

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**  
Белорусский национальный технический университет  
Кафедра «Тепловые электрические станции»

**Электронный учебно-методический комплекс**  
по учебной дисциплине

**Парогенераторы ТЭС**

для специальности:  
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

Составитель: Н.В. Левшин

Диск содержит материалы, предназначенные для помощи в изучении дисциплины «Парогенераторы ТЭС».

Требования к системе: WINDOWS 10 и выше; оптимальное разрешение экрана 1920 x 1080; минимальное 1280 x 720; CD-ROM;  
предустановленные просмотрщики pdf файлов

Открытие ЭУМК производится посредством запуска файла  
PG\_TES.pdf

Белорусский национальный технический университет  
Пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел.: (8017) 293-91-45

e-mail: [tes@bntu.by](mailto:tes@bntu.by)

<http://www.bntu.by>

Регистрационный № \_\_\_\_\_

© БНТУ, 2022

© Левшин Н.В., 2022

© Левшин Н.В., компьютерный дизайн, 2022

## Перечень материалов

### 1. Теоретический раздел:

- «Парогенераторы тепловых электрических станций» - курс лекций;

### 2. Практический раздел

- Лабораторные работы по курсу «Парогенераторы тепловых электрических станций»

### 3. Контроль знаний

- «Парогенераторы тепловых электрических станций» - перечень вопросов, выносимых на экзамен;

### 4. Вспомогательный раздел

- «Парогенераторы тепловых электрических станций» - типовая учебная программа для учреждения высшего образования.

## Пояснительная записка

Целью создания ЭУМК является приобретение студентами знаний по программно-техническим комплексам средств автоматизации, овладение инженерными методами их выбора и расчета, которые должны явиться основой приобретения умения проектировать, осуществлять надежную эксплуатацию, выполнять ремонт и наладку АСУ для котельных, паротурбинных, парогазовых и газотурбинных установок ТЭС, вспомогательного оборудования, а также других объектов народного хозяйства.

Основной задачей преподавания дисциплины является изучение общих сведений о видах энергетических топлив и способах подготовки их к сжиганию; составление теплового баланса котлоагрегата и основных факторах, влияющих на экономичность работы котла, что позволяет контролировать эффективность его использования как при выполнении режимно-наладочных испытаний, так и при его эксплуатации; изучение процессов происходящей как на внутренней, так и на внешней сторонах поверхностей нагрева формирует умение оценивать надежность работы парогенераторов, требования, предъявляемые к парогенераторам при их эксплуатации, вспомогательному оборудованию, контрольно-измерительным приборам, средствам автоматизации, технологическим защитам, запорной и регулирующей арматуре позволяют сформировать навыки связанные с безопасностью эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением..

Особенности структурирования и подачи учебного материала:

- теоретическая часть включает в себя курс лекций по дисциплине «Парогенераторы тепловых электрических станций» и содержит разделы, посвященные характеристикам и видам энергетических топлив, используемых в энергетике, видам и компоновке поверхностей нагрева котлоагрегатов, надежности работы, проверочному расчету парогенераторов, промышленной безопасности эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением.

- практическая часть включает в себя информацию по лабораторным экспериментам определения характеристик твердых и жидких топлив, газовому анализу продуктов сгорания, что связано с вопросами проведения балансовых испытаний парогенераторов при их комплексном опробовании;

- раздел контроля знаний содержит вопросы к экзамену;

- вспомогательный раздел содержит типовую учебную программу по дисциплине «Парогенераторы тепловых электрических станций».

Рекомендации по организации работы с УМК (ЭУМК): Материалы данного электронного учебно-методического комплекса можно использовать при выполнении курсовых и дипломных проектов (работ), посвященных проектированию и конструированию парогенераторов тепловых электростанций.

Полученные знания при изучении данного электронного учебно-методического комплекса предназначены для формирования научного мышления и профессиональной ответственности инженеров энергетического профиля, которые должны явиться основой приобретения умения выбора, проектирования, наладки, обеспечения и эксплуатации основного и вспомогательного оборудования котельного цеха ТЭС.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень материалов .....	3
Пояснительная записка .....	4
СОДЕРЖАНИЕ .....	6
Теоретический раздел .....	9
1. Энергетическое топливо .....	10
1.1 Состав рабочего топлива и влияние влажности и зольности на работу котла .....	10
1.2 Высшая и низшая теплота сгорания топлива .....	17
1.3 Приведенная зольность и влажность. Подразделение топлива от приведенной зольности и влажности. Условное топливо .....	18
1.4 Классификация каменных углей. Маркировка антрацитов .....	19
Классификация мазута .....	19
1.5 Теоретическое количество воздуха для твердого и жидкого топлива .....	20
1.6 Теоретические объемы продуктов сгорания 3х атомных газов и водяных паров для твердого и жидкого топлива .....	21
2. Горение топлива и эффективность его использования .....	22
2.1 Действительные объемы продуктов сгорания .....	22
2.2 Парциальное давление трехатомных газов и водяных паров. Концентрация золы в продуктах сгорания .....	24
2.3 Основное уравнение полного горения. Материальный баланс кислорода (уравнение Бунте) .....	24
2.4 Коэффициент избытка воздуха .....	26
2.5 Способы составления теплового баланса котла. КПД котла .....	27
2.6 Располагаемая теплота котла .....	29
2.7 Определение полезно используемой теплоты котла .....	29
2.8 Потери теплоты с уходящими газами $Q_2$ .....	30
2.9 Потеря теплоты с химическим недожогом топлива .....	33
2.10 Потеря теплоты с механическим недожогом топлива .....	35
2.11 Потери теплоты от наружного охлаждения .....	38
2.12 Потери с физическим теплом шлака $Q_6$ .....	39
2.13 Скорость химических реакций при горении топлива .....	40
2.14 Закон Аррениуса .....	42
2.15 Цепные реакции .....	44
2.16 Кинетическая и диффузионная области горения .....	45
2.17 Процессы воспламенения и распространения пламени .....	46
2.18 Концентрационные границы зажигания .....	47

2.19	Скорость распространения пламени. ....	48
2.20	Определение нормальной скорости распространения пламени. ....	49
2.21	Особенности горения твердого топлива. ....	49
2.22	Пути интенсификации горения твердого топлива. ....	51
2.23	Особенности горения жидкого топлива. ....	51
2.24	Пути интенсификации горения жидкого топлива. ....	52
2.25	Классификация топочных устройств по аэродинамическому признаку. ....	53
3.	Подготовка топлива к сжиганию. ....	56
3.1	Подготовка твердого топлива к сжиганию. Свойства и характеристики угольной пыли. ....	56
3.2	Закономерность размола твердого топлива. Оптимальная тонкость помола. ....	59
3.3	Шаровая барабанная мельница(ШБМ) ....	61
3.4	Молотковые мельницы (ММ). ....	63
3.5	Мельница шаровая среднеходовая ....	64
3.6	Системы приготовления пыли. ....	65
3.7	Элементы систем пылеприготовления. ....	67
3.8	Выбор типа мельниц. ....	69
4.	Сжигание топлива в топках парогенераторов. ....	70
4.1	Топки для пылевидного сжигания топлива с твердым шлакоудалением. ....	70
4.2	Топки для пылевидного сжигания топлива с жидким шлакоудалением. ....	72
4.3	Топки для жидкого и газообразного топлива. ....	73
5.	Гидродинамика и температурный режим поверхностей нагрева. ....	76
5.1	Гидравлическое сопротивление движения потока в трубах ....	76
5.2	Тепловая разверка и тепловая неравномерность ....	77
5.3	Способы повышения надежности естественной циркуляции ....	78
6.	Чистота пара и водный режим. ....	79
6.1	Причины загрязнения пара. ....	79
6.2	Сепарационные устройства. ....	80
6.3	Устройства для промывки пара ....	82
6.4	Питательная вода котельных агрегатов ....	84
6.5	Водный режим котлоагрегата ....	85
6.6	Ступенчатое испарение ....	87
7.	Профиль парогенератора. Компоновка и условия работы поверхностей нагрева. ....	88
7.1	Загрязнения поверхностей нагрева летучей золой. ....	88
7.2	Износ поверхности нагрева летучей золой ....	91
7.3	Коррозия поверхностей нагрева со стороны греющих газов. ....	92
7.4	Металлы котлостроения и расчет прочности основных элементов котлов ....	94
7.5	Парогенерирующие поверхности нагрева котлов. ....	96
7.6	Пароперегреватели котлов ....	97

7.7 Устройства для регулирования температуры перегретого пара.....	100
7.8 Водяной экономайзер .....	104
7.9 Воздухоподогреватели.....	107
7.10 Защита низкотемпературной поверхности нагрева от коррозии.....	109
7.11 Компоновка хвостовых поверхностей нагрева котла. ....	111
8. Строительные конструкции и вспомогательные устройства .....	114
8.1 Каркас, обмуровка, тепловая изоляция котла .....	114
8.2 Арматура и гарнитура котла .....	115
9. Эксплуатация парогенераторов. ....	116
9.1 Пуск барабанного котла в работу .....	116
9.2 Техника безопасности при эксплуатации парогенераторов .....	119
9.3 Требования к автоматике при эксплуатации парогенераторов .....	120
10. Теплообмен в поверхностях нагрева котла. Тепловой расчет парогенераторов. ....	122
10.1 Радиационный теплообмен. Основные определяющие параметры радиационного теплообмена и характеристики экранов .....	122
10.2 Расчет конвективного теплообмена .....	126
11. Парогенераторы атомных электростанций (АЭС).....	129
Практический раздел .....	133
Лабораторная работа №1 .....	134
Лабораторная работа №2 .....	140
Лабораторная работа №3 .....	143
Лабораторная работа №4 .....	145
Лабораторная работа №5 .....	149
Лабораторная работа №6 .....	151
Раздел контроля знаний.....	153
Вспомогательный раздел.....	156



# **Теоретический раздел**

## 1. Энергетическое топливо.

### 1.1 Состав рабочего топлива и влияние влажности и зольности на работу котла

Это горючие вещества, которые намеренно сжигают, чтобы получить значительные количества теплоты. Общая классификация по агрегатному состоянию:

Твердое	Жидкое	Газообразное
<b>Естественное</b>		
Древесина, бурый уголь, каменный уголь, антрацит	Нефть	Природный газ
<b>Искусственное</b>		
Брикеты, кокс	Моторные топлива	Генераторный газ
<b>Отходы</b>		
Отходы углерода	Отходы мазута	Доменный и коксовый газ

Твёрдое топливо образовалось из останков растений в результате длительного разложения без доступа воздуха.

#### Стадии преобразования

- 1) *торфяная* – разложение на открытом воздухе и впоследствии под водой. С – min, O – max.
- 2) *буро-угольная* – разложение продолжается под слоем земли при давлении свыше 100 атм. С – растёт, O – падает.
- 3) *каменно-угольная* – аналогично стадии 2. Содержание С достигает максимума, O – минимума.

#### Технические характеристики

- 1) *Элементарный состав.*
- 2) *Влажность.*
- 3) *Зольность.*
- 4) *Выход летучих веществ.*
- 5) *Коксовый остаток.*
- 6) *Теплота сгорания.*

#### Элементарный состав топлива

*Горючая часть:*

Сложные хим. соединения состоящие из С, Н, S.

1. С = 20% (древесина) ÷ 70% (антрацит), 80÷85% (мазут и газы).

горение  $C + O_2 = > CO_2 + 34 \text{ МДж/кг.}$

Особенности:

- основное наполнение топлива.

2. Н = 2% (антрацит) ÷ 4% (древесина), 10÷11% (мазут и газы).

горение  $2H_2 + O_2 = > 2H_2O + 121 \text{ МДж/кг}$

Особенности:

- больше выделение теплоты

- ускоряет воспламеняемость.

$$3. S_{\text{общ}} = S_{\text{гор}} + S_{\text{негор}} = \left[ \underset{\text{б}}{S}_{\text{орг}} + \underset{\text{в}}{S}_{\text{колч}} \right] + [S_{\text{сульф}}]$$

а) содержится в органических соединениях  $S + O_2 = > SO_2 + 9 \text{ МДж/кг}$

б) содержится в колчедане ( $FeS_2$ )  $FeS_2 + O_2 = > Fe_2O_3 + 3O_2$

в) содержится в сульфатах минеральной части топлива ( $CaSO_4, MgSO_4, FeSO_4$ )

$$S = 0,1 \div 5\%$$

#### Особенности:

- низкая теплота сгорания,
- образование токсичных газов (при сжигании  $SO_2$  и  $SO_3$ ),
- низкотемпературная коррозия воздухоподогревателей ( $5\% SO_2 + O = > SO_3, H_2O + SO_3 = > H_2SO_4$  если температура стенки ВЗП ниже точки росы  $H_2SO_4$ , то последняя конденсируется и реагирует с металлом стенки  $Fe + H_2SO_4 = > Fe_2SO_4 + H_2$ ).

#### *Балласт:*

<i>Внутренний</i>	<i>Внешний</i>
обусловлен содержанием кислорода и азота. $\text{Бенц.} = O + N$	влаги и минеральные примеси. $\text{Бенц.} = O + N$
$O = 2 \div 25\%$ Антр. Др.	влаги = $5 \div 70\%$ Антр. Др.
$N = 0,2 \div 2\%$	$M = 1 \div 60\%$ Др. Угл.
1) $\uparrow(O + N) \rightarrow \downarrow(C + H + S) \rightarrow \downarrow Q \rightarrow \rightarrow \uparrow V$	
2) $O_2^{\text{ТОПЛИВА}}$	
3) $N_2^{\text{ТОПЛИВА}} \rightarrow N_2^{\text{ПР.СТ.}}$	

Повышение общей зольности приводит к пропорциональному износу оборудования ТЭС, а также брони у всех типов мельниц с сепараторами и пылепроводов, особенно их изгибов у всех типов систем пылеприготовления.

