем централизованного теплоснабжения в Советском союзе оказал определенное влияние на развитие систем централизованного теплоснабжения во многих зарубежных странах (особенно в последние десятилетия в Германии, Финляндии, Швеции, Дании и др.). В Москве централизованно обеспечивается 96 % нагрузки отопления и горячего водоснабжения от 14 ТЭЦ, 67 РТС и 107 мелких котельных, и, только 4 % потребляемой мощности обеспечивается децентрализованными источниками теплоты. В городе Астана централизованное теплоснабжение осуществляется двумя компаниями, которые обеспечивают 78 % тепловой энергией городских потребителей: это «Астана-Энергия», в состав которой входят ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 с суммарной тепловой мощностью 2510 Гкал и шестью котельными с суммарной тепловой мощностью 34 Гкал в час, а также «Астана-Теплотранзит», осуществляющий эксплуатацию тепловых сетей протяженностью 737 км. Децентрализованное теплоснабжение обеспечивает городских потребителей на 22 % тепловой энергией. Сюда входит около 200 котельных и отопительных печей с суммарной тепловой мощностью 585 Гкал в час.

Однако развитие отрасли ставило все новые задачи и поднимало уровень требований к эффективности систем, их техническому уровню и эксплуатационным показателям. Этот этап развития и реконструкции в коммунальной энергетике Казахстана не нашел надлежащего воплощения в силу множества причин, порожденных непростыми годами последних десятилетий преобразования общества, что привело к тому, что техническое оснащение эксплуатируемых систем централизованного теплоснабжения и принципиальные научно-технические разработки, заложенные в эти системы, датируются 60-70 годами прошлого столетия. Применение наиболее простых схем центрального качественного регулирования отпуска тепловой энергии, обусловленного простотой систем управления и оборудования, приводит к несоответствию режимов потребления и отпуска теплоты у потребителей. Значительную величину составляют потери теплоты у потребителей из-за несовершенства местных систем распределения и управления, наличия технологически обусловленных режимов «перетопа». Большая протяженность тепловых сетей, значительный износ оборудования и низкий уровень эксплуатации в совокупности с ранее отмеченными факторами приводят к снижению надежности функционирования как центральных источников теплоты, так и распределительных сетей, что обуславливает высокий уровень аварийности в централизованных системах и чрезвычайно низкие эксплуатационные показатели.

На этом фоне все увереннее позиции децентрализованного теплоснабжения, к которому следует отнести как поквартирные системы отопления и горячего

водоснабжения, так и домовые, включая многоэтажные здания с крышной или пристроенной автономной котельной. Использование децентрализации позволяет лучше адаптировать систему теплоснабжения к условиям потребления теплоты конкретного, обслуживаемого ей объекта, а отсутствие внешних распределительных сетей практически исключает непроизводительные потери теплоты при транспорте теплоносителя.

Повышенный интерес к автономным системам источникам теплоты в последние годы в значительной степени обусловлен финансовым состоянием и инвестиционно-кредитной политикой в стране, так как строительство централизованной системы теплоснабжения требует от инвестора значительных единовременных капитальных вложений в источник, тепловые сети и внутренние системы здания, причем с неопределенными сроком окупаемости или практически на безвозвратной основе. При децентрализации возможно достичь не только снижения капитальных вложений за счет отсутствия тепловых сетей, но и переложить расходы на стоимость жилья (т.е. на потребителя). Именно этот фактор в последнее время и определил повышенный интерес к децентрализованным системам теплоснабжения для объектов нового строительства жилья. Организация автономного теплоснабжения позволяет осуществить реконструкцию объектов в городских районах старой и плотной застройки при отсутствии свободных мощностей в централизованных системах.

Децентрализация на современном уровне, базирующаяся на высокоэффективных теплогенераторах последних поколений (включая конденсационные котлы), с использованием энергосберегающих систем автоматического управления, комбинированные установки малой мощности с утилизаторами, позволяет в полной мере удовлетворить запросы самого требовательного потребителя.

Сегодня ни одна самая крупная электростанция не в состоянии за свой счет построить новый энергоблок (накопление средств за счет амортизационных отчислений при заниженной оценке стоимости основных фондов - абсурдно) или провести широкомасштабную модернизацию, привлечение стороннего инвестора затруднительно из-за низкой эффективности капитальных затрат при действующих тарифах на электроэнергию.

В складывающейся ситуации особую актуальность, приобретает проблема создания и широкомасштабной реализации эффективных децентрализованных источников энергоснабжения в первую очередь на базе газовых турбин средней мощности по следующим причинам: при их использовании для модернизации действующих объектов создаются наиболее эффективные, конкурентоспособные технологии; короткие сроки создания таких установок позволяют значительно смягчить возврат инвестиций.

### **7.3. Способы/техники на стадии НИОКР, потенциально способные стать НДТ**

В настоящее время в электроэнергетике наблюдаются значительные изменения, во всех секторах - в производстве, в передаче, в распределении электроэнергии. Эти изменения наиболее заметно проявляются и в увеличении финансирования НИОКР, и в реализации демонстрационных проектов, и в широком внедрении новой техники и новых подходов к управлению электростанциями и сетями.

Поэтому в этой главе в первую очередь будут рассмотрены конкретные технологии с описанием подходов и решений, реализуемых в конкретных проектах, потенциал технологий и перспективы их широкого внедрения.

### 7.3.1. Суперсверхкритические параметры (ССКП) пара

Для дальнейшего повышения энергетической эффективности паротурбинных энергоблоков необходимо в первую очередь повышение параметров свежего пара, которые ограничивают длительную жаропрочность стальных труб перлитного класса (для поверхностей нагрева котла и главных паропроводов) и металла роторов турбин (прежде всего роторов ЦВД и ЦСД).

В настоящее время в мире насчитывается несколько десятков энергоблоков на ССКП (давление пара 24-30 МПа, температура 580 - 650 аС), построенных в основном в США, Германии, Дании, Японии, где применены конструктивные элементы из более дорогих аустенитных сталей. Анализ работы этих блоков, а также блока на Каширской ГРЭС в России, где также делалась попытка перехода на начальные параметры пара 29,4 МПа, 650 аС, показал, что они при более высокой эффективности использования топлива несколько уступают блокам на более низких параметрах в надежности и долговечности.

Как показал обзор зарубежных тепловых схем на ССКП все энергоблоки имеют повышенную начальную температуру пара и/или температуру промежуточного перегрева. Практически «стандартной» для энергоблоков нового поколения стала температура 580 аС в Европе и 600 иС в Японии. Подавляющее большинство энергоблоков нового поколения выполнено на начальное давление 24-29 МПа при единичной мощности в диапазоне 400-1000 МВт. Прогресс в металлургии высоколегированных сталей обеспечил возможность повышения температуры острого пара и пара промежуточного перегрева до 600 оС и более с сохранением достаточного уровня надежности и долговечности.

В таблице 7.1 представлены основные проектные технические показатели энергоблока мощностью 660 МВт на параметры: температура 580/580 аС, давление 28 МПа.

Таблица 7.1. Основные показатели проектируемого энергоблока 660 МВт

№ п/п	Параметр	Величина/размерность

1	2	3
1	Номинальная мощность	660 МВт
2	Давление перегретого пар	28 МПа
3	Температура перегрето пара / температура пара промперегрева	600/600°C
4	Диапазон регулирования без изменения состава оборудования	100-60 %
5	КПД нетто	44,5-45,4 %
6	Расход электроэнергии на собственные нужды	6 %
7	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	276 г.у.т/кВт*ч
8	Полный срок службы	не менее 40 лет
9	Расчетный ресурс оборудования	не менее 200 тыс. ч
10	Концентрация NO <sub>x</sub> в дымовых газах	200 мг/м <sup>3</sup>
11	Концентрация SO <sub>x</sub> в дымовых газах	200 мг/м <sup>3</sup>
12	Концентрация летучей золы в дымовых газах	30 мг/м <sup>3</sup>

Коэффициент полезного действия более 50 % может быть достигнут при давлении и температуре острого пара 32-33 МПа и 630-650 оС соответственно и температуре пара промперегрева 650-680 аС. Коэффициент полезного действия усовершенствованного энергоблока с перегревом до 700 оС и пылеугольным котлом по данным Проекта большой группы европейских производителей электроэнергии и машиностроителей составит 52-55 %. На рисунке 7.1 представлен тренд повышения начальных параметров пара на ТЭС в Японии.

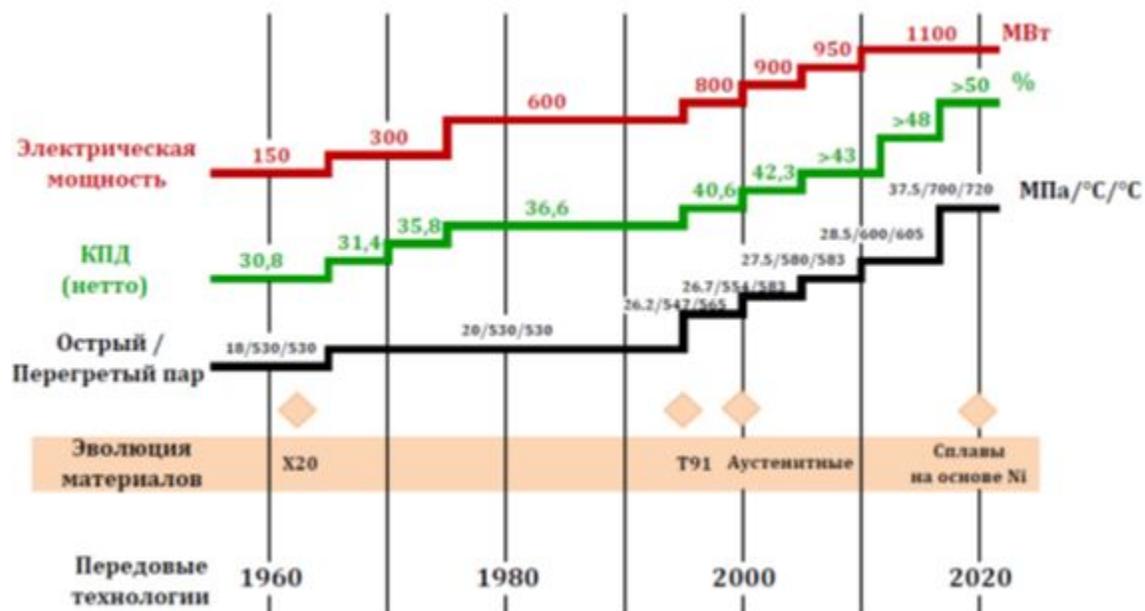


Рисунок 7.1. Тренд повышения начальных параметров пара на ТЭС в Японии

Создание блоков ССКП целесообразно только на твердом топливе, так как сжигание мазута в настоящее время в Казахстане ограничено из-за его дороговизны, а

эффективность сжигания природного газа может быть повышена другими, более дешевыми методами, например, применяя схему парогазовой установки (ПГУ).

Большая доля легирующих добавок, в особенности никеля, делает аустенитные стали крайне дорогими. По сравнению со сталями ферритного класса стоимость аустенитных больше в несколько десятков раз. Именно это обстоятельство делает энергоблоки на ССКП и УСКП пара крайне дорогими объектами генерации.