Кроме этого, увеличение количества золы приводит к увеличению износа конвективных поверхностей нагрева котлов и лопаток дымососов. Увеличение рабочей влажности при постоянной тепловой нагрузке котлов приводит к увеличению объемов водяных паров и скоростей дымовых газов в конвективных поверхностях нагрева.

Увеличение объемов водяных паров может приводить к ограничению производительности дымососов и из-за этого производительности котлов. От химического состава топлива зависят его свойства.

Важнейшими техническими характеристиками топлива являются теплота сгорания, выход летучих веществ, свойства твердого горючего остатка, количество и состав минеральных примесей, влажность, сернистость.

Виды исходной массы топлива

1) Рабочая – то, что поступает в котельную,

$$C^p + H^p + S^p + O^p + N^p + W^p + A^p = 100\%$$

2) Аналитическая – в условиях лаборатории,

$$C^a + H^a + S^a + O^a + N^a + W^a + A^a = 100\% \quad (W^a < W^p)$$

3) Сухая ( $W^p = 0$ ),

$$C^c + H^c + S^c + O^c + N^c + A^c = 100\%$$

4) Горючая ( $W^p = 0, A^p = 0$ ),

$$C^g + H^g + S^g + O^g + N^g = 100\%$$

Для произвольного элемента справедливо  $X^p < X^a < X^c < X^g$

Переход от одной массы к другой осуществляется с помощью коэффициентов пересчёта:

Исходная масса	Искомая масса		
	Рабочая	Сухая	Горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - W^p - A^p}$
Сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^c}$
Горючая	$\frac{100 - W^p - A^p}{100}$	$\frac{100 - A^c}{100}$	1

При изменении табличного состава:  $\frac{X}{X_{\text{табл}}} = \frac{100 - W^p - A^p}{100 - W_{\text{табл}}^p - A_{\text{табл}}^p}$

Пример:

$$H^p = 2\% \quad W^p = 50\% \quad H^c = ? \quad H^c = \frac{H^p \cdot 100}{100 - W^p} = 4\%$$

Влажность топлива

Примерный диапазон влажности рабочей массы топлива  $W^p = 5 \div 70\%$

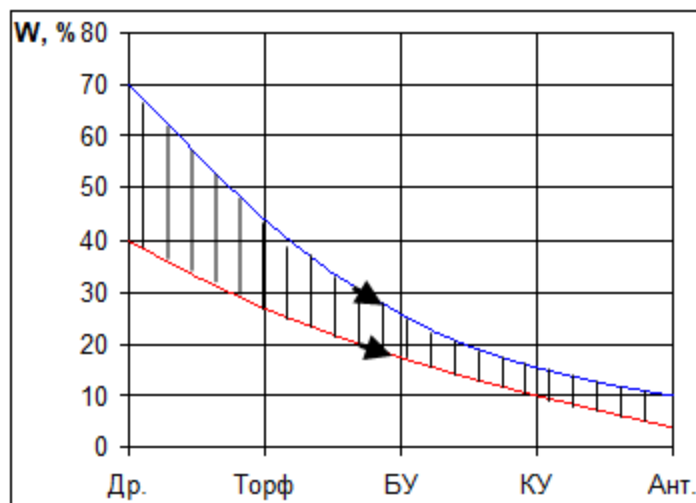
1) Внешняя -  $3 \div 10\%$ , на поверхности кусков.



2) Капиллярная –  $10 \div 30\%$ , содержится в полостях и капиллярах кусков древесины.

3) Коллоидная –  $1\%$  (Антрацит)  $\div 5\%$  (КУ)  $\div 10\%$  (БУ), удерживается органической частью топлива.

4) Гидратная –  $< 0,1\%$ , входит в состав кристаллогидратов минеральной части топлива ( $Al_2O_3 \cdot SiO_2 \cdot 2H_2O, CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ) и не удаляется при сушке.



С увеличением геологического возраста снижается пористость топлива и уменьшается его влажность.

Влажность плохо влияет на работу котла:

1.  $\uparrow W \rightarrow \downarrow(C + H + S) \rightarrow \downarrow Q \rightarrow \uparrow B$
2. плохо воспламеняется и медленно горит;
3. низкая полнота сгорания;
4. нарушается сыпучесть;
5. смерзается;
6. корродирует оборудование;

### Зольность топлива

Характеристика его минеральной части до сжигания.

Состав золы:

- |                             |         |       |
|-----------------------------|---------|-------|
| 1) $Al_2O_3$                | 10÷40%  |       |
| 2) $SiO_2$                  | 30÷60%  |       |
| 3) $FeO, Fe_2O_3, Fe_3O_4$  | } 5÷20% |       |
| 4) $CaCO_3, MgCO_3, FeCO_3$ |         |       |
| 5) $CaSO_4, MgSO_4, FeSO_4$ |         |       |
| 6) $K_2O, Na_2O,$           |         | 1÷10% |

Различают примеси:

- 1) *Первичные* – попали в топливо при его формировании.
- 2) *Вторичные* – попали при залегании.
- 3) *Третичные* – при добыче, транспортировке и хранении.

При сжигании происходят изменения в минеральной части:

- 1) при  $t = 150 \div 400^\circ C$   $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O = > Al_2O_3 + SiO_2 + 2H_2O$
- 2) при  $t = 400 \div 600^\circ C$   $FeO + O_2 = > Fe_2O_3$
- 3) при  $t = 600 \div 800^\circ C$   $CaCO_3 = > CaO + CO_2 \uparrow, CaSO_4 = > CaO + SO_3 \uparrow$

Зольность и минеральная часть топлива соотносятся примерно так:  $A^p = 0,95M^p$ .

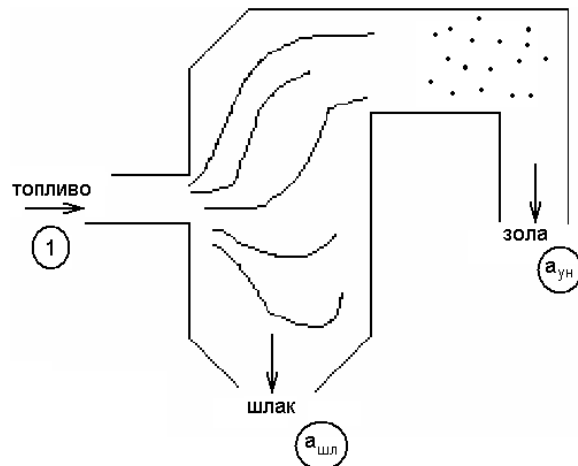
### Золовой баланс котла

Собственно баланс:  $1 = a_{шл} + a_{ун}$

После горения образуются очаговые остатки шлак ( $a_{\text{шл}}$  – доля шлакоудаления) и зола ( $a_{\text{ун}}$  – доля уноса золовых частиц).

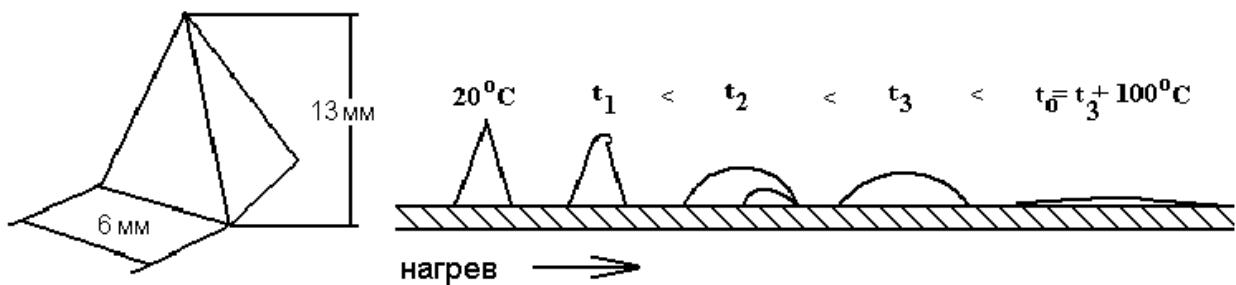
Зольность определяют в результате сжигания и прокаливания навески топлива (30 мин., 850°C):

$$A^a = \frac{m_{\text{зол}}}{m_{\text{навески}}} \cdot 100\%, \quad m_{\text{навески}} \approx 1 \pm 0,1\text{г.}$$



### Температурные характеристики золы

Нагревают образец золы и фиксируют характерные температуры.



$t_1$  = температура начала деформаций.

$t_2$  = температура размягчения.

$t_3$  = температура жидкоплавкого состояния.

$t_0$  = температура истинно жидкого состояния.

если  $t_3 < 1350^\circ\text{C}$  – легкоплавкая зола.

$1350^\circ\text{C} < t_3 < 1450^\circ\text{C}$  – среднеплавкая зола.

$t_3 > 1450^\circ\text{C}$  – тугоплавкая зола.

Компонент	$\text{Na}_2\text{O}$	$\text{Fe}_2\text{O}_3$	$\text{SiO}_2$	$\text{Al}_2\text{O}_3$	$\text{CaO}$
$t_{\text{пл-ия}}, ^\circ\text{C}$	900	1000	1600	2100	2600

Температурные характеристики необходимо знать для:

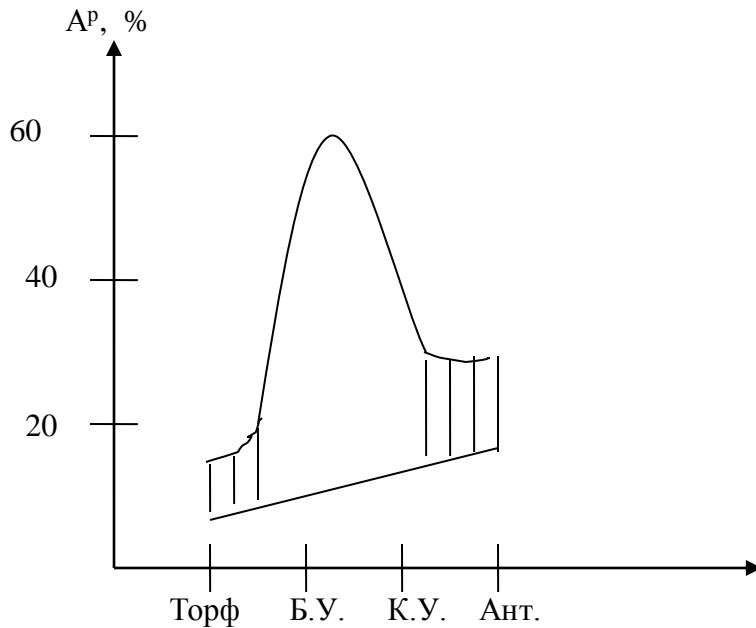
1) правильного выбора топочного режима

БУ  $v_T'' \leq 1000^\circ\text{C}$

КУ  $v_T'' \leq 1100^\circ\text{C}$

Если  $v_T'' > t_1$ , то расплавленные части попадут на фестон.

2) правильного выбора системы шлакоудаления (в твёрдом или жидком виде).



### Выход летучих веществ.

Если топливо нагреть, то при  $t \leq 105^\circ\text{C}$  происходит испарение влаги, но никаких изменений органической части топлива не происходит. А при  $t > 105^\circ\text{C}$  органические соединения термически неустойчивы и разлагаются на летучие вещества и коксовый остаток.



Состав летучих веществ:

1. горючие газы ( $\text{CO} = 5-10\%$ ,  $\text{H}_2 = 10-30\%$ ,  $\text{CH}_4 = 20-40\%$ ),
2. негорючие газы ( $\text{CO}_2 = 10\%$ ,  $\text{N}_2 = 10\%$ ,  $\text{O}_2 = 5\%$ ).

Выход летучих веществ определяют по убыли массы навески при ее нагреве без доступа воздуха:

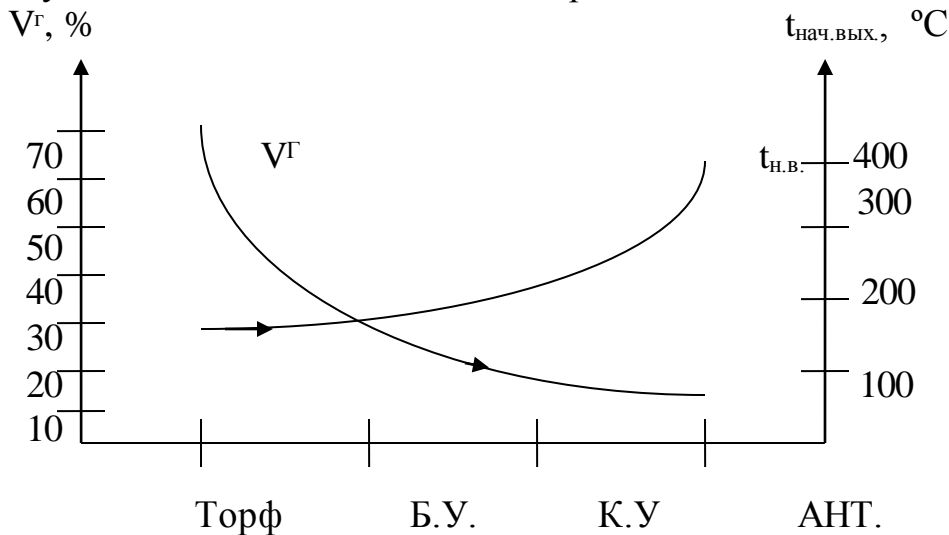
$$V^a = \frac{\Delta m_{\text{уб}}}{\Delta m_{\text{навески}}} \cdot 100\%, \text{ выход летучих веществ на аналитическую массу топлива.}$$

Время нагрева составляет 7 минут, нагрев осуществляется до  $850^\circ\text{C}$ .

На горючую массу топлива выход летучих веществ определяется по формуле:

$$V^r = V^a \cdot \frac{100}{100 - W^a - A^a}$$

С увеличением геологического возраста топлива  $V_{\Gamma}$  снижается.



**Коксовый остаток.**

После выхода летучих веществ остается коксовый остаток, который состоит из углерода и минеральной части топлива.

Пары H <sub>2</sub> O	Летучие вещества			Кокс		
W	H	N	O	C	S	A
	Горючая часть					
	Рабочая масса топлива					

Состав кокса:

1.  $C_{\Gamma} \approx 96\%$
2.  $(O + N + S + H)_{\Gamma} \approx 4\%$

Спекаемость углей.

Спекаемость углей – это способность углей образовывать прочный кусковой кокс.

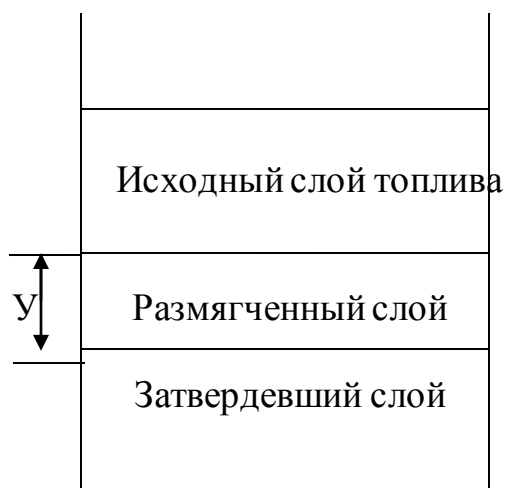
Особенности:

при нагреве топлива до 350-400°C, оно размягчается и затвердевает.

Спекаемость оценивают по толщине пластичного слоя



## Пластометр



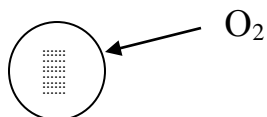
В пластометр засыпают 100г угля, нагревают и производят замеры.

По шкале ВТИ кокс делят:

1. порошкообразный ( $У = 0$ );
  2. слипшийся ( $У \approx 0$ );
  3. спекшийся;
  4. сплавленный;
  5. сильносплавленный;
  6. сильноспавленный  
вспученный.
- }  $У = 5-25$ , мм

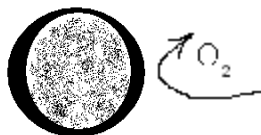
На практике целесообразно сжигать топливо с характеристикой кокса “порошкообразный” и “слипшийся”.

Торф, Б.У.,  
молодой К.У.



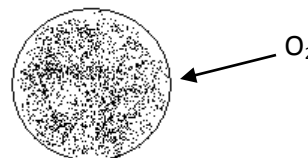
порошкообразный кокс  
( $У = 0$ )

К.У.



кокс сплавленный  
( $У = 5-25$ , мм)

Ант., уголь класса Т



порошкообразный кокс  
( $У = 0$ )

## 1.2 Высшая и низшая теплота сгорания топлива.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания топлива.

Высшей теплотой сгорания топлива называется количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива или  $1\text{ м}^3$  газообразного топлива. В эту теплоту сгорания входит теплота, выделяющаяся при конденсации водяных паров, которые содержатся в продуктах сгорания топлива.

А низшая – за вычетом теплоты выделяющейся при конденсации водяных паров, которые содержатся в продуктах сгорания.

При температурах уходящих газов котельных агрегатов влага в продуктах сгорания находится в парообразном состоянии. Поэтому при тепловом расчете котельных агрегатов обычно пользуются низшей теплотой сгорания топлива, которая не учитывает скрытую теплоту парообразования водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания топлива.

Горючие элементы топлива – углерод, водород и сера - находятся в составе горючей массы топлива в сложных соединениях, что пока не позволяет рассчитать теплоту сгорания топлива. Определение теплоты сгорания любого вида топлива осуществляют опытным путем при помощи калориметра. Если сжечь топливо, воспламенив его электрическим током, то по повышению температуры воды в сосуде, измеряемой термометром, можно найти количество выделявшейся теплоты, отданной продуктами сгорания.

Наиболее удачными в отношении простоты и точности являются формулы Д.И. Менделеева с эмпирически подобранными коэффициентами для соответствующих горючих элементов.

Так, для определения низшей теплоты сгорания рабочей массы твердого и жидкого топлива, формулы имеют следующий вид:

$$Q_i^r = 340C^r + 1030H^r - 109(O^r - S_{o+p}^r) - 25,2W^r, \text{ кДж/кг или}$$

$$Q_i^r = 81C^r + 246H^r - 26(O^r - S_{o+p}^r) - 6W^r, \text{ ккал/кг.}$$

Теплота сгорания газообразного топлива, кДж/кг (ккал/кг), может быть найдена с помощью калориметра или определена расчетом, если известно процентное содержание отдельных газов, входящих в состав  $1\text{ м}^3$  данного топлива.

$$Q_i^d = 0,01 [Q_{H_2S} H_2 S + Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + \dots \sum Q_{C_m H_n} C_m H_n],$$

где  $Q_{H_2S}$ ,  $Q_{CO}$  и т.д. – теплота сгорания каждого газа, входящего в состав топлива, кДж/м<sup>3</sup>;

$H_2S$ ,  $CO$ ,  $H_2$  и т.д. – содержание соответствующего газа по объему, %.

Если газообразное топливо содержит влагу, то теплоту сгорания сухого газа, кДж/кг (ккал/кг), пересчитывают на рабочее топливо по формуле:

$$Q_i^r = Q_i^d \frac{100 - W^r}{100}.$$

### **1.3 Приведенная зольность и влажность. Подразделение топлива от приведенной зольности и влажности. Условное топливо.**

Условное топливо - единица учёта органического топлива, применяемая для сопоставления эффективности различных видов топлива и суммарного учёта их.

Учет и планирование топлива ведут в пересчете на условное топливо, теплота сгорания которого принимается равной 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг). Этой величиной пользуются при суммировании различных топливных ресурсов, сравнении удельных расходов топлива на единицу энергии, выработанной и отпущенной потребителю, и при проведении технико-экономических расчетов.

Пересчет расхода данного вида топлива в условное производят по формуле:

$$B_{\text{усл.}} = B_n \frac{Q_i^r}{Q_{\text{усл.}}},$$

где  $B_{\text{усл.}}$  — масса эквивалентного количества условного топлива, кг;

$V_n$  — масса натурального топлива, кг (твёрдое и жидкое топливо) или  $m^3$  (газообразное);

$Q_i^r$  — низшая теплота сгорания данного натурального топлива, ккал/кг или ккал/ $m^3$ .

Величину  $\frac{Q_i^r}{Q_{усл.}}$  называют тепловым эквивалентом данного топлива.

Пересчет количества топлива данного вида в условное производится с помощью этого коэффициента. С увеличением внешнего балласта топлива теплота сгорания топлива уменьшается. Однако, содержание влаги и золы не является достаточной мерой энергетической ценности топлива, так как различные топлива с одинаковым содержанием золы и влаги могут иметь неодинаковую теплоту сгорания.

Более полными являются приведенные характеристики, отражающие содержание влаги и золы в топливе, отнесенное к единице низшей теплоты сгорания его рабочей массы.

$$W^п = \frac{W^r}{Q_i^r}, A^п = \frac{A^r}{Q_i^r}, S^п = \frac{S^r}{Q_i^r}.$$

Приведенные характеристики топлива  $W^п$ ,  $A^п$ ,  $S^п$  показывают, сколько на 1 МДж низшей теплоты сгорания приходится влаги, золы и серы в процентах от рабочей массы топлива. По приведенным характеристикам можно сравнивать различные виды топлива в сопоставимых единицах.

Топлива с приведенной влажностью  $W^п < 0,7 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$  ( $< 3 \text{ \%} \cdot \text{кг/Мкал}$ ) считаются маловлажными (антрацит и каменные угли), с  $W^п = 0,7 \div 1,89 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$  ( $3 \div 8 \text{ \%} \cdot \text{кг/Мкал}$ ) – средней влажности (некоторые бурые угли, эстонские и гдовские сланцы), с  $W^п = 1,89 \div 6 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$  ( $8 \div 25 \text{ \%} \cdot \text{кг/Мкал}$ ) – высоковлажными (бурые угли украинских и башкирских месторождений, фрезерный торф).

Топлива с приведенной зольностью  $A^п \leq 1 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$  ( $\leq 4 \text{ \%} \cdot \text{кг/Мкал}$ ) считаются малозольными (антрацит, большая часть каменных и некоторые бурые угли). Большая часть бурых углей имеет приведенную зольность  $A^п = 1,89 \div 2,4 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$  ( $8 \div 10 \text{ \%} \cdot \text{кг/Мкал}$ ), у горючих сланцев  $A^п = 5 \div 10 \text{ \%} \cdot \text{кг/МДж}$  ( $20 \div 40 \text{ \%} \cdot \text{кг/Мкал}$ ).

## 1.4 Классификация каменных углей. Маркировка антрацитов.

### Классификация мазута.

В соответствии с существующей классификацией (ГОСТ 25543) ископаемые угли подразделяются на три вида в зависимости от основных генетических признаков. В качестве признаков рассматриваются: средний показатель отражения витринита  $R_o$ , теплота сгорания влажной беззольной массы  $Q_s^{af}$  и выход летучих веществ на сухую беззольную массу  $V^{daf}$ .

1) Бурый уголь, 2) Каменный уголь, 3) Антрацит

В зависимости от технологических свойств бурые угли, каменные угли и антрациты объединяются в технологические марки, группы и подгруппы.

Каменные угли и антрациты в зависимости от выхода летучих веществ,  $V^{daf}$ , и толщины пластического слоя делятся на технологические марки, которые в свою очередь подразделяются на группы.

### Перечень и обозначение марок и групп

Марка угля	Обозначение	Группа
Длиннопламенный	Д	-
Газовый	Г	1Г, 2Г
Коксовый	К	1К, 2К
Тощий	Т	1Т, 2Т
Антрациты	А	1А, 2А, 3А

При рассортировке по крупности (грохочении) ископаемые угли и сланцы разделяются на классы в соответствии с ГОСТ 19242.

### Классификация углей и сланцев по размеру кусков

Наименование класса	Обозначение	Размер кусков, мм
Плитный	П	100 – 200 (300)
Крупный	К	50-100
Орех	О	25 - 50
Мелкий	М	13 - 25
Семечко	С	6 - 13
Штыб	Ш	0 - 16
Рядовой	Р	0 – 200 (300)

В соответствии с ГОСТ 10585 в качестве жидкого котельного топлива применяется остаточный продукт нефтепереработки – мазут двух марок: 40 и 100. Марка топлива определяется предельной величиной вязкости при 80°C составляющей:

- для мазута 40 – 8 градусов условной вязкости (° ВУ);
- для мазута 100 – 16 градусов условной вязкости (° ВУ).

Предельная зольность (A<sup>d</sup>) мазутов 40 и 100 установлена:

- для малозольных мазутов – 0,04 и 0,05 соответственно;
- для зольных мазутов – 0,12 и 0,14 соответственно.

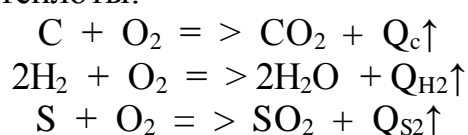
По содержанию серы мазуты разделяются на:

- низкосернистые (массовая доля серы ≤ 0,5%);
- малоосернистые (массовая доля серы ≤ 1,0%);
- сернистые (массовая доля серы ≤ 2,0%);
- высокосернистые (массовая доля серы ≤ 3,5%).

### 1.5 Теоретическое количество воздуха для твердого и жидкого топлива.

C, H, S – горючие элементы.

Горение – химический процесс окисления горючих элементов кислородом, протекающий при высокой температуре, с высокой скоростью и сопровождающийся значительным выделением теплоты.



← Горение →

полное  
(образуются продукты  
CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, SO<sub>2</sub>)

неполное  
(дополнительно образуются  
CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>)

Причины неполноты горения:

1. локальный недостаток окислителя:  
 $C + 0,5O_2 = > CO$
2. температура газов  $< 1000^\circ C$ , либо  $> 2000^\circ C$ ;
3. недостаточный контакт горючих элементов и окислителя.

Расчет процессов горения твердого (жидкого) топлива.