### **7.3.2. Газификация твердого топлива**

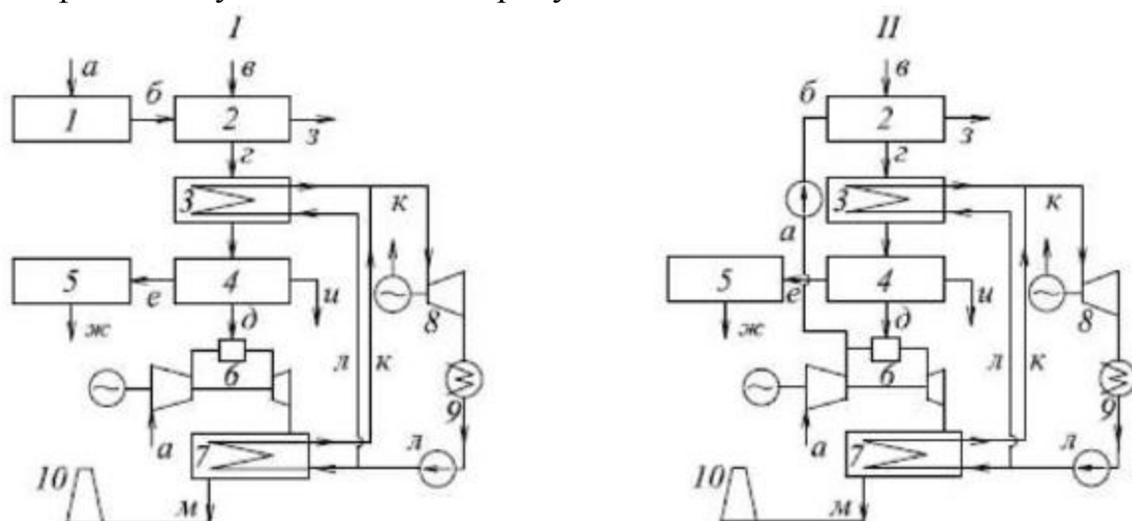
К перспективным технологиям для ТЭС, работающих на твердом топливе, которые не применяются в Казахстане, можно отнести газификацию топлива, представляющую собой термохимический процесс взаимодействия топлива с газо- или парогазообразными реагентами, содержащими окислитель (обычно кислород) в целях получения горючих газов. Данный процесс близок к горению топлива, но при газификации частичное окисление топлива происходит при недостатке кислорода. При этом вся органическая масса топлива превращается в газ, а минеральная претерпевает некоторые изменения при температуре 900-1000 °С и остается в твердом или жидком состоянии (в форме шлакового расплава) [29].

Газификация твердого топлива позволяет: получить газ - более экологически чистое энергетическое топливо, обеспечивающее снижение выбросов оксидов углерода при сжигании; значительно (до 50 % и выше) увеличить энергетический КПД ТЭС включением в ее тепловую схему парогазовых установок, работающих на очищенном генераторном газе; использовать на ТЭС низкосортные топлива.

При газификации твердого топлива зола практически не поступает в котел, при этом повышается надежность его работы. Кроме того, вяжущие свойства получаемой золы позволяют использовать ее в строительстве. При газификации топлива в кипящем слое отпадает необходимость пылеприготовления, что упрощает подготовку топлива и позволяет организовывать очистку только генераторного газа, объем которого на порядок меньше, чем объем дымовых газов. Следовательно, газификация топлива позволяет получить как экологические, так и экономические преимущества.

Для крупных ТЭС газификация топлива может осуществляться под давлением, что позволит улучшить технико-экономические показатели процесса и использовать мощные парогазовые установки с включением в них расширительных газовых турбин, приводящих в действие воздушные компрессоры, сжимающие воздух, направляемый на газификацию [29]. Для организации процессов газификации топлива на ТЭС необходимы газификаторы, соответствующие по производительности крупным энергоблокам. Наиболее перспективны в настоящее время газификаторы с кипящим циркулирующим слоем под давлением до 3 МПа. Подобные газификаторы проходят испытания на электростанциях в разных странах (США, страны Европы, Китай, Россия).

В ВТИ разработан и прошел испытания газификатор горного типа, предназначенный для установки на угольных электростанциях. Газификация осуществляется путем химических превращений содержащегося в угле углерода и водяных паров при высоких температурах с образованием смеси горючих газов ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ). Необходимая для протекания реакций теплота выделяется за счет сжигания части угля. Содержащаяся в угле сера переходит в сероводород, который удаляется из генераторного газа с помощью промышленно освоенных и экономически эффективных процессов. В итоге газификации из угля получают чистый горючий газ и теплоту, которая может быть превращена в работу [29]. Принципиальные схемы ПГУ с газификацией угля показаны на рисунке 7.2.



I - кислородное дутье; II - воздушное дутье; основные элементы схемы: 1 - кислородная станция; 2 - газификация; 3 - охлаждение сырого газа; 4 - очистка газа; 5 - выделение серы; 6 - ГТУ; 7 - котел-утилизатор; 8 - парогазовая турбина; 9 - конденсатор; 10 - дымовая труба; 11 - нагнетатель, повышающий давление воздуха; материальные потоки: а - воздух; б - кислород; в - уголь; г - сырой газ; д - очищенный газ; е - сорбент; ж - сорбент; з - зола; и - пыль; к - пар; л - вода; м - уходящие газы

Рисунок 7.2. Принципиальные схемы ПГУ

Кислород или сжатый воздух и пар подаются в реактор (газогенератор, газификатор), в который поступает также предварительно подготовленный уголь. В газификаторе осуществляется частичное окисление угля с образованием горючего (генераторного, синтетического) газа, содержащего в основном  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$ , а также (в зависимости от технологии)  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  и золу, которая выводится через шлюз. Генераторный газ очищается от остатков золы и соединений серы, после чего сжигается в камере сгорания ГТУ. Теплота отработавших в ГТУ газов, а также теплота, отводимая в процессах газификации и охлаждения генераторного газа, используется для выработки и перегрева пара, поступающего в паровую турбину и на газификацию.

Чистый генераторный газ, сжигаемый в камере сгорания ГТУ, создает благоприятные условия для работы проточной части газовой турбины: выбросы оксидов серы в атмосферу практически отсутствуют.

Наиболее проработанными технологиями газификации угля являются: газификация в насыпном слое, в кипящем слое (КС), в потоке. Стоимость систем охлаждения и очистки генераторного газа составляет 15-20 % общей стоимости ТЭС. По сделанным оценкам применение мокрой очистки газов снижает КПД ПГУ на 1 %. Охлаждение генераторного газа с 1400 до 800 оС путем рециркуляции охлажденного газа приводит к уменьшению КПД ПГУ примерно на 1 %. В газификаторах с КС, добавляя в слой сорбент, можно связывать в процессе газификации свыше 90 % серы угля, а также улавливать при температурах 540-600 хС частицы пыли и соединения щелочных металлов в одном устройстве.

### **7.3.3. Сжигание топлива в котлах с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС)**

Технологии кипящего слоя (КС) и ЦКС основаны на одном и том же принципе. Воздух вдувается снизу топочной камеры, где размещается сформированный золой, топливом и известняком слой, который оживается этим воздухом. Псевдоожижение вызывает турбулентное перемешивание, повышающее эффективность сжигания топлива и улучшающее связывание дополнительно вводимого известняка с диоксидом серы, образовавшимся при окислении серы топлива [24].

В технологии КС скорость воздуха и образующихся в топочной камере дымовых газов низкая (менее 2 м/с), и граница слоя может визуально наблюдаться. Турбулентность достаточна для удовлетворительного сжигания высокорекреакционных топлив, но не тощего угля. В ЦКС скорость составляет около 5 м/с, и материал слоя выносится в верхнюю часть топочной камеры. Для возврата этого материала в топку устанавливают сепаратор, а уловленный в нем вынесенный из слоя материал возвращают в нижнюю часть топочной камеры. Так образуется контур циркуляции твердых частиц, который и дал название технологии.

Котлы с ЦКС отличаются более высокой степенью выгорания топлива (примерно 99 % по сравнению с 90,95 % у котлов со стационарным кипящим слоем), они могут работать с меньшим коэффициентом избытка воздуха (1,10-1,15 вместо 1,20-1,25). Системы подачи топлива у котлов с ЦКС проще, котлы менее требовательны к качеству топлива, тонине помола и лучше приспособлены для ступенчатого сжигания, необходимого для снижения выбросов оксидов азота. Такие топки позволяют связывать более 90 % серы, в то время как в топки со стационарным КС требуется подавать больше известняка для связывания 80-90 % оксидов серы [25].

К настоящему времени за рубежом накоплен богатый опыт проектирования и эксплуатации котлов с ЦКС. Значительно усовершенствованы конструктивные решения, снижена металлоемкость, повышены экономичность, надежность и увеличен

диапазон регулирования. Во всех случаях удавалось обеспечить выбросы  $\text{NO}_x$  не более  $300 \text{ мг/м}^3$ , КПД связывания серы не менее 90 % и потери с механическим и химическим недожогом менее 4 %.

Исходя из данных по сопоставлению технических показателей котлов с ЦКС и пылеугольных блоков 225 и 330 МВт следует, что в большинстве случаев данные по капитальным затратам вполне сопоставимы с учетом применения для пылеугольных блоков серо- и азотоочистки. При прочих равных условиях котлы с ЦКС имеют на 3-5 % меньшие дополнительные эксплуатационные расходы по сравнению с пылеугольными, оснащенными средствами азото- и сероочистки.

#### **7.3.4. Сжигание в кислородной среде**

Системы сжигания в кислородной среде могут использоваться для снижения выбросов  $\text{CO}_2$ . Они характеризуются горением угля с относительно чистым  $\text{O}_2$ , разбавленным дымовыми газами рециркуляции. В этих условиях основными продуктами сгорания являются водяные пары ( $\text{H}_2\text{O}$ ) и  $\text{CO}_2$ . Сжигание с использованием чистого кислорода вызвало бы крайне высокую температуру пламени в топке котла, для снижения температуры  $\text{O}_2$  разбавляется дымовыми газами рециркуляции. Газы рециркуляции могут также использоваться для подачи топлива в котел. При сжигании топлива в кислородной среде образуется приблизительно на 75 % меньше дымового газа, чем при сжигании с подачей воздуха, а отработавший газ состоит, прежде всего, из  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . После конденсации  $\text{H}_2\text{O}$  высококонцентрированный  $\text{CO}_2$  очищается и сжимается до жидкого или сверхкритического состояния, в зависимости от средств транспортировки.

Для удаления других незначительных газовых компонентов, таких как  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$  и аргон, в целях выработки потока  $\text{CO}_2$ , соответствующего требованиям хранения и транспортировки по трубопроводу, может потребоваться дополнительный этап очистки для дымового газа с высокой концентрацией  $\text{CO}_2$ . Вследствие высокой концентрации  $\text{CO}_2$  и сокращенного объема газа, стоимость данного этапа очистки относительно не высокая.

Процесс сжигания в кислородной среде не отличается от традиционного способа сжигания в воздухе и не требует дополнительных изменений в конструкции котла. Главными дополнительными компонентами являются воздухоразделительная установка, конденсатор дымового газа и системы очистки и компрессии  $\text{CO}_2$ . В качестве дополнительных конструктивных особенностей в котел включены системы рециркуляции дымовых газов и смешивания кислорода. Материалы, отобранные для различных компонентов, должны соответствовать условиям сжигания в кислородной

среде. Для систем разделения воздуха и компрессии  $\text{CO}_2$  требуется дополнительная энергия, вырабатываемая энергоустановкой, что приводит к снижению КПД нетто.

Воздействие сжигания топлива в атмосфере  $\text{O}_2/\text{CO}_2$  на конструкцию котла зависит от выбранной концентрации кислорода в окислителе: если содержание  $\text{O}_2$  составляет приблизительно 23-28 % по массе, конструкция котла с воздушным дутьем может быть принята такой как есть, а если содержание  $\text{O}_2$  выше, размеры топki могут быть меньше.

Вследствие удаления  $\text{N}_2$  из воздуха, при сжигании в кислородной среде объем продуктов сгорания приблизительно на 75 % меньше, чем при сжигании с подачей воздуха. Более низкий объем газа также позволяет достичь более легкого удаления загрязнителей из дымового газа ( $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  и т. д.) и снизить стоимость процесса. За счет удаления  $\text{N}_2$  из воздуха, также значительно снижается выброс  $\text{NO}_x$  из котла.

Конфигурация технологии сжигания в кислородной среде первого поколения позволяет использовать криогенный процесс для выделения  $\text{O}_2$ , сжигание топлива при атмосферном давлении, обычные методы газоочистки, и механическую компрессию для нагнетания  $\text{CO}_2$ . Такие установки могут использоваться в целях модернизации действующих энергоустановок без сильных изменений, но требуют наличия значительного дополнительного пространства для размещения дополнительных компонентов.

В усовершенствованных технологиях криогенное отделение воздуха может быть заменено, например процессом организации химических циклов, в котором перенос кислорода из воздуха в топливо осуществляется с помощью окислителя. Однако такие технологии находятся на ранних стадиях разработки. Сжигание в кислородной среде второго поколения, скорее всего, будет применяться при более высоких концентрациях кислорода, что усложнит тем самым задачу, но при этом повысит общую эффективность установки и сократит размеры котла.

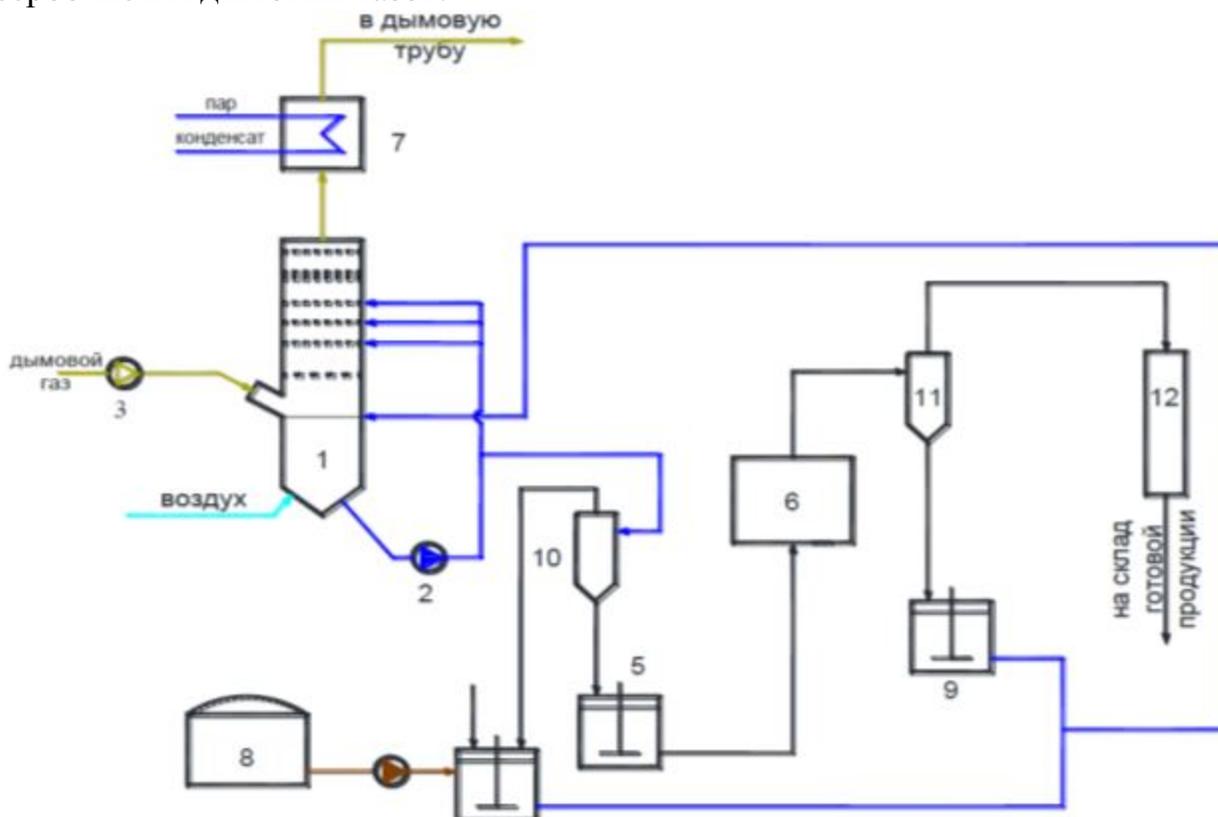
Системы газоочистки, необходимые для осуществления процесса сжигания в кислородной среде, не отличаются от систем, используемых для обычных паровых котлов, т. е. включают систему улавливания золы, систему  $\text{DeNO}_x$ , при необходимости, и систему  $\text{DeSO}_x$ . Система удаления золы может включать либо электрофильтр, либо систему рукавных пылеуловителей, для  $\text{DeSO}_x$  могут рассматриваться системы мокрой, так и сухой очистки. Конденсатор дымового газа расположен после газоочистки для удаления водяного пара и получения насыщенного потока  $\text{CO}_2$ , соответствующего

требованиям блока подготовки газа. Данное оборудование предназначено для работы в цепи сжигания в кислородной среде, и зачастую отсутствует на электростанциях, работающих на ископаемом топливе.

Сегодня в мире действуют несколько экспериментальных энергоустановок: кислородно-топливный пылеугольный котел 15 МВт, Windsor, Коннектикут (США), кислородно-топливный пылеугольный котел 30 МВт, Schwarze Pumpe (Германия), кислородно-топливный котел, работающий на газе 30 МВт, Lacq (Франция), котел, работающий на угле с циркулирующим кипящим слоем, для сжигания в кислородной среде 30 МВт, CIUDEN (Испания).

### 7.3.5. Аммиачно-сульфатная установка сероочистки

Установки сероочистки, сооруженные на Дорогобужской ТЭЦ и проработавшие с 1995 года по 2003 год, до перевода ТЭЦ на сжигание газа, являются примером применения высокоэффективных разработок в области газоочистки. [32, 33, 34]. Эффективность очистки дымовых газов при сжигании угля с содержанием серы выше 0,045 % кг/МДж составляла 98 %. Продукт аммиачно-сульфатной сероочистки - сульфат аммония, который является ценным азотным удобрением, успешно реализовывался Дорогобужской ТЭЦ, принося станции дополнительный доход. Помимо этого, аммиачно-сульфатная технология позволяет также снизить выбросы оксидов азота на 25-35 % и выбросы тонкой летучей золы. На рисунке 7.3 представлен один из вариантов принципиальной схемы аммиачно-сульфатной установки сероочистки дымовых газов.



1 - абсорбер; 2 - циркуляционный насос; 3 - нагнетатель; 4 - емкость нейтрализатор; 5 - напорная емкость; 6 - выпарной аппарат; 7 - подогреватель дымового газа; 8 - склад аммиака; 9 - емкость для маточного раствора; 10 - гидроциклон; 11 - центрифуга; 12 - сушильный барабан

Рисунок 7.3. Принципиальная технологическая схема установки аммиачно-сульфатной сероочистки

По своему назначению оборудование установки аммиачно-сульфатной сероочистки [25] разделено на 2 основных технологических узла: узел очистки дымового газа; узел приготовления сульфата аммония.

Неочищенный дымовой газ нагнетателем (3) подается в абсорбер сероочистки (1), орошаемый раствором сульфит-бисульфит-сульфата аммония, где происходит улавливание диоксида серы из газа и частично улавливание оксидов азота (на 25-35 %). Затем очищенный дымовой газ подогревается и выбрасывается в атмосферу через дымовую трубу. Рабочий поглотительный раствор сульфит-бисульфит-сульфата аммония из нижней части абсорбера, в которую подается воздух для окисления непрореагировавшего сульфита аммония с образованием сульфата аммония, подается на три яруса орошения абсорбера с помощью циркуляционного насоса (2). Часть раствора отводится в гидроциклон (10), в котором раствор, содержащий кристаллы сульфата аммония, отделяется от осветленного раствора сульфит-бисульфита аммония, и через напорную емкость (5) подается в выпарной аппарат (6), где происходит рост кристаллов сульфата аммония, а оттуда - в центрифугу (11), в которой кристаллы сульфата аммония отделяются от маточного раствора и поступают в сушильный барабан (12), на выходе из которого получается готовый продукт - кристаллический сульфат аммония.

Все технологическое оборудование такой сероочистки может быть изготовлено в Казахстане без закупки дорогостоящих узлов за границей. Разработанные технологические решения по применению технологии аммиачно-сульфатной сероочистки на энергетических котлах защищены патентами.

Основная цель технологии - снижение концентрации диоксида серы в уходящих дымовых газах вплоть до  $200 \text{ мг/нм}^3$  и ниже (Таблица 7.2). При этом данная технология позволяет наряду с оксидами серы снизить на 25-35 % выброс оксидов азота и тонких частиц летучей золы. Поэтому применение данной технологии делает соответствующую энергетическую установку экологически чистой. Побочный продукт сероочистки - сульфат аммония - является эффективным удобрением, обогащенным микроэлементами. Продажа сульфата аммония позволит за короткое время окупить капитальные вложения в сероочистку, особенно для сжигания угля с содержанием серы выше 0,045 % кг/МДж.

Таблица 7.2. Основные показатели аммиачно-сульфатной сероочистки

№ п/п	Основные показатели технологии.	Аммиачно-сульфатная сероочистка
1	2	3
1	Достижимая степень сероочистки, %	99,5 и более
2	Достижимая конечная концентрация SO <sub>2</sub> , мг/Нм <sup>3</sup>	100 и менее
3	Увеличение расхода энергии на собственные нужды, %	1,4-1,5
4	Качество получаемого продукта сероочистки	Удобрение - сульфат аммония, ГОСТ 9097-82
5	Удельные капитальные вложения, \$/кВт	35-65

### 7.3.6. Комбинированный золоуловитель для пылеугольных котлов, сжигающих Экибастузские угли

Для Экибастузских углей на сегодняшний день отсутствуют технические решения по золоулавливающей установке для мощных энергоблоков, позволяющей очищать продукты сгорания высокосольных углей и углей с неблагоприятными электрофизическими свойствами золы до уровня перспективных требований 50 мг/м<sup>3</sup> от твердых частиц. Особенно сложно улавливание наиболее вредных тонкодисперсных частиц размером менее 10 мкм.

К современным золоуловителям предъявляются следующие основные требования: возможность очистки больших объемов газов; компактность; умеренное гидравлическое сопротивление; обеспечение высокой эффективности очистки дымовых газов после котельной установки при изменениях объемного расхода, состава и параметров этих газов.

Для выполнения этих требований перспективной и коммерчески целесообразной является технология двухступенчатой сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией [35, 36]. Она позволяет не только обеспечить очистку дымовых газов мощных угольных энергоблоков от летучей золы (включая частицы субмикронных размеров) до остаточной запыленности на уровне 30 мг/нм<sup>3</sup>, но и дает возможность улавливания соединений тяжелых металлов, в первую очередь ртути.

Аппарат состоит из трех ступеней. В первой ступени используется электрический фильтр, который одновременно служит для зарядки частиц золы и пред очистки. Вторая ступень - промежуточная, необходима для улавливания ртути и других тяжелых металлов. Третья ступень - это рукавный фильтр, для окончательной очистки дымовых газов.

По сравнению с электрофильтрами аппараты с комбинированной очисткой позволяют значительно снизить выбросы тонких частиц, исключают проскок частиц и

вторичный унос, эффективно улавливают золы с высоким удельным электрическим сопротивлением и имеют меньшие габаритные размеры.

Их головные образцы целесообразно установить на российских ТЭС для отработки.

В основу технологии заложена идея объединения двух различных золоуловителей (электрофилтра и рукавного филтра) в одно устройство, с целью сочетания в нем достоинств этих аппаратов. Такое сочетание позволяет интенсифицировать процессы очистки в обеих ступенях и сократить габариты оборудования. Эффект достигается при увеличении скорости движения газов и, соответственно, скорости филтрации в ступени окончательной очистки из-за формирования на филтрующем материале более рыхлого слоя за счет зарядки частиц в предварительной ступени очистки.

Аппараты с комбинированной очисткой (по сравнению с электрофилтрами) позволят значительно снизить выбросы тонких частиц, исключат проскок частиц и вторичный унос, эффективно будут улавливать золы с высоким УЭС и иметь меньшие габаритные размеры. Эффективность улавливания частиц размером 0,01-50 мкм составит 99,99 %. Стоимость аппарата с комбинированной очисткой дымовых газов от летучей золы до остаточной запыленности 30 мг/нм<sup>3</sup> будет примерно на 30 % ниже стоимости электрофилтра с такой же степенью очистки.

Разработка технологии сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей филтрацией позволит создать современный высокоэффективный золоуловитель с характеристиками мирового уровня (таблица 7.3).

Технология очитки дымовых газов от твердых частиц методом филтрации с их предварительной зарядкой особенно востребована при реконструкции действующих Казахстанских ТЭС ввиду отсутствия необходимой площади для размещения электрофилтров требуемых размеров, а также в случае, когда неблагоприятные электрофизические свойства золы вынуждают устанавливать электрофилтры из 7 и более электрополей.

Таблица 7.3. Характеристики комбинированного золоуловителя

№ п/п	Показатели	Комбинированный золоуловитель	Электрофилтр
1	2	3	4
1	Очистка больших объемов дымовых газов	да	да
2	Максимальная входная запыленность, г/м <sup>3</sup>	до 100	до 60
3	Выходная запыленность, мг/м <sup>3</sup>	20	100
4	Степень очистки, %	99,95	99,8
5	Зависимость степени очистки от УЭС золы	нет	да
6	Габаритные размеры по отношению к электрофилтру	0,7	1
7	Капитальные затраты по отношению к электрофилтру	0,7	1

8	Эффективное улавливание субмикронных частиц	да	нет
9	Возможность улавливание соединений ртути и др. тяжелых металлов	да (до 90 %)	нет

### 7.3.7. Котел с кольцевой топкой

Длительный опыт успешной работы котла Е-820 с кольцевой топкой на Ново-Иркутской ТЭЦ и проработки профиля котлов для блоков 330 МВт на бурых и каменных углях подтверждают возможность эффективного использования котлов с кольцевыми топками как для строительства новых станций, так и для замещения отработавших крупных энергоблоков с установкой их в действующих ячейках главного корпуса. При этом мощность и параметры пара нового блока могут быть сохранены или существенно повышены [42, 43, 44].