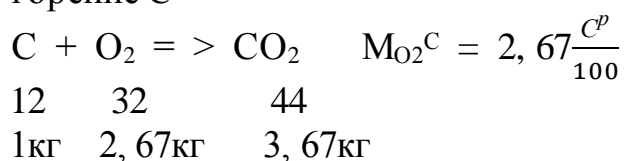
Топливо:  $C + H + S + O + N + W + A = 100\%$

Топочные газы:  $(CO_2 + H_2O + SO_2) + (CO + H_2 + CH_4) + N_2 + O_2^{изб} = 100\%$

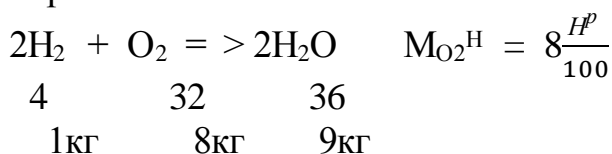
Воздух:  $O_2 + N_2 = 100\%$

Элементарные реакции горения:

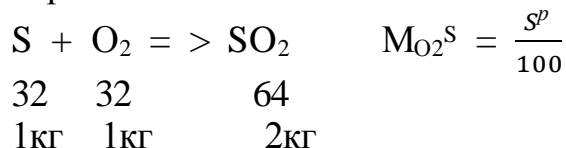
1. горение C



2. горение H



3. горение S



Теоретический расход O<sub>2</sub>:

$$M_{O_2} = M_{O_2}^C + M_{O_2}^H + M_{O_2}^S - M_{O_2}^{топл} = 2,67 \frac{C^p}{100} + 8 \frac{H^p}{100} + \frac{S^p}{100} - \frac{O^p}{100}, \frac{кг O_2}{кг топл}$$

Теоретический объем воздуха – это то количество воздуха, которое необходимо израсходовать для полного сжигания 1 кг топлива, при условии, что весь кислород прореагировал с горючими.

$$V^o = \frac{M_{O_2}}{S_{O_2}} \cdot \frac{100}{21} = 0,085 C^p + 0,265 H^p + 0,033 (S - O)^p, \frac{м^3}{кг}$$

С увеличением балласта V<sup>o</sup> снижается

$$V^o = 3 \quad - \quad 6 \quad - \quad 10, \frac{м^3}{кг}$$

Б.У.    Антр.    Мазут

## 1.6 Теоретические объемы продуктов сгорания 3х атомных газов и водяных паров для твердого и жидкого топлива

Расчёт объёмов продуктов сгорания твёрдого/жидкого топлива

При полном сгорании:

$$\alpha = 1: \underbrace{\text{CO}_2 + \text{SO}_2}_{\text{RO}_2} + \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O} = 100\%$$

$\text{RO}_2$  – трёхатомные газы (абстрактная характеристика).

$$\alpha > 1: \underbrace{\text{CO}_2 + \text{SO}_2}_{\text{RO}_2} + \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 = 100\%$$

$\text{RO}_2$

Теоретические объёмы ( $\alpha = 1$ ):

Объём 3-х атомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} = \frac{M_{\text{CO}_2}}{\rho_{\text{CO}_2}} + \frac{M_{\text{SO}_2}}{\rho_{\text{SO}_2}} = 0,0187(C^p + 0,375 \cdot S^p) \text{ м}^3/\text{кг};$$

Объём водяных паров:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^O = \underbrace{V_{\text{H}_2\text{O}}^H}_a + \underbrace{V_{\text{H}_2\text{O}}^W}_b + \underbrace{V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Возд}}}_в = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,016 \cdot V^O,$$

$$\text{а) } V_{\text{H}_2\text{O}}^H = \frac{M_{\text{H}_2\text{O}}^H}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}}, \quad \text{б) } V_{\text{H}_2\text{O}}^W = \frac{M_{\text{H}_2\text{O}}^W}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{1}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}} \cdot \frac{W^p}{100}, \quad \text{в) } V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Возд}} = \frac{M_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Возд}}}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{\rho_{\text{Возд}} \cdot V^O}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}} \cdot \alpha_{\text{Возд}}.$$

Объём азота:

$$V_{\text{N}_2}^O = V_{\text{N}_2}^{\text{Топл}} + V_{\text{N}_2}^{\text{Возд}} = 0,008 \cdot N^p + 0,79 \cdot V^O.$$

Суммарный объём:

$$V_{\Gamma}^O = V_{\text{R}_2\text{O}} + V_{\text{H}_2\text{O}}^O + V_{\text{N}_2}^O.$$

## 2. Горение топлива и эффективность его использования.

### 2.1 Действительные объёмы продуктов сгорания

Действительные объёмы ( $\alpha > 1$ ):

$$V_{\text{RO}_2} = \text{const},$$

$$V_{\text{N}_2} = V_{\text{N}_2}^O + \Delta V_{\text{N}_2}^{\text{изб}} = V_{\text{N}_2}^O + 0,79(\alpha - 1) \cdot V^O,$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^O + 0,016(\alpha - 1) \cdot V^O,$$

$$V_{\text{O}_2} = 0,21 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^O.$$

$$\text{Суммарный объём: } V_{\Gamma} = V_{\text{R}_2\text{O}} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}.$$

Расчёт процессов горения газового топлива

Особенности:

1. Расчёты ведут на 1 м<sup>3</sup>,

2. Состав в объёмных процентах:

1. топливо:  $(\text{CO}_2 + \text{H}_2 + \text{H}_2\text{S} + \text{CH}_4 + \text{C}_m\text{H}_n) + (\text{N}_2 + \text{CO}_2 + \text{O}_2) = 100\%$

2. воздух:  $\text{O}_2(21\%) + \text{N}_2(79\%) = 100\%$ .

$$3. \text{ продукты сгорания: } (\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2) + (\text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4) + \text{N}_2 + \text{O}_2 = 100\%$$

Элементарные реакции горения:

$$1. 2\text{CO}_2 + \text{O}_2 = 2\text{CO}_2 \Rightarrow \text{требуется } V_{\text{O}_2}^{\text{CO}} = 0,5 \frac{\text{CO}}{100}, \quad \text{получается } V_{\text{CO}_2}^{\text{CO}} = \frac{\text{CO}}{100};$$

$$2. 2\text{H}_2 + \text{O}_2 = 2\text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{требуется } V_{\text{O}_2}^{\text{H}_2} = 0,5 \frac{\text{H}_2}{100}, \quad \text{получается } V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{H}_2} = \frac{\text{H}_2}{100};$$

$$3. 2\text{H}_2\text{S} + 3\text{O}_2 = 2\text{SO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{требуется } V_{\text{O}_2}^{\text{H}_2\text{S}} = 1,5 \frac{\text{H}_2\text{S}}{100}, \quad \text{получается } V_{\text{SO}_2}^{\text{H}_2\text{S}} = \frac{\text{H}_2\text{S}}{100}, \quad V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{H}_2\text{S}} = \frac{\text{H}_2\text{S}}{100};$$

$$4. \text{CH}_4 + 2\text{O}_2 = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{требуется } V_{\text{O}_2}^{\text{CH}_4} = 2 \frac{\text{CH}_4}{100}, \quad \text{получается } V_{\text{CO}_2}^{\text{CH}_4} = \frac{\text{CH}_4}{100}, \quad V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{CH}_4} = 2 \frac{\text{CH}_4}{100};$$

$$5. \text{C}_m\text{H}_n \text{ требуется } V_{\text{O}_2}^{\text{C}_m\text{H}_n} = \sum (m + \frac{n}{4}) \frac{\text{C}_m\text{H}_n}{100}, \quad \text{получается } V_{\text{CO}_2}^{\text{C}_m\text{H}_n} = \sum m \frac{\text{C}_m\text{H}_n}{100}, \quad V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{C}_m\text{H}_n} = \sum \frac{n}{2} \frac{\text{C}_m\text{H}_n}{100};$$

Теоретический расход кислорода:

$$V_{\text{O}_2} = V_{\text{O}_2}^{\text{CO}} + V_{\text{O}_2}^{\text{H}_2} + V_{\text{O}_2}^{\text{H}_2\text{S}} + V_{\text{O}_2}^{\text{C}_m\text{H}_n} - V_{\text{O}_2}^{\text{монл}} \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V^0 = V_{\text{O}_2} \frac{100}{21} = 0,0476(0,5\text{CO}_2 + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + \frac{\text{H}_2}{100} + \sum (m + \frac{n}{4})\text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2^{\text{монл}}) \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

Расчёт объёмов продуктов сгорания:

При полном сгорании топлива состав газов следующий:

$$\text{При } \alpha = 1 \text{ CO}_2 + \text{SO}_2 + \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O} = 100\%$$

Объём 3-атомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} = \frac{\text{CO}}{100} + \frac{\text{H}_2\text{S}}{100} + \sum \frac{n}{2} \frac{\text{C}_m\text{H}_n}{100} + \frac{\text{CO}_2^{\text{монл}}}{100};$$

Объём воды:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{H}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{H}_2\text{S}} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{C}_m\text{H}_n} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{газ}} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{воздух}} = 0,01(\text{H}_2 + \text{H}_2\text{S} + \sum \frac{n}{2} \frac{\text{C}_m\text{H}_n}{100} + 0,124d_{\text{m.m.}}) + 0,0161 \cdot V^0;$$

Объём азота:

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + \frac{\text{N}_2^{\text{монл}}}{100};$$

Суммарный объём:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + V_{\text{N}_2}^0;$$

$$\text{При } \alpha > 1 \text{ CO}_2 + \text{SO}_2 + \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 = 100\%$$

Объём 3-атомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = \text{const};$$

Объём воды:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,016(\alpha - 1) \cdot V^0;$$

Объём азота:

$$V_{N_2} = V_{N_2}^O + \Delta V_{N_2}^{изб} = V_{N_2}^O + 0,79(\alpha - 1) \cdot V^O;$$

Объём кислорода:

$$V_{O_2} = 0,21 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^O;$$

Суммарный объём:

$$V_{\Gamma} = V_{R_2O} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2};$$

## 2.2 Парциальное давление трехатомных газов и водяных паров. Концентрация золы в продуктах сгорания

**Парциальное давление** – давление отдельно взятого компонента газовой смеси. Общее давление газовой смеси является суммой парциальных давлений её компонентов.

Парциальное давление  $RO_2$  и  $H_2O$  определяется по формулам

$$p_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^H}{V_{\Gamma}^H} P \quad p_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^H}{V_{\Gamma}^H} P.$$

$V_{H_2O}^H$  - объём водяных паров;

$V_{\Gamma}^H$  - объём газов.

Концентрация золы в продуктах сгорания, г/м<sup>3</sup>

$$\mu_{зл} = \frac{10A^r a_{уН}}{V_{\Gamma}^H}, \text{ г/м}^3,$$

то же в кг/кг газа

$$\mu_{зл} = \frac{A^r a_{уН}}{100G_{\Gamma}}, \text{ кг/кг.}$$

$a_{уН}$  - коэффициент уноса;

$G_{\Gamma}$  - масса газов.

## 2.3 Основное уравнение полного горения. Материальный баланс кислорода (уравнение Бунте)

$$\underbrace{RO_2^{\Gamma}(1 + \beta)}_a + \underbrace{CO^{\Gamma}(0,6 + \beta)}_b + O_2 = 21\% \quad \text{в}$$

а) такое количество  $O_2$  расходуется на образование 3-х атомных газов,

б) такое количество  $O_2$  расходуется на окисление  $CO^{\Gamma}$ ,

в) этот кислород переходит в газы в избыточном виде.

$RO_2^{\Gamma}, CO^{\Gamma}, O_2$  – концентрация компонента полученная в процессе газового анализа %.

$\beta = f(C, H, S, O)$  – топливная характеристика =  $0,03 \div 0,3 \div 0,8$ .  
угли мазут прир. газ



1) Если  $CO = 0$  (недожог отсутствует), то  $RO_2 = \frac{21 - O_2^{\Gamma}}{1 + \beta}$ ,

2) Если  $O_2^{\Gamma} = 0$  (т. е.  $\alpha = 1$ ), то  $RO_2^{\max} = \frac{21}{1 + \beta}$

Контроль топочного процесса ведут по формулам:

*Углекислотная:*

При полном сгорании топлива и  $\alpha = 1$  состав газов –  $RO_2 + N_2 = 100\%$ , где  $RO_2 = RO_2^{\max} = f(\text{сост. топ.})$ . Ориентировочные значения  $RO_2^{\max} = >$

топливо	$RO_2^{\max}$ , %
углерод	21
АШ	20
Ку, БУ	18–19
мазут	16–17
природ. газ	~12

При полном сгорании топлива и  $\alpha > 1$  состав газов –  $RO_2 + N_2 + O_2 = 100\%$ , здесь  $RO_2 < RO_2^{\max}$ ,  $\alpha = \frac{RO_2^{\max}}{RO_2}$ .

*Кислородная:*

$$\alpha = \frac{V_B}{V_O} = \frac{V_B}{V_B - \Delta V_B} = \frac{1}{1 - \frac{\Delta V}{V_B}}$$

Если  $\Delta V_B = \frac{100}{21} \cdot O_2^{\Gamma}$ ,  $V_B = \frac{100}{79} \cdot N_2^{\Gamma}$ , то при полном сгорании топлива

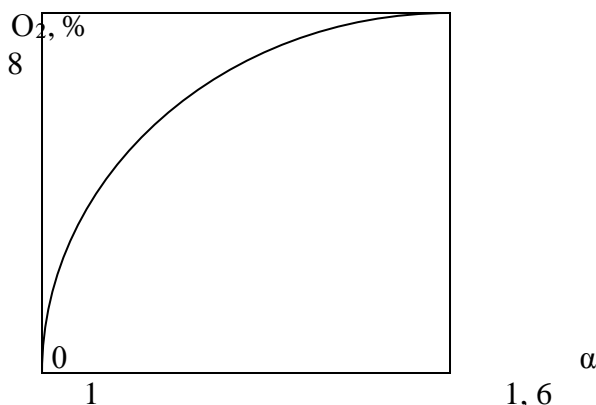
$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{79 \cdot O_2^{\Gamma}}{21 \cdot N_2^{\Gamma}}}$$

Если недожог представлен виде  $CO$ , то с учетом  $CO + 0,5O_2 = CO_2$ , выражение принимает вид

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{79 \cdot (O_2^{\Gamma} - CO^{\Gamma})}{21 \cdot N_2^{\Gamma}}}$$

Если  $CO_{\text{топл}} = 0$  и  $N_2 = 0$ , то

$$\alpha \approx \frac{21}{21 - O_2^{\Gamma}}$$



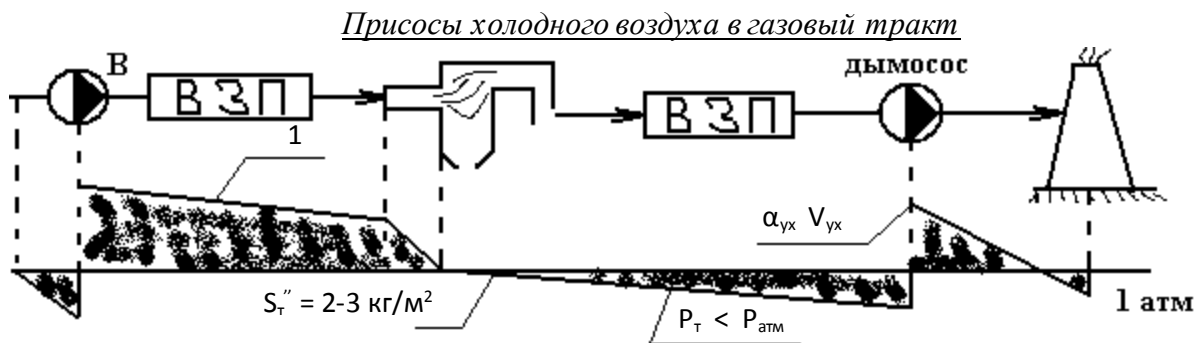
## 2.4 Коэффициент избытка воздуха

В топке не удаётся обеспечить идеального перемешивания горючего с окислителем. При подаче  $V^o$  (т.е. объёма воздуха фактически необходимого для сжигания данной массы топлива) происходит недожог. Для полноты сгорания воздух подают с избытком  $V_B$ .

$$\alpha = \text{коэф. избытка воздуха} = \frac{V_g}{V^o} = \frac{V^o + V_B}{V^o} > 1$$

$\alpha_{\text{топочной камеры}}$  ЗАВИСИТ ОТ:

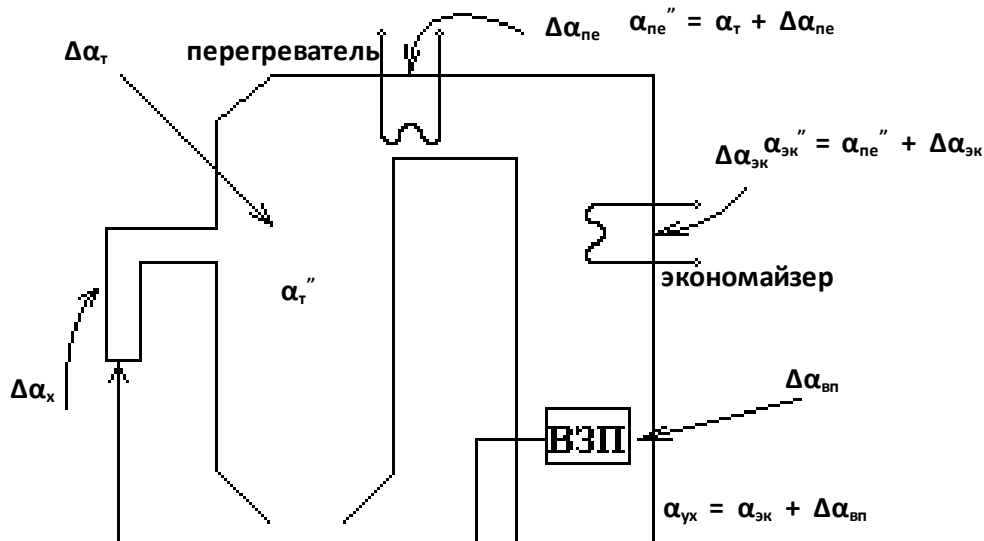
- 1) способа сжигания (факельное сжигание твёрдого топлива  $\alpha_T'' = 1,2 \div 1,25$ , слоевое сжигание  $\alpha_T'' = 1,4 \div 1,7$ ).
- 2) вида и марки топлива (природный газ и мазут  $\alpha_T'' = 1,05 \div 1,1$ ).
- 3) конструкции горелочного устройства.



1- уравновешенная тяга (работает и вентилятор и дымосос).

Обмуровка котла имеет неплотности, т.к. засчёт работы дымососа газоходы находятся под разрежением, поэтому холодный воздух присасывается к газам, увеличивая при этом коэф. избытка воздуха и объём уходящих газов.

$$\alpha_{yx} = \alpha_T + \Delta\alpha \quad V_{yx} = V_T + \Delta V_B$$



$$\alpha_{ГВ} = \alpha_T'' - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пс}$$

Присосы влияют отрицательно:

$$1) \Delta\alpha_T \uparrow \rightarrow v_{\text{ср. фак}} \downarrow \rightarrow q_T \downarrow \rightarrow D \downarrow \rightarrow B \uparrow,$$

2)  $\Delta\alpha_{\Gamma} \uparrow \rightarrow v_{\Gamma} \downarrow \rightarrow \Delta t \downarrow = v_{\Gamma} - t_{п.с.} \rightarrow Q_{отд} \downarrow \rightarrow v_{ух} \uparrow \rightarrow КПД \downarrow$ ,

3)  $\Delta\alpha \uparrow \rightarrow v_{ух} \uparrow \rightarrow v_{дым} \uparrow$ .

### Меры борьбы с присосом

1) уплотнение обмуровки.

2) В и Д настраивают так, чтобы  $S_{\Gamma}'' = \min (2 \div 3)$  кг/м<sup>2</sup>

3) Работа котла под наддувом (без дымососа, работает только мощный вентилятор).

### Эксплуатационный контроль за поддержанием избытка воздуха

Эксплуатационный контроль за поддержанием необходимого избытка воздуха в топке и наблюдение за плотностью газоходов наиболее правильно вести по содержанию в дымовых газах  $O_2$ , а не  $RO_2$ . Это объясняется тем, что на электростанции топливо поступает не всегда постоянного состава. Так как при этом меняется величина коэффициента  $\beta$ , следовательно, и  $RO_2^{max}$ , то оптимальные значения  $RO_2$  с точки зрения более экономичной работы котельного агрегата меняются.

В то же время содержание кислорода в дымовых газах зависит главным образом от избытка воздуха.

Коэффициент избытка воздуха при полном горении топлива можно определить также по формуле

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{79O_2}{21N_2}}$$

где  $N_2 = 100 - (CO_2 + O_2)$ , %

При неполном горении топлива коэффициент избытка воздуха определяется по следующему выражению

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{79O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4}{21N_2}}$$

где  $N_2 = 100 - (CO_2 + SO_2 + O_2 + CO)$ .

## **2.5 Способы составления теплового баланса котла. КПД котла.**

Эффективность использования топлива в паровом котле определяется следующими основными факторами: полнотой сгорания топлива в топочной камере, глубиной охлаждения продуктов сгорания при прохождении поверхностей нагрева и снижением сопутствующих процессу горения потерь теплоты в окружающую среду. Большая часть теплоты, вносимой в котельный агрегат, воспринимается поверхностями нагрева и передается рабочему телу. За счет этой теплоты производится подогрев воды до температуры кипения, ее испарение и перегрев пара.

Это есть полезно используемая теплота. Остальная теплота, составляющая в мощных паровых котлах примерно 8 – 12%, не используется для получения перегретого пара. Это происходит вследствие различного рода потерь теплоты, сопутствующих работе парового котла.

Распределение вносимой в котельный агрегат теплоты на полезно используемую и отдельные потери производится путем составления теплового баланса.

В общем виде уравнение теплового баланса парового котла при установившемся режиме записывается следующим образом:

$$Q_p + Q_{в.вн} + Q_{\phi} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \text{ кДж/кг (кДж/м}^3\text{)},$$

где  $Q_p$  – располагаемая теплота;

$Q_{в.вн}$  – теплота внесенная в топку воздухом, при его подогреве вне котла: паром из отборов, отработанным теплом и т.п.;

$Q_{\phi}$  – теплота вносимая в топку с паром, используемым для распыла мазута, кДж/кг;

$Q_1$  – полезно используемая теплота, кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>;

$Q_2$  – потеря теплоты с уходящими газами, кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>;

$Q_3$  – потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива, кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>;

$Q_4$  – потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива, кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>;

$Q_5$  – потеря теплоты от наружного охлаждения парового котла, кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>;

$Q_6$  – потеря с физической теплотой шлаков, кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>.

Уравнение теплового баланса может быть выражено в процентах по отношению к величине располагаемой теплоты

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = 100\%,$$

$$\text{где } q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} 100\% \text{ и т.д.}$$

Отношение полезно использованной теплоты к располагаемой – есть коэффициент полезного действия (брутто) котла (по прямому балансу):

$$\eta_k = q_1 = \frac{Q_1}{Q_p} 100\%.$$

Коэффициент полезного действия котла может быть рассчитан и по обратному балансу

$$\eta_k = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \%$$

Коэффициент полезного действия (КПД) показывает, насколько полно используется располагаемая теплота в котельном агрегате. Для современных мощных котлов величина КПД находится в пределах 88 – 94%. Коэффициент полезного действия котлов малой мощности бывает обычно ниже.

Затраты энергии на собственные нужды котла (на питательные насосы, дутьевые вентиляторы, дымососы, на размол топлива, на обдувку поверхностей нагрева и т.д.) и потери теплоты с продувкой котла КПД котла  $\eta_k$  не учитывает. Поэтому это значение  $\eta_k$  называют КПД брутто котла.

Коэффициент полезного действия котла с учетом расхода электроэнергии и теплоты на собственные нужды называют КПД нетто:

$$\eta_k^H = \eta_k - q_{с.н.}, \%$$

где  $q_{с.н.}$  – суммарный расход энергии на собственные нужды, %.

Определение коэффициента полезного действия брутто по прямому балансу требует непосредственного измерения всех величин, характеризующих подводимое

количество тепловой энергии  $Q_p$  и полезно используемой в котельном агрегате теплоты  $Q_1$ .

Определение КПД парового котла методом обратного баланса, т.е. через установленные суммы значений его тепловых потерь, может быть выполнено с большей точностью, чем по прямому балансу, так как сумма потерь составляет примерно 1/10 часть располагаемой теплоты котла  $Q_p$  и каждая из них определяется достаточно надежно. Этот метод является единственным при оценке тепловой экономичности проектируемого парового котла.

## 2.6 Располагаемая теплота котла

Такой теплотой называется та теплота, которой топливо располагает при сжигании.

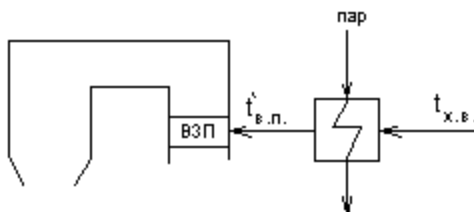
$$Q_p^P = Q_n^P + Q_{ТЛ} + Q_{в.вн.} + Q_{пар.} - Q_{карб}$$

1.  $Q_n^P$  – теплота сгорания, является функцией состава топлива;
2.  $Q_{ТЛ}$  – физическая теплота топлива

$$Q_{ТЛ} = C_{ТЛ} \cdot t_{ТЛ},$$

$$\text{где } C_{ТЛ} = C_{уx} \cdot \frac{100 - W^P}{100} + C_{вл} \cdot \frac{W^P}{100} \text{ (для углей) или } C_{маз} = 1,74 + 0,0025 \cdot t_{маз} \text{ (для мазута);}$$

3.  $Q_{в.вн.}$  – теплота, вносимая в топку с воздухом при его нагреве.



$$Q_{в.вн.} = \beta' \times (J'_{в.п.} + J_{х.в.}),$$

где  $\beta' = \alpha_T'' - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{п.е.} + \Delta\alpha_{вп}$  – коэффициент расхода,

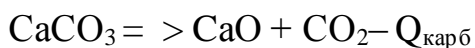
$J'_{вп} = V^0 \times ct'_{вп}$  – энтальпии воздуха перед воздухоподогревателем,

$J_{х.в.} = V^0 \times ct_{хв}$  – энтальпия холодного воздуха

4.  $Q_{пар}$  – теплота, вносимая в топку с паром при паровом распылении мазута

$$Q_{пар} = \sigma_{пар} \cdot (i_{п} - 2500), \text{ где } \sigma_{пар} = 0,03 - 0,035, \frac{кг}{кг} \text{ – относительный расход пара на распыление мазута;}$$

5.  $Q_{карб}$  – теплота, расходуемая на разложение карбонатов при сжигании высокозольных топлив

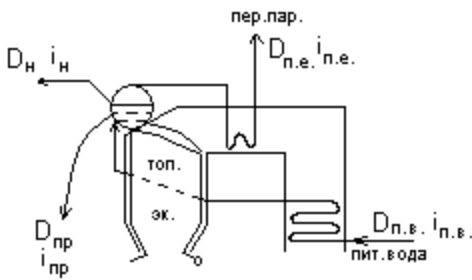


$$Q_{карб} = 40(CO_2)^P_{карб}.$$

## 2.7 Определение полезно используемой теплоты котла.

Большая часть теплоты, вносимой в котельный агрегат, воспринимается поверхностями нагрева и передается рабочему телу. За счет этой теплоты производится подогрев воды до температуры кипения, ее испарение и перегрев пара.

Это есть полезно используемая теплота котлоагрегата. Полезно использованная теплота в котле в общем случае может быть подсчитана по следующей формуле:



$D_{пр}$  – расход продувочной воды для вывода части солей с целью предотвращения накипеобразования.

$$D_{пр} = (1 \div 10\%) D_{ПЕ}$$

$$D_{П.В} = D_{ПЕ} + D_H + D_{ПР}$$

$$Q_1 = \frac{D_{ПЕ}}{B} (i_{ПЕ} - i_{П.В.}) + \frac{D_H}{B} (i_H - i_{П.В.}) + \frac{D_{ПР}}{B} (i_{ПР} - i_{П.В.})$$

$$q_1 = \frac{Q_1}{Q_p} \cdot 100$$

При слоевом сжигании угля  $q_1 = 80\%$ , а при сжигании мазута и природного газа  $q_1 = 94\%$ .

## 2.8 Потери теплоты с уходящими газами $Q_2$

В тепловом балансе котла наибольшей является потеря теплоты с уходящими газами  $q_2$ . Величина ее составляет 4 – 8% располагаемой теплоты  $Q_p$ . Относительная потеря теплоты с уходящими газами определяется как

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} 100, \%$$

где  $Q_2$  – абсолютное значение потери,

$$Q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} H_{ох.в.})(100 - q_4)}{Q_p}, \text{ кДж/кг,}$$

где  $H_{yx}$  – энтальпия уходящих газов, кДж/кг;

$H_{ох.в.}$  – энтальпия теоретически необходимого объема холодного воздуха, кДж/кг;

$\alpha_{yx}$  – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;

$q_4$  – механический недожог топлива, %.

Ввиду того, что объемы дымовых газов и энтальпии их рассчитываются без учета механической неполноты сгорания топлива, разность энтальпий продуктов сгорания и холодного воздуха уменьшается на величину  $q_4$ .