В кольцевой топке отсутствует активное касание факелом внутреннего и наружного экранов. При этом обеспечивается устойчивое зажигание топлива без видимой сепарации не воспламенившихся частиц в холодную воронку.

Выполненные совместно с Подольским машиностроительным заводом (ЗиО) проработки профиля мощных котлов с кольцевой топкой показывают, что их заводское изготовление не вызывает принципиальных конструкторских и технологических сложностей.

Применение кольцевых топок при создании котлов крупных энергоблоков позволяет: уменьшить высоту котлов на 30-40 %; снизить их металлоемкость и стоимость до 10 %; обеспечить безшлаковочное и высокоэкономичное сжигание шлакующих каменных и бурых углей; уменьшить выбросы  $\text{NO}_x$  за счет технологических методов сжигания до 30 %.

Котел Е-820 с кольцевой топкой установлен и успешно работает в течение более 20 лет на Ново-Иркутской ТЭЦ. Двадцатилетний опыт эксплуатации и неоднократные испытания котла Е-820 с кольцевой топкой при сжигании шлакующих бурых углей подтверждают высокую эффективность, надежность и экологичность котла, КПД котла 93-93,8 %. Низкий температурный уровень в ядре факела и вверху топки, обеспечивающий практически безшлаковочный режим работы топки и ширмовых поверхностей нагрева.

Достигнутые выбросы  $\text{NO}_x$  на уровне 350-400 мг/нм<sup>3</sup> могут быть дополнительно снижены технологическими методами. Тепловосприятие экранов в кольцевой топке на 15-20 % выше, чем в обычных топках. Котел легко управляем как в стационарных, так и в переходных режимах.

### 7.3.8. Применение газовых турбин сложного цикла

Значительная часть энергии, вырабатываемая газовой турбиной, необходима для приведения осевого компрессора в движение. Повысить КПД газовой турбины можно сократив работу компрессора посредством охлаждения воздушного потока через компрессор. Мощность компрессора пропорциональна объемному расходу. Теоретически, охлаждение после каждой ступени компрессора максимально сократит работу компрессора, однако на практике осуществимо только ограниченное количество этапов охлаждения.

Если температура отходящего газа газовой турбины выше, чем температура воздуха на выходе компрессора, можно перенести часть тепла от отходящего газа в воздух на выходе компрессора, что повысит КПД газовой турбины в связи с тем, что для подогрева газа до необходимой температуры на входе в турбину потребуется меньший расход топлива. Данный вид рекуперации может в основном применяться для газовых турбин с умеренной степенью компрессии или газовых турбин с охлаждением между ступенями компрессора.

С помощью конструкций, предусматривающих применение как охлаждения между ступенями компрессора, так и рекуперации, можно достичь КПД более 50 %, рассчитанного при температуре газа на входе в турбину на уровне 1200 еС. [123]. Для схем ПГУ внутренняя регенерация неэффективна, так как приводит к снижению температуры газов за регенератором и снижает эффект от применения котла утилизатора.

Более интересной схемой, существенно повышающей эффективность газовой турбины, и сохраняющей значительный тепловой потенциал для котла утилизатора является схема ГТУ сложного цикла с регенерацией и промежуточным подогревом газов в промежуточной камере сгорания газовой турбины.

Второй подвод топлива позволяет существенно увеличить мощность и улучшает характеристики газовой турбины при переменных нагрузках. При этом следует отметить, что при степени регенерации 0,65 температура газов за регенератором находится на уровне 550 С, что позволяет использовать утилизационную схему ПГУ и при этом КПД газовой турбины повышается до 47,5 %, а КПД ПГУ до уровня 60,3 % (повышение КПД цикла с 55 %). Полученные результаты по оценке эффективности газотурбинного цикла при использовании регенерации и ступенчатого подвода топлива свидетельствуют о том, что работы в направлении совершенствования газотурбинного цикла необходимо продолжать. Особенно интересно использование сложного цикла для ПГУ ТЭЦ, когда можно более эффективно регулировать электрическую нагрузку при переменной тепловой.

### **7.3.9. Низкотемпературное вихревое сжигание угля**

В основу НТВ-технологии заложено ступенчато-вихревое сжигание грубо размолотого топлива в условиях многократной циркуляции частиц в камерной топке. Главные преимущества НТВ-технологии: стабильное воспламенение низкосортных топлив, отсутствие шлакования поверхностей нагрева и сравнительно низкий уровень вредных выбросов.

В отличие от традиционной технологии пылевого сжигания в прямоточном факеле (ПФ), где основная часть топлива (до 92-96 %) сгорает в так называемой «зоне активного горения» (ЗАГ), расположенной вблизи горелок и занимающей относительно небольшой объем камерной топки, в НТВ-топке в ЗАГ вовлечено значительно большее пространство (в том числе весь объем топочной воронки). Поэтому тепловое напряжение объема ЗАГ в НТВ-топке при равной мощности котлов в 1,5-2 раза ниже. Это позволяет снизить максимальную температуру в вихревой топке (примерно на 100-300 аС и за счет активного перемешивания выровнять температуру в ЗАГ. При этом тепловая эффективность НТВ-топки возрастает за счет снижения загрязнения поверхностей нагрева и усиления конвективного теплообмена, что дает возможность увеличить паропроизводительность котла на 15-20 %.

Пониженный уровень температур, ступенчатый ввод окислителя, многократная циркуляция горящих частиц и угрубление гранулометрического состава золы в совокупности обеспечивают улучшенные показатели вихревых топок по вредным выбросам (оксидам азота  $\text{NO}_x$  и диоксиду серы  $\text{SO}_2$ ) и повышают эффективность работы золоулавливающего оборудования.

Снижение образования  $\text{NO}_x$  в НТВ-топке связано с особенностями топочного процесса: низким уровнем температур в ЗАГ и ступенчатым подводом окислителя к топливу. Максимальная температура продуктов сгорания в НТВ-топке зависит от марки топлива, системы пылеприготовления, особенностей конструкции горелочно-сопловых устройств и режима сжигания топлива и, например, для высоко влажных топлив не превышает 1050-1200 тС. В этом интервале температур образуются в основном «топливные»  $\text{NO}_x$ , а количество «воздушных»  $\text{NO}_x$  ничтожно мало. Коэффициент избытка воздуха в горелках при НТВ-сжигании зависит от марки топлива и, как правило, не превышает 0,8-0,9. В результате удается снизить выбросы  $\text{NO}_x$  на 30-70 % по сравнению с технологией ПФ.

Низкий уровень температур в НТВ-топке позволяет связать  $\text{SO}_2$  основными оксидами (в основном СаО) минеральной части топлива. Этому способствует увеличение времени пребывания связывающих компонентов в вихревой зоне, а также меньшая оплавленность (и большая поверхность реагирования) частиц золы.

Применение НТВ-технологии повышает связывание  $\text{SO}_2$  на 20-50 % (в зависимости от марки топлива) по сравнению с технологией ПФ. Кроме того, условия вихревой топки позволяют эффективно использовать различные сорбенты на основе СаО.

Укрупнение помола топлива при НТВ-сжигании приводит к укрупнению летучей золы уноса, что повышает эффективности работы золоулавливающих установок, как циклонного типа, так и электрофильтров. НТВ-топка обеспечивает высокую устойчивость воспламенения, что особенно актуально при сжигании низкосортных топлив. Несмотря на пониженный уровень температур, многократная циркуляция горящих коксовых частиц топлива и ступенчатый подвод воздуха в ЗАГ стабилизируют воспламенение и обеспечивают выгорание топлива. Важную роль при этом играет конструкция горелочно-сопловых устройств и аэродинамические приемы, обеспечивающие взаимодействие горелочных и сопловых потоков. НТВ-топка позволяет эффективно сжигать низкосортные топлива без использования «подсветки» пылеугольного факела газом и мазутом.

НТВ-сжигание практически полностью исключает шлакование поверхностей нагрева и повышает надежность работы котла.

Применение НТВ-технологии позволяет упростить систему пылеприготовления, увеличить ее производительность, обеспечить взрывобезопасность, снизить затраты на подготовку топлива к сжиганию, увеличить срок службы размольного оборудования.

НТВ-технология сжигания апробирована на широкой гамме твердых топлив, включая бурые и каменные угли. Среди последних успешно реализованных проектов можно отметить модернизацию (в 2008 г.) котла БКЗ-210 на Кировской ТЭЦ-4 (Россия) (апробирована технология многотопливного котла) и техническое перевооружение (в 2013 г.) котла П-49, входящего в состав энергоблока 500 МВт на Назаровской ГРЭС (Россия).

### **7.3.10. Система охлаждения воздуха на входе в компрессор ГТУ**

Охлаждение воздуха на входе в газовую турбину представляет собой процесс охлаждения наружного воздуха до того, как этот воздух попадет в компрессор, который затем под высоким давлением попадет в камеру сгорания.

Основная причина, по которой воздух на входе в компрессор охлаждается, заключается в том, чтобы предотвратить потери мощности турбин при высокой температуре окружающего воздуха. В теплый период года теплофизические свойства воздуха меняются. Повышение температуры и снижение плотности воздуха приводит к снижению электрической мощности газотурбинной установки (ГТУ), увеличению удельного расхода топлива.

Величина потерь мощности с повышением температуры окружающего воздуха индивидуальна для каждой турбины. В среднем по различным экспертным оценкам и

данным заводов изготовителей, снижение температуры всасываемого воздуха с 35 °С до 5 °С обеспечит возрастание мощности ГТУ с 80 % до 110 % от номинала (рисунок 7.4).

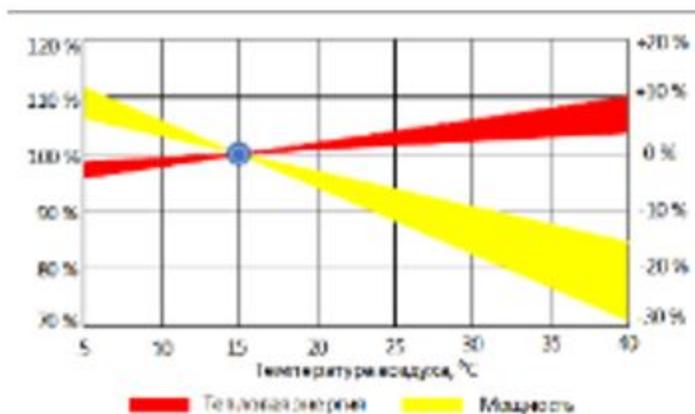


Рисунок 7.4. Производительность ГТУ в зависимости от температуры окружающего воздуха

Преимущества использования систем охлаждения на входе в ГТУ [2]:

1) повышение мощности (одно из наиболее важных преимуществ использования системы охлаждения);

2) повышение эффективности ГТУ;

3) продление срока службы компонентов газовых турбин (более низкие и стабильные температуры воздуха обеспечивают меньший износ компонентов турбин);

4) увеличение КПД в комбинированном цикле (низкие температуры подаваемого воздуха обеспечивают более низкие температуры выхлопных газов, что снижает эффективность котла утилизатора. Однако при большем расходе воздуха на входе увеличивается массовый расход выхлопных газов, что в достаточной мере компенсирует потерю мощности в связи со снижением температуры);

5) прогнозирование выработки энергии (ряд систем охлаждения обеспечивают эксплуатацию двигателя при температурах воздуха на входе до 6 °С независимо от условий окружающей среды, что позволяет прогнозировать количество вырабатываемой энергии независимо от температуры окружающего воздуха).

### Способы охлаждения воздуха на входе в ГТУ

Существует три основных способа охлаждения: применение испарительных охладителей; применение холодильных машин, в том числе абсорбционных (АБХМ); мелкодисперсное распыление воды за фильтром и аэрозольное промежуточное охлаждение, входящего в компрессор воздуха.

Мелкодисперсное распыление воды за фильтром иногда называют методом с использованием искусственного тумана, этот метод, как и промежуточное охлаждение,

входящего в компрессор воздуха, широко используется, всемирно известными производителями турбин, например, Siemens в ГТУ Trent 60 или General Electric в ГТУ LM6000 по запатентованной ими технологии SPRINT (SPray INTercooling) [3].

Тем не менее на рынке существуют компании, предлагающие услуги по дополнительному оборудованию уже функционирующих ГТУ установками искусственного тумана.

### **Аэрозольное охлаждение воздуха, входящего в компрессор ГТУ.**

Увеличение мощности ГТУ связано, в первую очередь с уменьшением нагрузки на компрессор и возможностью, при прочих равных условиях, дополнительного сжигания большего количества горючей смеси в камере сгорания.

Когда мелкодисперсные капли воды под давлением вводятся в воздух, это уменьшает его температуру и повышает влажность. Затем увлажненный воздух испаряется внутри компрессора в межлопаточном пространстве, происходит так называемый эффект промежуточного охлаждения, что повышает эффективность сжатия, с увеличением плотности воздуха увеличивается масса горючей смеси внутри камеры сгорания, а чем больше расход горючей смеси внутри турбины, тем больше генерируется мощности в газовой турбине [88].

Так как в современных ГТУ больше половины всего крутящего момента турбины используется для привода компрессора [73], даже небольшое сокращение нагрузки компрессора, приводит к значительному увеличению КПД всей турбины. Поэтому введение аэрозольного охлаждения воздуха, входящего в компрессор ГТУ увеличивает одновременно и производительность, и КПД всей ГТУ. Однако метод увеличения мощности турбин аэрозольным охлаждением находится на стадии изучения, так как существует ряд проблем таких как эрозия лопаток компрессора из-за попадания водяных капель, деформация обсадной колонны компрессора из-за неравномерного охлаждения. Кроме того, необходима точная настройка системы управления и система подготовки воды, например обратный осмос [90].

### **Система мелкодисперсного распыления воды за фильтром (искусственный туман)**

Достоинство аэрозольного охлаждения, то, что его можно использовать независимо от погодных условий, в любой точке мира. В отличие от метода создания искусственного тумана, который эффективен только при температурах выше 15 °С.

Поскольку основная цель системы искусственного тумана состоит в снижении температуры воздуха за фильтром, форсунки водяного тумана расположены как можно дальше от компрессора. Это делается главным образом для того, чтобы обеспечить достаточное расстояние для испарения воды из воздуха до входа в компрессор. Кроме снижения температуры воздуха впрыск уменьшает образование окислов азота до 90 мг/нм<sup>3</sup>.

Основным элементом системы являются форсунки для мелкодисперсного распыла. Форсунки изготавливаются из нержавеющей стали, должны быть индивидуально протестированы и настроены. При давлении более  $100 \text{ кгс/см}^2$ , средний диаметр капель составляет менее 10-15 микрон. Это приводит к эффективному и быстрому (за несколько секунд) испарению, с минимальным значением смачивания канала воздуховода и снижением падения давления на входе в воздуховод. Срок службы форсунок более 30 лет [90].

Количество воды необходимое для повышения мощности ГТУ индивидуально для каждой конкретной турбины и прежде всего зависит от окружающих погодных условий и мощности. При охлаждении воздуха на входе компрессора на  $10 \text{ аС}$  для разных типов турбин увеличение мощности составляет от 6 до 9 %. При малых эксплуатационных затратах и большом проценте экономии, срок окупаемости внедрения системы на ГТУ в среднем составляет около одного года [89].

#### **Использование АБХМ в системах охлаждения воздуха на входе в компрессор ГТУ**

Перспективной считается применение абсорбционных холодильных машин (АБХМ). По сравнению с традиционными парокompрессионными холодильными машинами АБХМ отличаются значительно меньшим расходом электрической энергии, их применение позволяет снизить эксплуатационные расходы. АБХМ холодопроизводительностью 1000 кВт расходует всего несколько кВт электроэнергии. Да и тратится она в основном на перемещение сред - работу насосов и вентиляторов, а также на электроснабжение автоматики. На реализацию холодильного цикла АБХМ электроэнергию не расходует. Эксплуатационные затраты на содержание парка АБХМ обычно в 2-3 раза ниже, чем на содержание аналогичной по мощности парокompрессионной техники [86].

В качестве источника теплоты АБХМ используют теплоту уходящих газов ГТУ, пар, горячую воду. Схема АБХМ представлена на рисунке 7.5.

Такие системы наиболее предпочтительно использовать в ГТУ, работающих в базовом режиме в течение длительного времени.

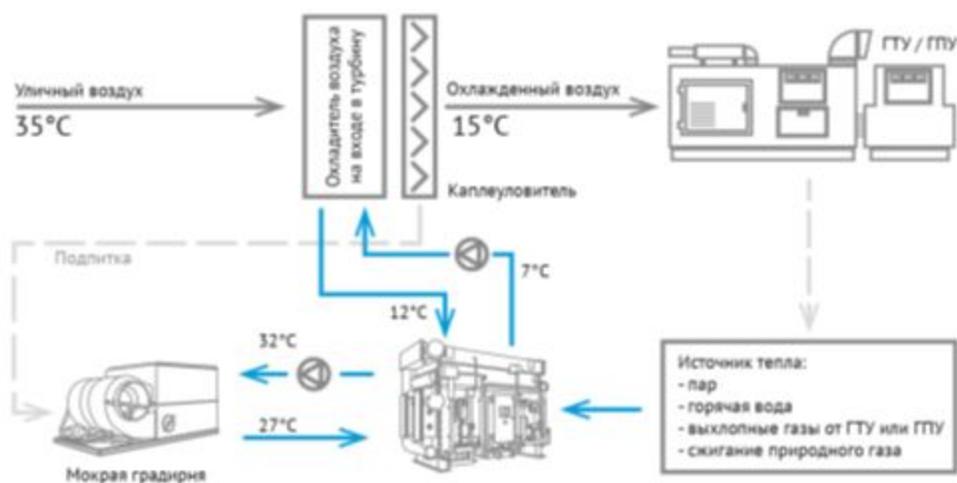


Рисунок 7.5. Структурная схема АБХМ

Опыт модернизации КВОУ ГТУ имеется, для установки АБХМ потребуется порядка 250-350 \$/кВт (анализ проектов в России). Экономический эффект определяется стоимостью реализации дополнительной энергии и экономией топлива, простой период окупаемости внедрения систем охлаждения воздуха на ГТЭС составит порядка 6-8 лет.

### 7.3.11. Микрофакельные топливосжигающие устройства для ГТУ

Газотурбинные технологии следует выделить среди традиционных способов выработки энергии по двум причинам. Первая - газовые турбины используют как правило газ в качестве основного топлива, который имеет наиболее низкие показатели вредных выбросов при сжигании. Вторая, газовые турбины широко применяются в энергетике, как основное оборудование наиболее экономичного на сегодняшний день парогазового цикла.

Актуальной является разработка технологий позволяющих сжигать газообразное топливо различного состава, при различных нагрузках и в широком диапазоне избытка топлива и низкими выбросами токсичных веществ.

Разработка принципиально новых топливосжигающих устройств требует пересмотра ряда положений о процессах горения в стандартных форсуночно-горелочных устройствах и камерах сгорания. Одним из наиболее перспективных методов снижения вредных выбросов является исполнение камеры сгорания с фронтальным устройством, в котором горение рассредоточено по всему сечению рабочей зоны [91, 95].

Такое развитое микро факельное сжигание позволит не только снизить выбросы оксидов азота, но сократить габариты и соответственно металлоемкость камеры сгорания, а также обеспечить высокую полноту сгорания. Использование микро

факельных устройств в промежуточных камерах сгорания позволит получить равномерное поле температур на входе в ступени турбины низкого давления [96]. Структурная схема основных типов микро факельных горелочных устройств представлена на рисунке 7.6.



Рисунок 7.6. Основные типы микро факельных горелочных устройств

Ужесточение требований, которые предъявляются к горелочным устройствам камер сгорания ГТУ и ГТД, заставляют конструкторов искать способы оптимизации их работы для обеспечения полноты сгорания топлива, надежности и быстроты воспламенения, равномерности температурного поля, низкого аэродинамического сопротивления и устойчивости горения [92]. Микро факельное горение позволяет обеспечить достижение этих показателей и в большей степени отвечает выставляемым требованиям.

Анализ экспериментальных данных реализации микро факельного горения в камерах сгорания ГТУ и ГТД позволяет отметить ряд преимуществ применения данного метода: низкие выбросы  $NO_x$  [73, 86, 87, 90], отвечающие самым перспективным требованиям, уменьшение размеров установок и неравномерности температурного поля газов на выходе из камеры сгорания [91, 92], низкий уровень шума обусловленный подавлением вибрационного горения [93, 95], малые потери напора газа и обеспечение работы на обедненной горючей смеси [91, 95, 96].

## 8. Дополнительные комментарии и рекомендации

### 8.1. Общие положения

Проект справочника НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» выполнен в рамках Договорных отношений между группой независимых экспертов электроэнергетической отрасли и НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов». Структура справочника утверждена ТРГ, созданной приказом Председателя правления НАО «МЦЗТИП» от 25 февраля 2021 года №18-21П «О создании технической рабочей группы по разработке межотраслевого справочника по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

При формировании настоящего справочника НДТ были использованы материалы комплексного технологического аудита (КТА), выполненного группой экспертов НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов», в ходе которого было обследовано 23 предприятия электроэнергетической отрасли, данные предоставленные предприятиями за период 2015-2019 гг. в программно-аналитическом комплексе kta-expert.kz, а также отчет об экспертной оценке электроэнергетической отрасли на соответствие принципам наилучших доступных технологий (Отраслевой отчет).

Оценка уровней выбросов маркерных веществ для крупных установок, сжигающие различные виды топлива с целью производства электрической и тепловой энергии, произведена на основе собранных данных КТА, включая крупнейшие ТЭС Казахстана: Экибастузские ГРЭС-1, 2, ЕЭК, Карагандинские ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Павлодарские ТЭЦ-3, ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана», ТЭЦ-2 АО «Алматинские электрические станции», Усть-Каменогорская ТЭЦ, Петропавловская ТЭЦ-2, ТЭЦ АО «3-Энергоорталык», ГРЭС Топар и другие. Дополнительные материалы получены благодаря АО «Институт развития электроэнергетики и энергосбережения» Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан (заклучения по энергоаудитам, проведенных в 2019-2020 гг., с согласия предприятий).

При подготовке настоящего справочника НДТ были использованы материалы, полученные от Казахстанских производителей тепловой и электрической энергии в ходе обмена информацией на основе анкет-опросников, подготовленных с целью сбора актуальной информации о предприятиях отрасли для дальнейшей разработки на ее основе технического справочника по наилучшим доступным техникам (далее-НДТ), организованного НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов».

На долю электроэнергетической промышленности приходится в среднем 900 тыс. тонн загрязняющих веществ ежегодно, что составляет около 40 % выбросов от всей промышленности Республики.

В настоящее время в Республике Казахстан не существует законодательных актов, которые регламентируют уровни выбросов вредных веществ при использовании любого вида топлива крупными топливо сжигающими станциями.

Постановление Правительства Республики Казахстан от 14 декабря 2007 года N 1232 «Об утверждении Технического регламента "Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котельных установках тепловых электрических станций» утратило силу Постановлением Правительства Республики Казахстан от 21 сентября 2021 года № 650.

В этой связи установление уровней выбросов загрязняющих веществ от электростанций осуществляется государственной экологической экспертизой в каждом конкретном случае отдельно, с учетом Предельных допустимых концентраций при расчете рассеивания выбросов загрязняющих веществ.

Однако, согласно п.5 ст. 113 Экологического Кодекса Республики Казахстан одним из положений Заключения по наилучшим доступным техникам являются уровни эмиссий, связанные с применением наилучших доступных техник.

Уровни эмиссий, связанные с применением наилучших доступных техник, определяются как диапазон уровней эмиссий (концентраций загрязняющих веществ), 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.

В этой связи, уровни выбросов, установленные в проекте Справочника по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» соответствуют мировому опыту применения НДТ, тогда как уровни выбросов по пыли установлены в соответствии с особенностью Казахстанского твердого топлива.

Как ожидается, переход электроэнергетической промышленности на комплексное экологическое разрешение, сопровождаемый внедрением наилучших доступных техник, сократит ежегодные выбросы электроэнергетической отрасли на 70 %.