Энтальпия уходящих газов  $H_{yx}$  подсчитывается при температуре уходящих газов  $t_{yx}$  для коэффициента избытка воздуха за котлом  $\alpha_{yx}$  по формуле

$$H_{yx} = H_f^0 + (\alpha_{yx} - 1) H_e^0 + H_{зд.}$$

Из приведенных формул следует, что значение потерь с уходящими газами  $Q_2$  определяется прежде всего энтальпией уходящих газов  $H_{yx}$ , т.е. зависит от температуры этих газов и их объема, характеризуемого избытком воздуха  $\alpha_{yx}$ .

Снижение температуры уходящих газов на 15–20°C приводит к уменьшению потери  $q_2$  или, что то же самое, к росту КПД котла примерно на 1%.

Однако глубокое охлаждение газов требует больших поверхностей нагрева, которые в свою очередь обуславливают значительное гидравлическое сопротивление газопроводов. При этом надо учесть также, что  $t_{yx}$  в значительной мере определяется температурой питательной воды  $t_{п.в.}$ , поступающей в экономайзер и температурой

воздуха на входе в воздухоподогреватель  $t_{х.в.}$ . Эта зависимость может быть записана в следующем виде

$$t_{yx} = (t_{п.в.} + \Delta t_M^{ЭК}) \left(1 - \frac{\omega_6}{\omega_7}\right) + (t_{х.в.} + \Delta t_M^{БП}) \frac{\omega_6}{\omega_7},$$

где  $\omega_6, \omega_7$  – водяные эквиваленты объемов воздуха и газов, отнесенные к килограмму топлива, кДж/кг °С.

Значения водяных эквивалентов воздуха и газов соответственно равны:

- для воздуха:

$$\omega_6 = (\alpha_T - \Delta \alpha_T - \Delta \alpha_{пл.у}) V_0^H c_6;$$

- для газа:

$$\omega_7 = V_{RO_2}^H c_{RO_2} + V_{N_2}^H c_{N_2} + (\alpha_{yx} - 1) V_0^H c_6 + V_{H_2O} c_{H_2O}.$$

Объем газов больше объема воздуха за счет присутствия в нем водяных паров, полученных из влаги топлива и при сгорании водорода, и присоса воздуха в топку и газоходы котла. Наряду с этим теплоемкость газов больше, чем воздуха. Поэтому водяной эквивалент у газов всегда больше, чем у воздуха. Минимальная разность температур между греющим и нагреваемыми телами имеет место на «горячем» конце воздухоподогревателя ( $\Delta t_M^{БП}$ ) и «холодном» конце экономайзера ( $\Delta t_M^{ЭК}$ ).

Рекомендуется иметь минимальное значение температурных напоров:

$$\Delta t_M^{БП} = 30 \text{ °С} \text{ и } \Delta t_M^{ЭК} = 40 \text{ °С}.$$

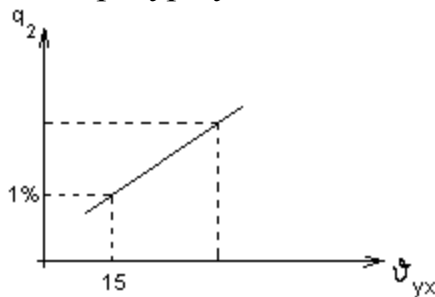
Меньшее значение величины  $\Delta t_M^{БП}$  по сравнению с  $\Delta t_M^{ЭК}$  объясняется более низкой стоимостью воздухоподогревателя на единицу переданной теплоты. Однако во избежание значительного роста поверхностей воздухоподогревателя и экономайзера при проектировании выбирают более высокие значения  $\Delta t_M^{БП}$  и  $\Delta t_M^{ЭК}$ .

Отношение водяных эквивалентов зависит от качества сжигаемого топлива и избытка воздуха в зоне воздухоподогревателя.

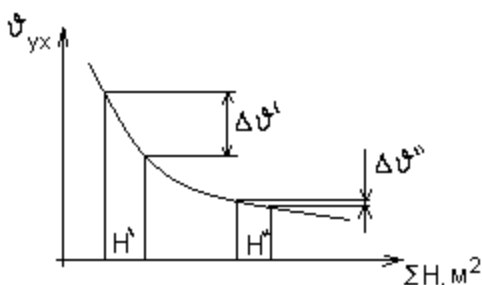
Оптимальные значения температуры уходящих газов для различных топлив устанавливаются на основании технико-экономических расчетов, сравнивающих стоимость дополнительных поверхностей нагрева и увеличение затрат на собственные нужды котлов с получаемой экономией топлива.

### Факторы, влияющие на потерю теплоты с уходящими газами.

#### 1. температура уходящих газов

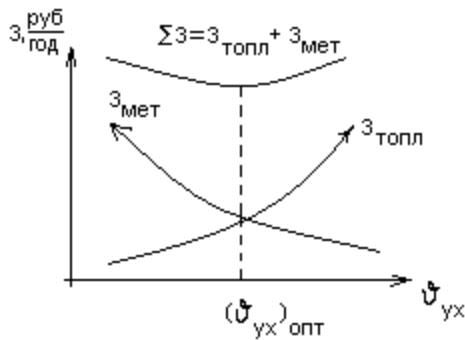


Для снижения  $v_{yx}$  размещают дополнительные поверхности нагрева.

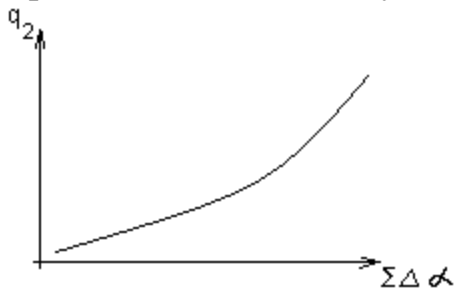


В области низких температур, даже незначительное снижение  $v_{yx}$  требует значительного количества поверхностей нагрева, поэтому оптимальную  $v_{yx}$  определяют технико-экономическими расчетами.

С ростом  $v_{yx}$ , растет  $J_2$ , а значит, снижается КПД, поэтому растет  $B$ , а значит и затраты на топливо. Для снижения  $v_{yx}$ , требуется увеличение  $N_{нагр}$ , что требует денежных затрат.



## 2. Присос холодного воздуха



С ростом  $\Delta\alpha$ , растет объем и температура уходящих газов, соответственно возрастает их энтальпия, а значит, растет потеря с теплотой уходящих газов.

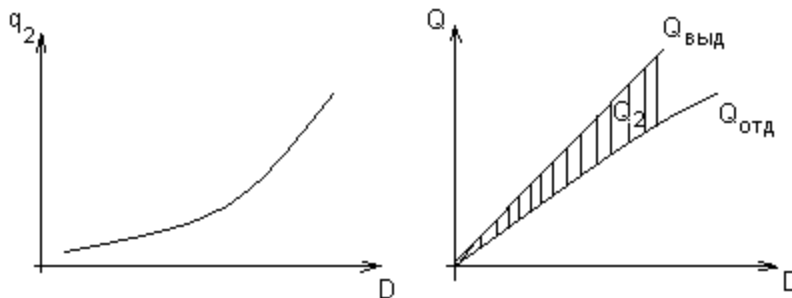
## 3. Влажность топлива.

С ростом влажности, растет содержание воды в топливе, а значит, растет  $q_2$ .

## 4. Загрязнение поверхностей нагрева.

С увеличением толщины загрязненного слоя снижается коэффициент теплопередачи  $k$ , снижается  $Q_{отд}$ , растет  $v_{yx} \Rightarrow$  растет  $q_2$ .

## 5. паропроизводительность котла.



С ростом  $D$ , растет  $Q_{выд}$  пропорционально  $D^1$ .

С ростом  $D$ , растет  $Q_{отд}$  пропорционально  $D^{0.6}$ .

Меры борьбы с  $q_2$ :

1. чистота поверхностей нагрева;
2. устранение присосов.



## 2.9 Потеря теплоты с химическим недожогом топлива

Процесс сжигания топлива не всегда идет полностью до образования продуктов полного сгорания, т.е.  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Иногда в дымовых газах содержатся и продукты неполного горения:  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ , а также тяжелые углеводороды  $\text{C}_m\text{H}_n$ .

Их догорание за пределами топочной камеры практически невозможно вследствие недостаточно высокой температуры газов и низкой концентрации как горючих компонентов, так и кислорода. Теплота, потерянная в результате недогорания газообразных горючих веществ и составляет потерю с химическим недожогом топлива. Эта потеря может быть выражена в процентах от располагаемой теплоты

$$q_3 = \frac{q_3}{q_p} 100, \%$$

В камерных топках при сжигании твердого топлива, как правило, величина  $q_3$  очень мала и принимается равной нулю. Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива зависят от значения коэффициента избытка воздуха в топке/

Величина наименьшего избытка воздуха  $\alpha_T$ , при которой практически отсутствует химический недожог топлива, является функцией вида топлива, конструкции топочной камеры и горелок, организации режима горения.

Минимальная величина  $\alpha_T$ , при которой  $q_3$  практически равна нулю, для твердых топлив составляет  $\alpha_T = 1,2 - 1,25$  и больше, чем для мазута и природного газа. Значения ее зависят от тонкости размола топлива, реакционной способности его, конструкции топочных устройств, аэродинамики топки и температурного режима в топке.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива при работе котла рассчитывают на основании данных полного газового анализа продуктов сгорания по формуле:

$$q_3 = V_{\text{С.Г.}} (126,4\text{CO} + 108\text{H}_2 + 358,2\text{CH}_4) \left( \frac{100 - q_4}{Q_p} \right), \text{ кДж/кг,}$$

где  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  – объемное содержание продуктов неполного сгорания топлива по отношению к сухим газам, %,

$V_{\text{С.Г.}}$  – объем сухих газов, м<sup>3</sup>/кг или м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Множитель  $(100 - q_4)$  учитывает, что объем сухих газов в реальных условиях несколько меньше, чем расчетный, за счет механической неполноты сгорания топлива.

Объем сухих газов для твердого и жидкого топлива определяется по формуле

$$V_{\text{С.Г.}} = \frac{C^J + 0,375S_{\text{ор+к}}^J}{0,54(\text{RO}_2 + \text{CO})}, \text{ м}^3/\text{кг,}$$

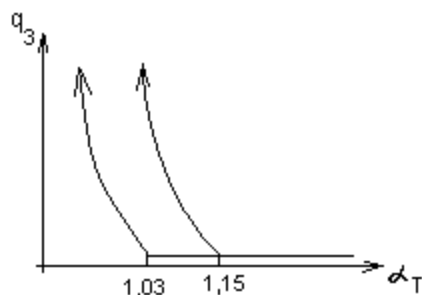
а для газообразного топлива:

$$V_{\text{С.Г.}} = \frac{\text{CO}_2^T + \text{CO}^T + \text{CH}_4^T + 2\text{C}_2\text{H}_4^T + \sum m\text{C}_m\text{H}_n^T}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

### Факторы, влияющие на $q_3$ :

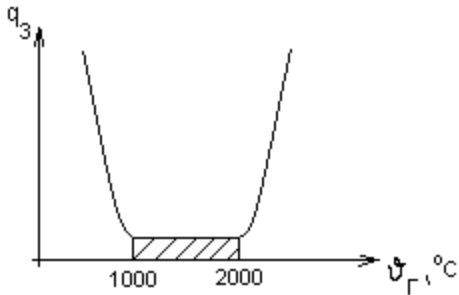
1. Коэффициент избытка воздуха  $\alpha_T$ . При  $\alpha_T < \alpha_{\text{кр}}$  появляются зоны с недостатком окислителя = > образуются  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$   $\text{CH}_4$ .

Для природного газа и мазута  $\alpha_{\text{кр}} = 1,03$ , а для угольной пыли  $\alpha_{\text{кр}} = 1,15$ .



2. Температура в топке

При  $v_{\Gamma} < 1000$  снижается скорость реакции горения, растет содержание CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и растет  $q_3$ . Если  $v_{\Gamma} > 2000$  идет процесс диссоциации (продукты полного сгорания распадаются на более простые).



3. Тепловые напряжение топочного объема

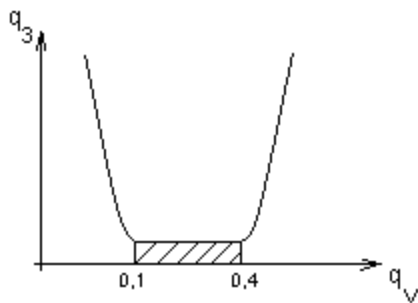
$$q_v = \frac{B \cdot Q_p^p}{V_{\text{топ}}}, \frac{\text{МВт}}{\text{м}^3}$$

$q_v$  характеризует время пребывания топлива в топочной камере.

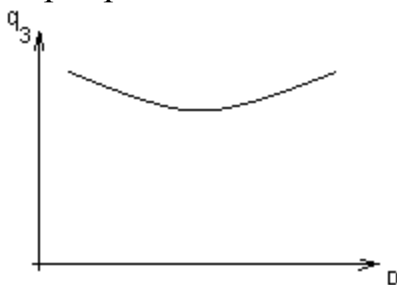
$$q_v \sim \frac{1}{\tau_{\text{проб}}}$$

При  $q_v < 0,1$  снижается  $B$ , при этом снижается  $v_{\Gamma}$ , соответственно снижается  $W_{\text{гор}}$ , а значит, растет  $q_3$ .

А если  $q_v > 0,4$ , то растет  $B$ , а значит, растет  $v_{\Gamma}$ , при этом растет  $W_{\Gamma}$ , следовательно снижается  $\tau_{\text{проб}}$ , поэтому растет  $q_3$ .