Экономические потери в результате отложенного перехода на НДТ повлечет за собой потери по человеческому капиталу - это преждевременная смерть от 15 тыс. человек в год вызванная загрязнением атмосферного воздуха от работы электростанций, что оценивается порядка в 8,580 млрд долл. США ежегодно.

Справочно: информация по смертности и экономическим потерям согласно экономико-социально-экологических работ выполненных Германского общества по международному сотрудничеству (GIZ).

Что касается вновь вводимых электростанций, то согласно п.7 ст.418 Экологического Кодекса Республики Казахстан до утверждения Правительством Республики Казахстан заключений по наилучшим доступным техникам операторы объектов вправе при получении комплексного экологического разрешения и обосновании технологических показателей ссылаться на справочники по наилучшим доступным техникам по соответствующим областям их применения, разработанные в рамках Европейского бюро по комплексному контролю и предотвращению загрязнений

окружающей среды, а также на решения Европейской комиссии об утверждении заключений по наилучшим доступным техникам по соответствующим областям их применения.

В ходе выполнения комплексного-технологического аудита электроэнергетической области выявлены ключевые проблемы связанные с отсутствием модернизации на существующем оборудовании, нехваткой технологических резервов по выработке тепла и электроэнергии, которые необходимы для вывода в реконструкцию/модернизацию существующего оборудования на длительный срок, кроме того стесненность технологической компоновки и особенностей применяемых устаревших производственных технологий на действующих электростанциях не позволяют в должной мере оценить перспективу внедрения НДТ.

Однако, при всей сложившейся ситуации переход на комплексное экологическое разрешение операторов путем внедрения НДТ послужит важнейшим толчком в стимулировании и модернизации существующего положения, в условиях отсутствия отраслевой программы развития электроэнергетической отрасли.

Кроме того, одним из болезненных вопросов, наиболее часто поднимавшихся при разработке проекта Справочника по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» являлся вопрос финансирования внедрения НДТ.

Тогда как, основной целью проекта Справочника является комплексное предотвращение воздействия промышленной отрасли на окружающую среду путем внедрения наилучших доступных техник.

Согласно данным комплексно-технологического аудита электроэнергетической отрасли на внедрение наилучших доступных техник на станциях Республики ориентировочно потребуется около 1,5 трлн тенге.

Необходимо помнить что, затраченные средства на модернизацию и внедрение НДТ окупятся в долгосрочной перспективе здоровьем населения и качеством окружающей среды.

В ходе работы над настоящим справочником НДТ выполнялся сбор данных на основе обзора литературы, обсуждения среди экспертов, информации с официальных источников, нормативно-правовых документов, справочных документов по НДТ (BREF), информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям (ИТС НДТ) и других технических регламентирующих документов, в том числе:

Директива 2010/75/ЕС Европейского парламента и Совета Европейского Союза «О промышленных выбросах (о комплексном предотвращении загрязнения и контроле над ним);

Решение Комиссии, выполняющей решения от 10 февраля 2012 г. «Установление правил, касающихся руководства по сбору данных и составлению справочных документов по НДТ, а также по обеспечению их качества, упомянутых в Директиве 2010/75/ЕС Европейского парламента и Совета по промышленным выбросам»;

Справочный документ по НДТ для Крупных установок сжигания (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants), 2006 г.;

Справочный документ по НДТ для Крупных установок сжигания (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants), 2016 г.;

Справочный документ по НДТ ЕК «Экономический и кросс-медиа эффект» (Reference Document on Economics and Cross-Media Effects), 2006 г.;

Справочный документ по НДТ ЕК «Обращение с отходами» (Best Available Techniques Reference Document for Waste Treatment), 2018 г.;

Справочный документ по НДТ ЕК «Энергоэффективность» (Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency), 2009 г.;

Стратегия пересмотра химических веществ в BREF (Strategy to review the chemical BREFs) от Март 2007 г.;

Рекомендации к тесту, используемые в BREF (Standard text used in BREFs) от 7 марта 2019 года, Севилья;

Отчет Проекта ОЭСР по НДТ - Этап 4 - Руководство по определению НДТ и установлению уровней экологической эффективности для выполнения условий получения экологических разрешений на основе НДТ, 2020 г.

## **8.2. Рекомендации**

В Казахстане нет ни одной газовой ГТЭС мощностью 500 МВт и выше, в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан, соответственно не относятся к объектам I категории, и следовательно такие ГТЭС не получают КЭР. С другой стороны небольшая котельная с котлами по 20 Гкал/ч, сжигающая мазут относилась к IV категории, при небольшом расширении сразу становится объектом I категории и требование установки автоматизированной системы мониторинга выбросов (АСМ) становится обязательным для старых котлов мощностью 20 Гкал/ч, что экономически не целесообразно, так как стоимость АСМ сопоставима с остаточной стоимостью котельной.

В целях организации государственного контроля внедрения НДТ, определения необходимости переработки СНДТ, члены ТРГ считают необходимым организовать периодический сбор информации по применению НДТ, достигаемым значениям технологических показателей в электроэнергетике. Действующая отраслевая система отчетности, в том числе экологическая отчетность, не содержит такой информации. Наиболее подходящей формой сбора такой информации, по мнению ТРГ, является созданный ПАК [kta-expert.kz](http://kta-expert.kz), в котором разработать модуль по применению НДТ.

Для подготовки перехода на принципы НДТ предприятиям следует начинать с мероприятий по повышению энергоэффективности, а именно:

- 1) Снижение удельного расхода топлива;
- 2) Сокращение расхода электроэнергии на собственных нужды;

3) Снижение присосов в газовом тракте котлов и повышение их энергоэффективности;

4) Оптимизация процессов сжигания топлива, в том числе автоматизацией процесса горения;

5) Контроль качества топлива;

6) Контроль тонины помола угля;

7) Контроль температуры горячего воздуха и аэросмеси;

8) Контроль и поддержание начальных параметров пара;

9) Контроль и поддержание вакуума в конденсаторе;

10) Контроль и поддержание температуры питательной воды;

11) Утилизация тепла продувочной воды;

12) Использование осветленной воды в эмульгаторах;

13) Соблюдение температурных напоров в градирнях;

14) Обеспечение обработки и поддержание качества охлаждающей воды при необходимости;

15) Утилизация замасленных и замазученных вод

16) Контроль выбросов от источника выброса;

Рекомендуется восстановить форму 3-тех (многие ТЭС продолжают использовать форму 3-тех для внутреннего пользования) и отчитываться перед Министерством энергетики раз в три месяца для мониторинга показателей работы, потому как на региональном уровне утверждаются завышенные удельные расходы по отпуску тепловой энергии (как естественному монополисту), забывая, что при комбинированном производстве КПД котла не может иметь два разных значения для тепловой и электрической энергии. Все эти «неувязки» происходят по причине регулирования двух видов энергии двумя разными ведомостями: Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМЗК) Министерства национальной экономики, регулирующие тарифы тепловой энергии и Министерством энергетики, устанавливающие предельные тарифы на электрическую энергию. В связи со сложностью регулирования, иногда и некомпетентностью специалистов, следует регулирование электрической и тепловой энергии сосредоточить в одном органе - Министерстве энергетики Республики Казахстан, по крайней мере при комбинированном производстве, а при производстве и распределении тепловой энергии от котельных оставить в КРЕМЗК и местных департаментах.

На энергоэффективность значительно влияют режимные факторы. При нагрузке 82-85 % максимальная эффективность, ранее заводы-изготовители проектировали котельные установки на максимальный КПД именно при такой нагрузке. Изначально Экибастузские ГРЭС в составе Экибастузского топливно-энергетического комплекса (ЭТЭК) должны были работать в базовой части электрических нагрузок при максимальной энергоэффективности. В настоящее время конденсационные блоки 500

МВт обеспечивают горячий резерв Национального диспетчерского центра (НДЦ СО), в результате удельные расходы условного топлива (УРУТ) на ЭГРЭС-1 выше на 15-20 % чем на Рефтинской ГРЭС с такими же блоками и таким же углем, потому что несет нагрузку 82-85 % при максимальной эффективности в базовой части нагрузок.

В этой связи при разработке справочника НДТ «Сжигание топлива на крупных установках с целью производства энергии» следующей редакции (через 8 лет) потребуются дополнительные исследования и сбор дополнительной информации.

При разработке справочника НДТ потребуется также более обширная информация по результатам непрерывного мониторинга выбросов предприятий теплоэнергетики, которая не рассматривалась подробно в ходе проведения комплексного технологического аудита и которая понадобится при разработке разделов соответствия требованиям НДТ справочника.

В процессе перехода на технологическое нормирование особое значение приобретает определение исходного технологического уровня отрасли. В ходе разработки справочника необходимо получить как можно более реалистичную и достоверную информацию о текущем состоянии оборудования, правильно проанализировать полученные данные для установления достижимого потенциала и обоснованных технологических показателей, определить перечень перспективных технологий как основное направление развития электроэнергетической отрасли.

Следует сказать, что объекты децентрализованного энергоснабжения (автономные котельные) не попадают в область рассмотрения справочника, но поскольку таких объектов в Казахстане очень много, для них целесообразно разработать отдельный справочник НДТ.

Для получения КЭР рекомендуем следующие общие показатели для крупных установок по сжиганию топлива с целью производства энергии:

- 1) показатель энергоэффективности установки в целом:  
для установок производящие только электроэнергию - электрический КПД (нетто);  
для установок комбинированного производства - коэффициент использования тепла топлива;
- 2) пороговые уровни выбросов загрязняющих веществ, выраженные в мг/Нм<sup>3</sup> сухих газов для каждого типа котлов,
- 3) удельные показатели образования золошлаковых отходов на единицу производства;
- 4) уровень шумового воздействия (расчетный) на границе СЗЗ со стороны жилого поселка;
- 5) объем АСМ.

При информационном обмене был обнаружен ряд вопросов, которые должны быть разрешены в ходе следующего рассмотрения Справочника по наилучшим доступным

технологиям для крупных топливо сжигающих установок. В связи с этим представлены следующие рекомендации:

собрать дополнительную информацию по выбросам во время запуска, остановки и при необычных условиях эксплуатации;

собрать дополнительную информацию по эксплуатации двигателей и газовых турбин для использования в базовых и пиковых нагрузках, а также по количеству часов их эксплуатации;

собрать информацию по применению СКВ при сжигании твердого топлива и природного газа в котлах;

собрать информацию по применению СКВ при сжигании природного газа в газовых турбинах;

собрать информацию по применимости окислительных катализаторов при сжигании природного газа;

собрать дополнительную информацию по газовым турбинам и установкам ПГУ с впрыском пара/воды, и особенно в отношении доступности источника воды соответствующего качества;

собрать дополнительную информацию по морским платформам, в частности по использованию двухтопливных газовых турбин для сжигания жидких видов топлива;

собрать дополнительные данные по выбросам  $N_2O$  в результате эксплуатации котлов с циркулирующим кипящим слоем, работающих на угле и/или лигните;

собрать дополнительную информацию для того, чтобы провести оценку, существует ли необходимость провести различие между углем и лигнитом в отношении уровней выбросов  $SO_2$ ;

собрать информацию по сжиганию биомассы с высоким содержанием щелочи;

собрать дополнительную информацию по влиянию высокого содержания азота и водорода на выбросы  $NO_x$  от сжигательных установок при использовании технологического топлива в химической промышленности.

## **Библиография**

1. Экологический кодекс Республики Казахстан.

2. Национальный доклад о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов за 2015-2019. [www.ecodoklad.kz](http://www.ecodoklad.kz)

3. Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2019. [https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport19\\_ru](https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport19_ru).

4. Национальный доклад по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике» за 2017 - 2018. Министерство экологии, геологии и природных ресурсов РК, МЦЗТиИП, 2019, с.370. [www.eri.kz](http://www.eri.kz); [www.sdgs.kz](http://www.sdgs.kz).

5. Добровольный национальный обзор 2019. О реализации повестки дня до 2030 года в области устойчивого развития. АО «Институт экономических исследований», Нур-Султан, 2019, с.160.

6. Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2019 года № 1050 П «Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2020-2025 годы.

7. Основные социально-экономические показатели РК за 2015-2019. Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому развитию и реформ РК. [www.stat.gov.kz](http://www.stat.gov.kz).

8. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды РК за 2015-2019 гг. [www.ecogofond.kz](http://www.ecogofond.kz)

9. Стратегический план развития Республики Казахстан до 2025 года, утвержден Указом Президента РК №636 от 15 февраля 2018.

10. Д.О.Скобелев, Т.В.Гусева, О.Ю.Чечеватова, А.Ю.Санжаровский, К.А.Щелчков, М.В.Бегак. Сравнительный анализ процедур разработки, пересмотра и актуализации справочников по наилучшим доступным технологиям в Европейском союзе и Российской Федерации, Москва, 2018, «Перо», с.113.

11. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control, p .986. <http://europa.eu>

12. Исполнительное решение комиссии (ЕС) № 2017/1442 от 31 июля 2017 года, в котором согласно Директиве 2010/75/ЕС Европейского парламента и Совета приводятся выводы по наилучшим доступным технологиям (НДТ) для крупных топливо сжигательных установок.

13. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. ИТС-38, Москва, Бюро НДТ, 2017, с. 271.

14. Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности, ИТС-48, Москва, Бюро НДТ, с.165.

15. О Стратегическом плане Министерства энергетики РК на 2017 2021 годы Приказ Министра энергетики РК от 28 декабря 2016 года № 571.

16. Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель 2014. с.225.

17 BAT Guidance Note on Best Available Techniques for the Energy Sector (Large Combustion Plant Sector), 1-st edition 2008, [www.epa.ie](http://www.epa.ie)

18. Справочный документ по НДТ ЕК «Экономический и кросс-медиа эффект» (Reference Document jn Economics and Cross-Media Effects), 2018.

19. Справочный документ по НДТ ЕК «Обращение с отходами» (Best Available Techniques Reference Document for Waste Treatment), 2018.

20. Справочный документ по НДТ ЕК «Энергоэффективность» (Best Available Techniques Reference Document for Efficiency), 2009.
21. Стратегия пересмотра химических веществ в BREF (Strategy to review the chemical BREFs) от Март 2007.
22. Рекомендации к тексту, используемые в BREF (Standard text used in BREFs) от 7 марта 2019 года, Севилья.
23. Отчет Проекта ОЭСР по НДТ - Этап 4 - Руководство по определению НДТ и установлению уровней экологической эффективности для выполнения условий получения экологических разрешений на основе НДТ, 2020.
24. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных. Приложение к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года №221-Ө.
25. Электроэнергетика Казахстана: ключевые факты 2021 КЕГОС /<https://www.kegoc.kz/ru/elektroenergetika-kazahstana-klyucheveye-fakty/>
26. «Об электроэнергетике» Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588. Обновленный с изменениями на: 07.12.2020
27. АО «КЕГОС», НДЦ Системного оператора. Обзор работы электроэнергетической отрасли Казахстана в 2015-2019.
28. НДЦ Системного оператора. Альбом технических характеристик основного оборудования электростанций ЕЭС Казахстана)
29. Ш.Ч.Чокин, Т.С.Сартаев, А.Ф.Шкрет Энергетика и электрофикация Казахстана. Алма\_Ата, изд. «Галым», 1990, 334 с.
30. <http://www.investkz.com/journals/25/415.html/>
31. [https://kioge.kz/ru/glavnaya/11-press-tsentr/novosti/740-skolko-nefti-v-kazakhstane\](https://kioge.kz/ru/glavnaya/11-press-tsentr/novosti/740-skolko-nefti-v-kazakhstane):
32. В рейтинге стран по запасам нефти Казахстан на 11-м месте. <https://kapital.kz/economic/91610/v-reytinge-stran-po-zapasam-nefti-kazakhstan-na-11-m-meste.html>
33. Концепция развития угольной промышленности Казахстана на период до 2020 года. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2008 года №44.
34. Угольная промышленность активно развивается в Казахстане /<https://eenergy.media/2020/06/02/ugolnaya-promyshlennost-aktivno-razvivaetsya-v-kazahstane/>
35. И.Н. Шмиголь Сероочистка дымовых газы для тепловых электростанций России . <http://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/577/35.pdf?sequence=1&isAllowed>
36. Разва А.С. Лекции. «Природоохранные технологии в промышленной теплоэнергетике», Томск, 2010. [https://portal.tpu.ru/SHARED/r/RAZVA/study/prip/prir/m4\\_0.pdf](https://portal.tpu.ru/SHARED/r/RAZVA/study/prip/prir/m4_0.pdf)
37. А.В. Ефимов, М.А. Цейтлин, В.Ф. Райко, А.Л. Гончаренко, В.Я. Горбатенко, Т.А. Есипенко Технологические методы защиты окружающей среды от выбросов вредных соединений в энергетике и химическом производстве. [http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPIPress/32830/1/Efimov\\_Tekhnologicheskie\\_metody\\_zashchity\\_2017.pdf](http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPIPress/32830/1/Efimov_Tekhnologicheskie_metody_zashchity_2017.pdf)

38. Презентация «Снижение выбросов оксидов азота». <https://www.google.com/url?esrc=s&q=&rct=j&sa=U&url=https://portal.tpu.ru/SHARED>
39. Росляков П.В. Нестехиометрическое сжигание <http://osi.ecopower.ru/ru/Documents/attachments/112rus.pdf>
40. Котлер В.Р. Новые технологии малотоксичного сжигания на угольных электростанциях США. Теплоэнергетика №4, 2000, с.72-75
41. Wall fired low NO<sub>x</sub> burner evolution for global NO<sub>x</sub> compliance/ T. Steitz, J. Grusha, R. Cole// The 23rd International Technical Conference on Coal Utilization & Fuel Systems, Clearwater, Florida, USA, March 9-13, 1998.
42. Котлер В.Р. Решение проблемы снижения выбросов оксидов азота при сооружении угольного энергоблока мощностью 630 МВт. Теплоэнергетика №9, 2000, с.72-75.
43. Л.А. Кесова, В.В.Литовкин, Ю.Н.Побировский, А.Н.Николайчук. Пути снижения эмиссии NO<sub>x</sub> в пылегазовых горелках котлов ТЭС. Энергетика: экономика, технология, экология.2009 г., №2, с.58-62.
44. Вихревые горелки ВТИ. <https://poznayka.org/s63008t1.html> ИНТЕРЕСНО
45. Горелки с предварительным подогревом пыли. <https://tesiaes.ru/?p=13179>
46. Современные технологии снижения выбросов оксидов азота на ТЭЦ. <https://www.articlekz.com/article/31766>
47. Котлер В.Р. Селективное некаталитическое восстановление - СНКВ <http://osi.ecopower.ru/ru/Documents/attachments/1132rus.pdf>
48. Котлер В.Р. Селективное каталитическое восстановление - СКВ <http://osi.ecopower.ru/ru/Documents/attachments/1131rus.pdf/>
49. СТ Республики Казахстан ISO 14001-2016 «Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению».
50. -«Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.
51. Об утверждении -«Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71
52. Кажумуханов М.З. Элементы-примеси в угольных месторождениях Казахстана, Научный руководитель профессор С.И. Арбузов Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск.
53. Доклад «Перспективы ратификации Минаматской конвенции в Казахстане» ( автор Нина Гор, 27 марта 2017г., г. Москва, проект UNDP
54. Письмо ТОО «Богатырь Аксес Комир» от 09.12.2019 г. №01-14-2/4255
55. ГОСТ 25543-88. Угли каменные, бурые. Антрацит. Общие технические требования.

56. ГОСТ 10585-2013, Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия.
57. ГОСТ Р54403-2011 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия».
58. «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию» Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212.
59. РНД 01.01.03-94 Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан.
60. Технический регламент Таможенного союза «О требованиях к смазочным материалам, маслам и специальным жидкостям» (ТР ТС 030/2012).
61. Б.С. Белосельский. Технология топлива и энергетических масел. - М.: Издательство МЭИ, 2005.
62. Котлы с циркулирующим кипящим слоем/ А.Г. Тумановский, А.Н. Тугов, П.В. Росляков. - М.: Издательство МЭИ, 2014.
63. Энергетические парогазовые установки с внутрицикловой газификацией угля/ Тумановский А.Г., Тугов А.Н., Росляков П.В./ М.: Издательство МЭИ, 2014.
64. Тумановский А.Г., Чугаева А.Н., Брагина О.Н. и др. Перспективы внедрения наилучших доступных технологий по охране атмосферы на предприятиях тепловой энергетики, «Электрические станции», 2016 г., №7.
65. Зыков А.М., Кулиш О.Н. и др. Использование технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота для очистки дымовых газов пылеугольных котлов. Энергетик, 2012 г., №4.
66. Зыков А.М., Аничков С.Н. и др. Опыт внедрения установки СНКВ на энергоблоке 330 МВт Каширской ГРЭС. Электрические станции, 2012 г., №6.
67. Серант Ф.А., Белоруцкий И.Ю., Ершов Ю.А., Гордеев В.В., Ставская О.И., Кацель Т.В. Котел с кольцевой топкой для блока 660 МВт на суперсверхкритические параметры при сжигании бурых шлакующих углей. VIII Всероссийская конференция с международным участием «Горение твердого топлива» Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, 13-16 ноября 2012.
68. РД 153-34.0-43.302-2001. Методические указания по использованию отработанных турбинных и трансформаторных масел на технологические нужды энергетических предприятий.
69. Тупов В.Б. Снижение шума от энергетического оборудования. - М.: Издательство МЭИ, 2005. - 232 с.
70. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. 3-е изд., стер. - М.: МЭИ, 2009. - 584 с.
71. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций. Учебное пособие для вузов. - М.: МЭИ, 2013. - 648 с.
72. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. Паровые и газовые турбины для электростанций. Под ред. А.Г. Костюка. - М.: МЭИ, 2016. - 557 с.

73. Цанев С.В., Буров В.Д., Земцов А.С., Осыка А.С.; под ред. Цанева С.В. Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие для вузов - М.: Издательский дом МЭИ, 2011. - 428 с.
74. Промышленные газовые турбины Siemens [Электронный ресурс] URL: <http://www.siemens.kz>
75. Joisten et al., Gas Turbine SCR using SINOx SCR Catalysts Meeting Power Generation and Environmental Needs, 2000.
76. ABB, Combined Cycle Offshore, Profitable with Compact Waste Heat Recovery Units, 2000.
77. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 20-2016 «Промышленные системы охлаждения»
78. Кудинов А.А., Горланов С.П. Повышение эффективности газотурбинной установки путем впрыска водяного пара в камеру сгорания двигателя НК-37 // Вестник СГАСУ. Градостроительство и архитектура. 2014. - Вып. № 1 (14). с. 103-109.
79. Даценко В.В., Зейгарник Ю.А., Косой А.С. Опыт использования воды и водяного пара для обеспечения экологических норм в конверсионных газотурбинных двигателях// Теплоэнергетика, 2014. - №4. - С.49-56.
80. Комаров Е.М. Методы уменьшения эмиссии вредных веществ в камерах сгорания ГТД и ГТУ/ Машиностроение и компьютерные технологии, 2018. - No 05. с. 9-29.
81. Кобзарь С.Г., Халатов А.А. Снижение выбросов оксидов азота в газовых котлах методом рециркуляции дымовых газов/ Пром.теплотехника, 2009. - Т. 31, № 4. - с.5-11.
82. Parashuram Bedar, Kumar G. N. Exhaust Gas Recirculation (EGR) - Effective way to reduce NOx emissions//Journal of Mechanical Engineering and Biomechanics, 2016. - Vol. 1, Issue 2, P. 69-73.
83. Канило П.М., Подгорный А.М., Христич В.А. Энергетические и экологические характеристики ГТД при использовании углеводородных топлив и водорода / Наука и технический прогресс - Киев: Наук, думка, 1987. - 224 с.
84. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: Информационный сборник / под общей ред. В.Я. Путилова. а М.: Издательский дом МЭИ, 2007-388 с.: ил.
85. Трембовля В.И., Фингер Е.Д., Авдеева А.А. Теплотехнические испытания котельных установок, М. «Энергия», 1991. -416 с.; ил.
86. Цхяев А.Д., Кузьмина Т.Г. Использование АБХМ в системах охлаждения воздуха на входе в компрессор ГТУ//Турбины и Дизели. Сентябрь-Октябрь 2015. с.10-13
87. Наши Шахин, Хасан Акул - Friterm A.S. Системы охлаждения воздуха на входе в газотурбинные установки//Турбины и Дизели. Март-Апрель 2011. с.8-11

88. Патент: Системы управления и способы впрыска воды в турбинный двигатель. General Electric / Номер: US 6,553,753 B1, Дата: 29/04/2003, <https://patents.google.com/patent/US6553753>

89. Sanjeev Jolly, P.E. «Wet compression - a powerful means of enhancing combustion turbine capacity» Presented at Power-Gen International, Orlando, Florida, December 10-12, 2002.