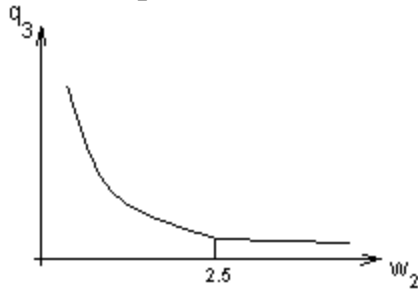
4. Паропроизводительность котла.



5. Скорость вторичного воздуха.

При снижении скорости вторичного воздуха = > снижается скорость

смесеобразования, а значит, растет  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ , соответственно растет  $q_3$ .



Пути снижения  $q_3$ :

1. Интенсивное предварительное смесеобразование при  $\alpha_T =$  оптимальное;
2. Высокие температуры  $v_2 = 1200 - 1700,^\circ \text{C}$ ;
3. Оптимальный расход для данной топки.

### 2.10 Потеря теплоты с механическим недожогом топлива

Топливо, поступающее в топку, сгорает не полностью. Некоторое количество твердого топлива уносится продуктами сгорания в газоходы котла или остается недогоревшим в шлаке.

Механический недожог при сжигании мазута и газа может иметь место также в виде твердых частиц (остаток после испарения капель мазута) либо в виде сажевых частиц, возникающих в высокотемпературных зонах горения при нехватке кислорода ( $\alpha < 0,6$ ).

Особенно сильное сажеобразование наблюдается при горении вязких мазутов.

Теплота, содержащаяся в твердых частицах топлива, унесенных дымовыми газами или удаленных из топки вместе со шлаком, не используется в котле и составляет потерю с механическим недожогом топлива. Она может быть выражена в процентах от располагаемой теплоты:

$$q_4 = \frac{Q_4}{Q_p} 100, \%$$

На содержание горючих соединений в шлаке и уносе влияют многие факторы. Они зависят от реакционной способности топлива. У малореакционных топлив (антрацит, тощие угли), имеющих малый выход летучих веществ, начинающийся к тому же при высоких температурах, содержание горючих в шлаке и уносе бывает большим.

Так, например, содержание горючих соединений в уносе  $\Gamma_{ун}$  может достигать для бурых углей 0,5 - 1,5%, каменных углей с большим выходом летучих веществ 5 - 10%, тощих углей 10 - 20%, антрацита 20 - 35%.

На величине содержания горючих в шлаке и уносе сказывается тонкость размолта топлива. Чем меньше размеры пылинок и равномернее фракционный состав пыли, тем полнее сгорает топливо.

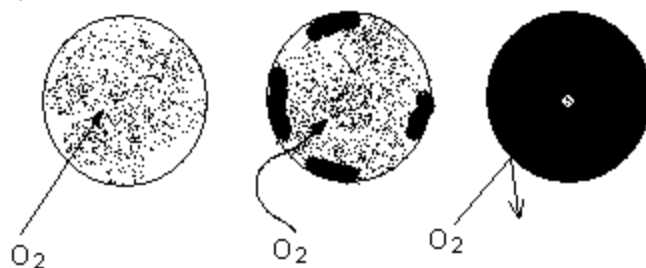
Конструкция топочных устройств, величина избытка воздуха, аэродинамика и температурный режим в топке оказывают влияние на выжигание горючих соединений топлива.

Увеличение  $q_4$  наблюдается не только при недостаточном количестве избыточного воздуха, но и в случае больших избытков воздуха. Последнее связано с

тем, что при повышенном содержании избыточного воздуха в топочной камере снижается температурный уровень и возрастают скорости газов, а, следовательно, уменьшается время пребывания частиц топлива в топке и увеличивается унос топлива.

На потери с механическим недожогом топлива оказывает влияние температура горячего воздуха. С увеличением температуры горячего воздуха эти потери снижаются. Это объясняется тем, что с увеличением температуры горячего воздуха возрастает температура в топке, что ускоряет процесс горения топлива.

Потери  $q_4$  при сжигании газа и мазута невелики и их рассматривают совместно с потерями  $q_3$ , т.е. оценивают как  $q_3 + q_4$ . Например, при сжигании мазута в топках, необорудованных газоплотными цельносварными экранами при номинальной нагрузке котла  $q_3 + q_4$  равны 0,15 - 0,20 %, а для топок с газоплотными экранами  $q_3 + q_4$  составляют 0,10 - 0,15%. При сжигании природного газа эти потери  $q_3 + q_4$  еще меньше и составляют 0,05 - 0,07%.



$$q_4 = \frac{Q_4}{Q_p}, \text{ где } Q_4 = Q_4^{\text{шл}} + Q_4^{\text{ун}} = \frac{\Gamma_{\text{шл}}}{100} \cdot \frac{G_{\text{шл}}}{B} \cdot Q_{\text{гор}}^{\text{шл}} + \frac{\Gamma_{\text{ун}}}{100} \cdot \frac{G_{\text{ун}}}{B} \cdot Q_{\text{гор}}^{\text{ун}}$$

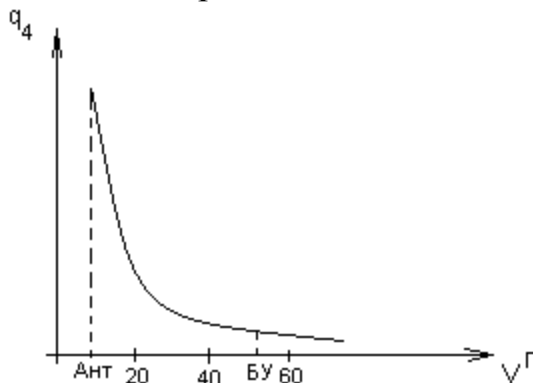
1.  $\Gamma$  – содержание горючих в шлаке и уносе;
2.  $G$  – расход шлака и золовых частиц;
3.  $Q_{\text{гор}}$  – теплота сгорания горючих в шлаке и уносе.

С учетом золового баланса получаем

$$1 = a_{\text{ун}} + a_{\text{шл}} \Rightarrow Q_4 = Q_4^{\text{шл}} + Q_4^{\text{ун}} = \frac{\Gamma_{\text{шл}}}{100 - \Gamma_{\text{шл}}} \cdot \frac{A^p}{100} \cdot Q_{\text{гор}}^{\text{шл}} + \frac{\Gamma_{\text{ун}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \cdot \frac{A^p}{100} \cdot Q_{\text{гор}}^{\text{ун}}$$

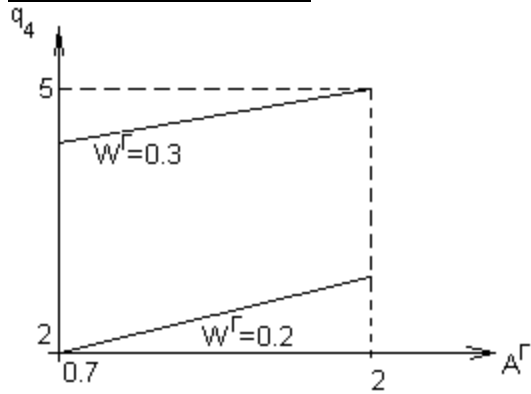
#### Факторы, влияющие на $q_4$ :

марка топлива



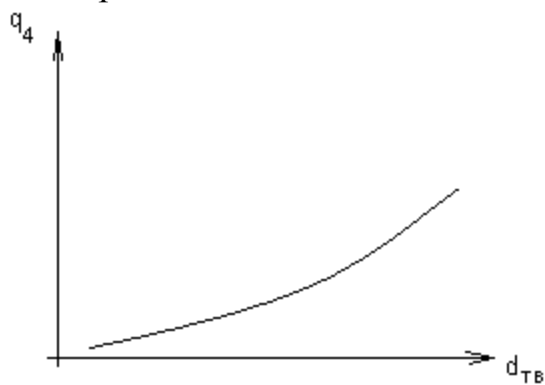
С ростом  $V^{\Gamma}$  снижается время воспламенения и растет пористость топлива, а следовательно снижается  $q_4$ .

### 1. Зольность топлива



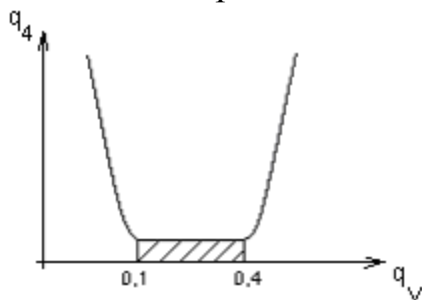
С ростом ухудшается доступ  $O_2$  к горючим и повышается  $q_4$ .

### 2. Размер частицы

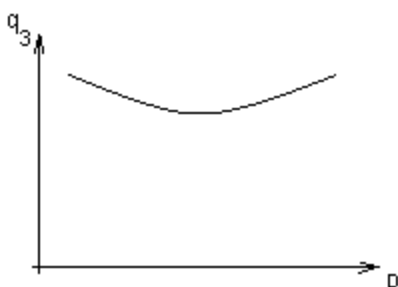


С ростом  $d$  растет толщина золы оболочки, а, значит снижается доступ кислорода, следовательно, растет  $q_4$ .

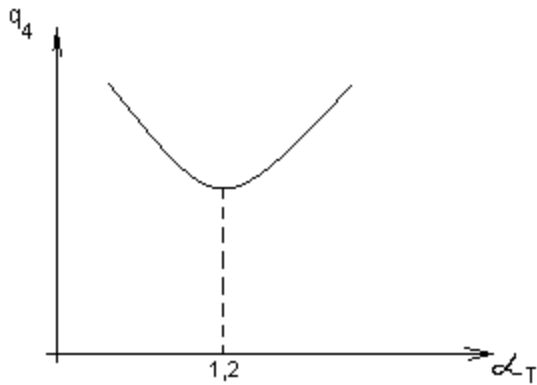
### 3. Тепловое напряжение топки



### 4. Паропроизводительность котла



## 5. Коэффициент избытка воздуха



Если  $\alpha_T < 1,2$ , то  $q_4$  растет из-за нехватки окислителя, а если  $\alpha_T > 1,2$ , то  $q_4$  растет из-за увеличения скорости газов и снижения времени пребывания.

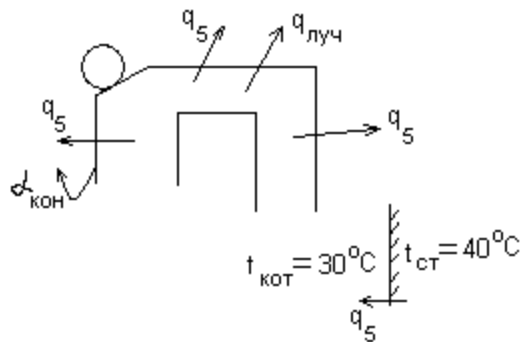
### 2.11 Потери теплоты от наружного охлаждения

Наружная поверхность топки и газоходов, опускные и пароотводящие трубы экранов, коллекторы экранов, пароперегревателей и водяных экономайзеров, барабан, трубопроводы, воздухопроводы и газопроводы при работе котла всегда имеют температуру, более высокую, чем температура окружающего воздуха. За счет конвекции и частично излучения происходит отдача теплоты этими поверхностями в окружающую среду.

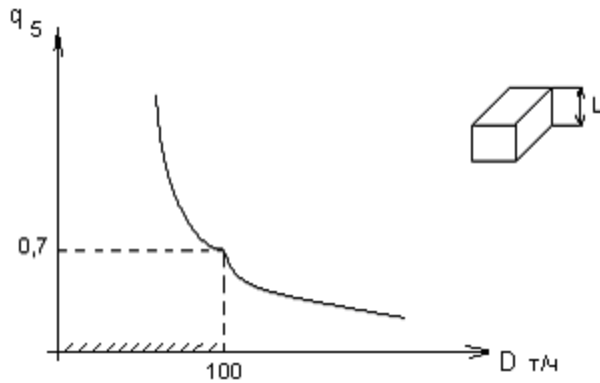
В общем виде потеря теплоты от наружного охлаждения котлоагрегата записывается:

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_p} \cdot 100, \%$$

$$Q_5 = \frac{\sum H_{ст}}{B} \cdot [\alpha_{кон} \cdot (\bar{t} - t_{хв}) + q_{луч}]; q_T = [\alpha_{кон} \cdot (\bar{t} - t_{хв}) + q_{луч}] = 200 \div 300, \frac{Вт}{м^2}$$



С увеличением  $D$ ,  $q_5$  снижается



$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_p^p} = \frac{\sum H_{ст} \cdot q_T}{B \cdot Q_p^p} \sim \frac{1}{L}$$

При переменных нагрузках:

$$\frac{q_5}{q_5^{ном}} \cong \frac{D_{ном}}{D}$$

## 2.12 Потери с физическим теплом шлака $Q_6$

Потери теплоты при работе котла имеют также место и за счет удаления из топки шлака, температура которого бывает достаточно высокой.

В пылеугольных топках с твердым шлакоудалением температура шлака составляет  $600 - 700^\circ\text{C}$ . В случае жидкого шлакоудаления температура вытекающего шлака в среднем составляет  $t_{шл} = 1400 - 1600^\circ\text{C}$ .

При расчетах температура золы (шлака) принимается равной: при твердом шлакоудалении –  $600^\circ\text{C}$ , при жидком шлакоудалении равной температуре начала нормального жидкого шлакоудаления  $t_{нж}$  по таблицам для каждого топлива, при отсутствии данных – температуре жидкоплавкого состояния золы  $t_c$ , увеличенной на  $100^\circ\text{C}$ .

Относительное значение потери с физической теплотой шлака определяется как

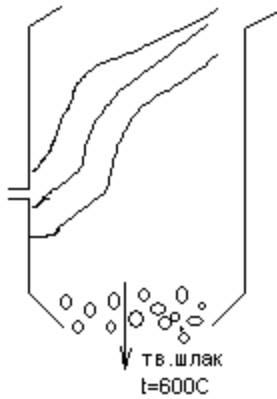
$$q_6 = \frac{Q_6}{Q_p^p} = f(a_{шл}, t_{шл}, A^p).$$

Потеря с физической теплотой шлака вводится в расчет для всех твердых топлив при камерном сжигании с жидким шлакоудалением. При камерном сжигании с твердым шлакоудалением  $q_6$  может не учитываться при  $A^r \leq \frac{q_1^r}{400}$ .