90. Gas Turbine Inlet Air Cooling Wet Compression. Boost Power with the cost-effective MeeFog System. Mee Industries Inc. 2015. 9 pp.

91. Достияров А.М., Умышев Д.Р., Катранова Г.С., Яманбекова А.К. Камеры сгорания и горелки газотурбинных установок. - Астана: КАТУ им. С. Сейфуллина, 2017. - 205 с.

92. Численное моделирование процессов образования оксидов азота за профилями лопаток/ Достияров А.М., Кибарин А.А., Умышев Д.Р., Катранова Г.С.// Вестник АУЭС. - 2018. - № 4(2)(43). - С.13-18.

93. Достияров А.М., Туманов М.Е., Умышев Д.Р. Экспериментальное исследование горелок с микрофакельными насадками// Вестник КазНТУ. - 2016. - №1. - С. 174-182.

94. Dias R. Umyshev, Abay M. Dostiyarov, Musagul Y. Tumanov, Quiwang Wang. Experimental investigation of v-gutter flameholders// Thermal Science. - 2017. Vol.21, № 2. - P. 1011-1019.

95. Достияров А.М., Кибарин А.А., Тютеебаева Г.М., Катранова Г.С., Ожикенова Ж.Ф., Садыкова С.Б. Камеры сгорания и микрофакельные устройства. - Алматы: АУЭС им. Г.Даукеева, 2020. - 190 с.

96. Combustion chambers and burners of gas turbines: monograph / Dostiyarov A.M., Kibarin A.A, Katranova G.S., Yamanbekova A.K. - M.: Publishing House of the MAcademy Natural History”, 2020. - 175 p.

97. СТ РК ГОСТ 8.577-2010. Теплота объемная (энергия) сгорания природного газа. Общие требования к методам определения.

98. ГОСТ 147-2013. Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.

99. ГОСТ 2408.1-95. (ИСО 625-75) Межгосударственный стандарт. Топливо твердое. Методы определения углерода и водорода.

101. ГОСТ 9516-92. (ИСО 331-83) Межгосударственный стандарт. Уголь. Метод прямого весового определения влаги в аналитической пробе.

102. ГОСТ 10742-71. Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний.

103. ГОСТ 11022-95 (ИСО 1171-97) Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности.

104. ГОСТ 1437-75. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы.

105. ГОСТ 1461-2014. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности.

106. ГОСТ 2477-2014. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.

107. ГОСТ 2517-2012. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб.

108. ГОСТ 21261-91. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.

13. ГОСТ 17310-2002. Межгосударственный стандарт. Газы. Пикнометрический метод определения плотности.

109. СТ РК ИСО 6976-2004 Газ природный. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и индекса Воббе для смеси.

110. СТ РК ИСО 10715-2004 Газ природный. Методы отбора проб.

111. ГОСТ 31370-2008 Межгосударственный стандарт Газ природный. Руководство по отбору проб

112. ГОСТ 11055-78. Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные и антрацит. Радиационные методы определения зольности.

113. ГОСТ 11056-77. Межгосударственный стандарт. Угли каменные. Электрический метод определения массовой доли влаги.

114. ГОСТ 3877-88. Нефтепродукты. Метод определения серы сжиганием в калориметрической бомбе.

115. РД 3444.206-93. Топливо нефтяное. Метод определения водорода.

116. ГОСТ 10062-75. Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания.

117. ГОСТ ISO 1171-2012. Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности.

118. ГОСТ 11014-2001. Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Ускоренные методы определения влаги.

119. РД 34.09.114-92. Методические указания по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива для расчета удельных расходов топлива на тепловых электростанциях.

120. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утверждена приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 №63.

121. Правила ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении ПЭК» от 22 июня 2021. №208.

122. ГОСТ 17.2.4.06-90. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения.

123. ГОСТ 17.2.4.07-90. Методы определения давления и температуры газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения.

124. ГОСТ 17.2.4.08-90. Методы определения влажности газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения.

**П р и л о ж е н и е 1**  
к справочнику по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

### Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС

Таблица 1.1. Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС для предварительных расчетов внутри помещений

№ п/п	Оборудование	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометр							
		31,5							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Турбина:								
1.1	газовая	115-105	120-110	120-105	120-105	115-100	115-100	120-100	120-100
1.2	паровая	130-125	130-125	125-120	125-120	125-120	120-115	120-115	115-110
1.3	Редукционно-охладительная установка (РОУ)	100-105	105-100	100-95	100-95	105-95	115-110	120-110	120-110
1.4	Углеразмольное оборудование	120-110	120-110	125-115	125-115	125-115	120-110	115-105	110-105
2	Котлы:								
2.1	паровые	125-120	125-115	125-115	125-115	125-115	120-110	115-105	115-105
2.2	котлы-утилизаторы	115-110	115-105	115-105	115-105	115-105	110-100	105-95	105-95
2.3	Компрессор	110-100	110-100	120-110	110-100	105-95	110-100	105-95	105-95
3	Насосы:								
3.1	питательный	105-95	105-95	115-95	125-115	120-110	120-110	115-105	100-90
3.2	конденсатный	105-95	100-90	100-90	100-90	105-95	100-90	100-90	95-90
3.3	сетевой	110-100	110-100	110-100	110-100	110-100	115-105	110-100	105-95
3.4	циркуляционный	90-80	90-80	95-85	105-95	105-100	100-90	100-90	95-85





6.3	компрессорной	100-95	100-95	110-105	100-95	95-90	100-95	95-90	95-90	95-90	0	постоянный тональным составляющ и , прерывисты
-----	---------------	--------	--------	---------	--------	-------	--------	-------	-------	-------	---	--

Примечание:

Диапазон значений дан для газового оборудования электрической мощностью от 300 МВт до 15 МВт.

Приложение 2 к справочнику по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

### Проведение экономического анализа НДТ «Эмульгаторы батарейные и/или кольцевые»

Установка современной золоулавливающей установки типа эмульгаторов II поколения позволит добиться **увеличения эффективности золоулавливания и достижения снижения эмиссий твердых частиц**, удовлетворяющих требованиям действующего законодательства Республики Казахстан, предъявляемого к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива (в частности, по котлам ТЭС).

Требуемые инвестиции: **327 млн. тенге по ценам 2021 года**

Влияние на доходную часть предприятия: **нет влияния**

Влияние на расходную часть предприятия, кроме налогов: **нет влияния**

Экономическая выгода: выгода за счет **100 % снижения по выплатам за выбросы неорганической пыли с 2025 года** согласно Налоговому Кодексу Республики Казахстан.

Входные параметры	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Закуп батарейного эмульгатора	тенге	327,356,494												
Капитальный ремонт эмульгатора	тенге									42,631,313				
<b>Итого капитальные расходы</b>	<b>тенге</b>	<b>327,356,494</b>	<b>0</b>	<b>42,631,313</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>						

Объем неорганической пыли взятый для примера для среднего предприятия до внедрения НДТ, где на БКЗ-160 нет золоулавливания

тонн/год	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333	1,333,333
----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Объем неорганической пыли взятый для примера для среднего предприятия до внедрения НДТ, где на БКЗ-160 используются вентури со скрубберами с эффективностью 96,0%.

тонн/год	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333	53,333
----------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Объем неорганической пыли взятый для примера для среднего предприятия после внедрения НДТ (БЭ) с эффективностью 99,4%.

тонн/год	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

% снижение выброса пыли после установки БЭ взамен трубы-Вентури со скрубберами.

%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Выплаты за выброс пыли и золы

Ставки платы за выбросы согласно НК с учетом коэффициентов	ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
тенге за тонну		4,376	4,802	5,018	10,386	10,801	11,233	23,366	24,300	25,272	52,566	54,669	56,856	

Ставка по налогу на имущество % 1.50%

Ставка дисконтирования % 10%

Расчет денежных потоков														
	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Денежные оттоки, если предприятие А не ввело вышеуказанное НДС</b>														
Выплаты за выбросы согласно НК с учетом коэффициентов	тенге	233,360,000	256,080,000	267,600,000	553,920,000	576,076,800	599,119,872	1,246,169,334	1,296,016,107	1,347,856,751	2,803,542,043	2,915,683,725	3,032,311,074	
Итого денежные оттоки		233,360,000	256,080,000	267,600,000	553,920,000	576,076,800	599,119,872	1,246,169,334	1,296,016,107	1,347,856,751	2,803,542,043	2,915,683,725	3,032,311,074	
<b>Денежные оттоки, если предприятие А ввело вышеуказанное НДС</b>														
Налог на имущество	тенге	4,910,347	4,705,750	4,296,554	3,887,358	3,478,163	3,068,967	2,659,772	2,250,576	2,161,115	1,991,721	1,422,658	853,595	
Выплаты за выбросы согласно НК с учетом коэффициентов	тенге	35,004,000	38,412,000	40,140,000										
Итого денежные оттоки		39,914,347	43,117,750	44,436,554	3,887,358	3,478,163	3,068,967	2,659,772	2,250,576	2,161,115	1,991,721	1,422,658	853,595	
<b>Денежные потоки предприятия А без учета введения НДС</b>														
Денежные потоки предприятия А с учетом введения НДС	тенге	(327,356,494)	(39,914,347)	(43,117,750)	(44,436,554)	(3,887,358)	(3,478,163)	(3,068,967)	(2,659,772)	(44,881,889)	(2,161,115)	(1,991,721)	(1,422,658)	(853,595)
Разница в денежных потоках без учета КПН	тенге	(327,356,494)	193,445,653	212,962,250	223,163,446	550,032,642	572,598,637	596,050,905	1,243,509,562	1,251,134,218	1,345,695,636	2,801,550,322	2,914,261,067	3,031,457,479
<b>Расчет инкрементального потока</b>														
"Экономия", возникшая после введения НДС	тенге	193,445,653	212,962,250	223,163,446	550,032,642	572,598,637	596,050,905	1,243,509,562	1,251,134,218	1,345,695,636	2,801,550,322	2,914,261,067	3,031,457,479	
Амортизация	тенге	(27,279,708)	(27,279,708)	(27,279,708)	(27,279,708)	(27,279,708)	(27,279,708)	(27,279,708)	(27,279,708)	(27,279,708)	(37,937,536)	(37,937,536)	(37,937,536)	(37,937,536)
Налогооблагаемая база для КПН	тенге	166,165,945	185,682,543	195,883,738	522,752,934	545,318,929	568,771,197	1,216,229,854	1,223,854,510	1,307,758,100	2,765,612,786	2,876,323,531	2,993,519,943	
Выплата КПН (20%)	тенге	(33,233,189)	(37,136,509)	(39,176,748)	(104,550,587)	(109,063,786)	(113,754,239)	(243,245,973)	(244,770,902)	(261,551,620)	(552,722,557)	(575,264,706)	(598,703,989)	
Инкрементальный денежный поток после КПН	тенге	(327,356,494)	160,212,464	175,825,742	183,986,698	445,482,055	463,534,851	482,296,665	1,000,263,591	1,006,363,316	1,084,144,016	2,248,827,765	2,338,996,361	2,432,753,460
<b>Экономка проекта внедрения НДС</b>														
Инкрементальный денежный поток после КПН	тенге	(327,356,494)	160,212,464	175,825,742	183,986,698	445,482,055	463,534,851	482,296,665	1,000,263,591	1,006,363,316	1,084,144,016	2,248,827,765	2,338,996,361	2,432,753,460
Кумулятивный денежный поток	тенге	(327,356,494)	(167,144,030)	8,681,712	192,668,410	638,150,465	1,101,685,316	1,583,981,982	2,584,245,573	3,590,608,889	4,674,752,906	6,923,580,671	9,262,577,031	11,695,330,522
Остаток года при делении	фактор	-	-	1.0	0.0	0.4	1.4	2.3	1.6	2.6	3.3	2.1	3.0	3.8
<b>Экономические показатели проекта:</b>														
NPV	тенге	4,427,903,001												
IRR	%	75%												
Срок окупаемости	лет	3.0												

Предложенная НДТ считается **"доступной"** и инвестиционно-привлекательной с доходностью 75 % рассчитанную на основе инкрементального денежного потока.

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»  
Министерства юстиции Республики Казахстан