При организации твердого шлакоудаления доля  $a_{шл} = 0,05 \div 0,1$ , а для жидкого шлакоудаления доля шлакоудаления возрастает до  $a_{шл} = 0,15 \div 0,3$  в однокамерных топках и достигает  $0,5 - 0,7$  в топках с циклонными предтопками.

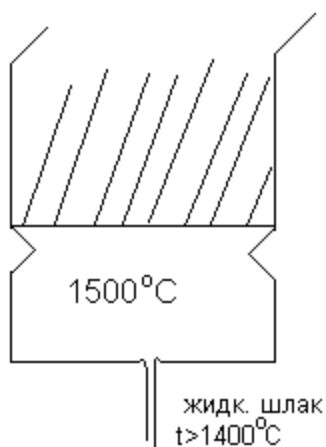
Виды топок.

## 1. С твердым шлакоудалением



$$q_6 = \frac{Q_6}{Q_p}; Q_6 = a_{\text{шл}} \cdot \frac{A^p}{100} \cdot ct_{\text{шл}}, \text{ при } a_{\text{шл}} \approx 0,05 \text{ } q_6 \approx 0$$

## 2. С жидким шлакоудалением



$$Q_6 = a_{\text{шл}} \cdot \frac{A^p}{100} \cdot ct_{\text{шл}} + q_{\text{шл}}^{\text{плавл}}$$

$$q_{\text{шл}}^{\text{плавл}} = 240-280, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$t_{\text{шл}} = 600-1500^\circ\text{C}$$

$$\text{При } a_{\text{шл}} = 0,15 \text{ } q_6 = 1\%.$$

### 2.13 Скорость химических реакций при горении топлива

Химической кинетикой называется учение о скорости протекания химических реакций и о зависимости этой скорости от различных факторов (природы и концентрации реагирующих веществ, температуры, давления, влияния катализаторов и др.).

Под скоростью химической реакции понимается скорость изменения концентрации реагирующих веществ.

Пусть имеется реакция



Пусть в начальный момент времени  $\tau_0$  концентрация исходного продукта А составляла  $C_0$ , а в момент времени  $\tau_1$  стала равной  $C_1$ . Тогда за время  $\tau_1 - \tau_0$  концентрация вещества А изменилась на величину  $-(C_0 - C_1)$ . Отношение



$$\frac{-(C_o - C_1)}{\tau_1 - \tau_o} = \bar{W}$$

представляет собой среднюю скорость реакции. Если отнести изменение концентрации вещества к бесконечно малому промежутку времени, то получим значение истинной скорости реакции

$$W = \pm \frac{dc}{d\tau}$$

Таким образом, истинная скорость химической реакции есть первая производная концентрации по времени. Знак производной может быть положительным и отрицательным в зависимости от того, возрастает или убывает концентрация рассматриваемого реагирующего вещества.

Скоростью гомогенной реакции называется количество вещества, реагирующего в единице объема за единицу времени, т.е. изменение концентрации одного из компонентов реагирующих веществ за единицу времени.

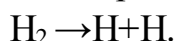
Под скоростью гомогенной реакции подразумевается количество вещества, реагирующего на единице поверхности за единицу времени.

В связи с тем, что компоненты химической реакции связаны между собой определенными стехиометрическими уравнениями, нет необходимости изучать изменение концентрации всех реагентов, достаточно изучить скорость изменения концентрации одного из реагентов.

Реакции в зависимости от числа молекул, вступающих в реакцию, подразделяются на:

- *мономолекулярные реакции*, в которых реагирует один ряд молекул, давая при этом одну или несколько новых молекул.

Примером мономолекулярной реакции могут служить реакции разложения, например, разложение водорода при его нагревании:



Для этой реакции достаточно, чтобы молекулы только одного рода пришли в реакционноспособное состояние (в данном случае молекулы водорода).

- *бимолекулярные реакции*, в которых взаимно реагируют две однородные или различные молекулы, давая при этом одну или несколько новых молекул.

Примером бимолекулярной реакции может служить, например, гомогенная реакция образования молекулярного водорода из атомарного

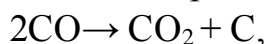


- *тримолекулярные реакции* и т.д. Тримолекулярные реакции могут происходить при столкновении соответствующего числа реагирующих молекул, они протекают через последовательные простые реакции и называются сложными.

Экспериментально найдено, что скорость многих реакций может быть представлена в виде

$$W = \pm \frac{dc}{d\tau} = k C_A^\alpha C_B^\beta$$

Сумма показателей степеней ( $\alpha + \beta$ ) называется порядком реакции. В большинстве случаев, а в реакциях горения – как правило, порядок реакции, найденный опытным путем, ниже, чем следует из стехиометрического уравнения. Примером реакции первого порядка может служить реакция разложения окиси углерода в присутствии железного катализатора:

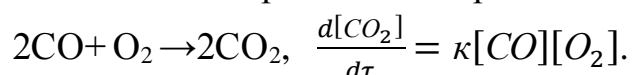


так как скорость этой реакции описывается уравнением

$$W = \frac{d[\text{CO}]}{d\tau} = \kappa P_{\text{CO}},$$

где сумма показателей степеней концентраций равна единице.

Примером реакции второго порядка может служить реакция горения CO при концентрациях кислорода менее 6%. Уравнение скорости этой реакции



## 2.14 Закон Аррениуса

Для нахождения зависимости скорости химической реакции от температуры достаточно определить температурную зависимость константы скорости реакции  $K$ .

Зависимость константы скорости реакции  $K$  от температуры предложена Аррениусом. Он на основании опытных данных нашел, что для константы скорости реакций справедливо следующее уравнение:

$$\frac{d \ln \kappa}{dT} = \frac{E}{RT^2},$$

откуда  $\ln \kappa = \text{const} - \frac{E}{RT^2}$

Обозначим значение константы скорости химической реакции при  $T = \infty$  через  $\kappa_0$ , тогда из последнего уравнения получим

$$\ln \kappa = \ln \kappa_0 - \frac{E}{RT}, \quad \text{откуда} \quad \kappa = \kappa_0 e^{-\frac{E}{RT}}$$

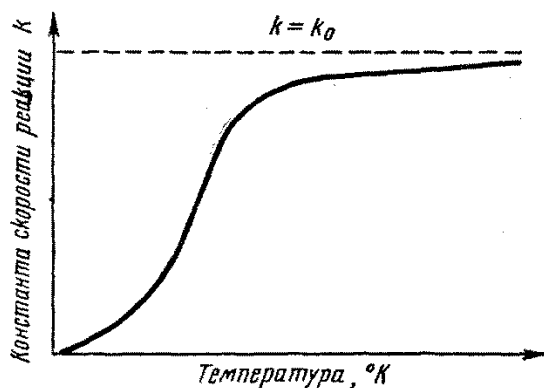
где  $\kappa_0$  – предэкспоненциальный множитель;

$R$  – универсальная газовая постоянная,  $R = 8,314$  кДж/моль.К;

$E$  – энергия активации, кДж/моль;

$T$  – абсолютная температура, К.

Уравнение, связующее константу скорости реакции с температурой, носит название закона Аррениуса. Графическое изображение уравнения закона Аррениуса приведено на рисунке.

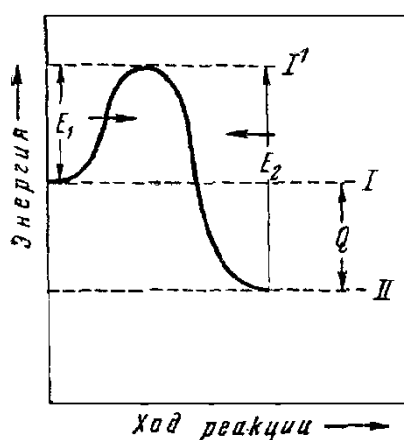


## Зависимость константы скорости реакции от температуры

Резкое возрастание константы скорости реакции при увеличении температуры наблюдается примерно до 10000 К, затем рост константы скорости реакции замедляется и последняя асимптотически приближается к прямой  $k=k_0$ .

Физический смысл энергии активизации заключается в следующем. При теоретическом обосновании своего закона Аррениус исходил из предположения, что не все столкновения между молекулами приводят к их химическому взаимодействию.

Реакция начинается лишь при столкновении молекул, обладающих избытком энергии под критическим уровнем ее. Эти молекулы называются активными. Активные молекулы образуются эндотермически из нормальных молекул. Процесс, при котором изменяется энергия молекул без химического превращения, называется активацией, а теплота, поглощаемая при образовании активных молекул, называется теплотой активации. Изложенные представления поясняет следующий рисунок.



Энергия активации прямой и обратной реакции:

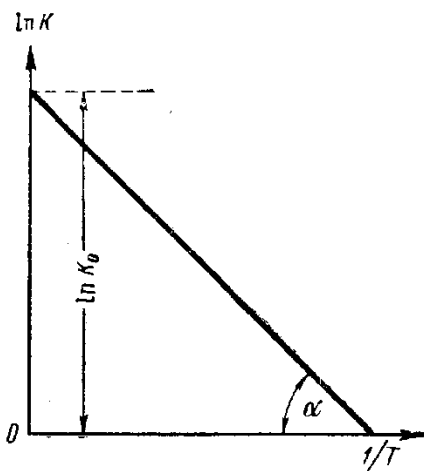
→прямая реакция; ←обратная реакция

Допустим, что исходные продукты реакции обладают общей энергией, соответствующей энергетическому уровню в точке I, поглощая определенное количество энергии, равное энергии активации E, переходят в активное состояние I', в котором они могут реагировать, образуя продукты реакции с выделением энергии E<sub>2</sub>. В большинстве случаев теплота, выделяемая на участке I',II больше, чем поглощаемая на участке I,I', и разность соответствует положительному тепловому эффекту  $Q=E_2-E_1$ .

Если же  $E_2 < E_1$ , то реакция является эндотермической.

Энергия активизации представляет собой главный фактор, определяющий скорость реакции. Чем меньше энергия активации, тем быстрее протекает реакция.

Закону Аррениуса подчиняется подавляющее число реакций, в том числе и сложные реакции. Признаком подчинения температурной зависимости константы скорости реакции закону Аррениуса является линейный характер зависимости



$\ln k = f\left(\frac{1}{T}\right)$ , в соответствии с законом  $\ln k = \ln k_0 - \frac{E}{R} \frac{1}{T}$ , т.е. в системе координат  $\ln k$  и  $\frac{1}{T}$  закон Аррениуса является уравнением прямой. Угол наклона этой прямой определяется коэффициентом  $\frac{E}{R}$ , т.е. величиной энергии активации. Чем выше значение энергии активации, тем больше угол наклона. Очевидно, что скорость химической реакции сильнее изменяется с температурой в тех реакциях, у которых энергия активации выше.

Изображение экспериментальных данных по кинетике химических реакций в системе координат  $\ln k$  и  $\frac{1}{T}$  позволяет вычислить энергию активации  $\operatorname{tg} \alpha = \frac{E}{R}$ , откуда  $E = 8,314 \operatorname{tg} \alpha$ , кДж/моль.

Значение  $k_0$  на графике определяется величиной отрезка, отсекаемого прямой на оси ординат. По физическому смыслу величина  $k_0$  характеризует максимальное значение константы скорости реакции, которое соответствует температуре  $T = \infty$ . При этой температуре все молекулы становятся активными и скорость реакции приобретает максимальное значение. С точки зрения кинетической теории газов величина  $k_0$  характеризует также полное число соударений. Величина  $k_0$  зависит от природы реагирующих веществ.

## 2.15 Цепные реакции

Экспериментально установлено, что во многих случаях реакции протекают не непосредственно между молекулами исходных веществ. Реакции имеют промежуточные стадии, в которых образуются промежуточные активные продукты. Промежуточные активные продукты вступают в реакцию с исходными веществами, образуя конечный продукт.

Параллельно с конечными продуктами образуются вновь активные продукты, обеспечивающие дальнейшее протекание реакции. Большой частью промежуточными активными продуктами являются свободные радикалы или атомы. Такие реакции называются цепными реакциями.

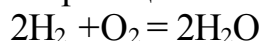
Свободные атомы и радикалы в реагирующей системе могут возникать вследствие термической диссоциации отдельных молекул, обладающих повышенной энергией, а также при ударе молекул о стенку сосуда.

Процесс образования активных центров носит название зарождения цепей. Возникшие активные центры взаимодействуют с исходными веществами, а кроме того расходуются и на побочные взаимодействия. Гибель активных центров возможна при их столкновении со стенкой сосуда, с газовыми молекулами инертного вещества, при столкновении друг с другом и т.д. Процесс гибели активных центров называют процессом обрыва цепей.

Существуют цепные реакции, у которых один активный центр, реагируя с исходными веществами, образует конечные продукты и один новый активный центр. Подобные реакции называются цепными реакциями с неразветвленными цепями. В области горения такие реакции практически не встречаются.

Другим типом цепных реакций являются такие, у которых один активный центр, вступая в реакцию, может вызвать образование двух или более новых активных центров. Подобные реакции называются цепными реакциями с разветвляющимися цепями.

Примером такой реакции является реакция горения водорода



## 2.16 Кинетическая и диффузионная области горения

Общее время горения равно:  $\tau_r = \tau_x + \tau_d$ ,

где  $\tau_x$  – время протекания химической реакции;

$\tau_d$  – время подвода окислителя (время диффузии).

Если  $\tau_x \gg \tau_d$ , то  $\tau_r \approx \tau_x$ . Это кинетическая область горения. Пример. Горение заранее подготовленной горючей смеси.

Если  $\tau_r \gg \tau_x$ , то  $\tau_r \approx \tau_d$ . Это диффузионная область горения.

Пример. Процесс горения газообразного топлива, вводимого в камеру горения без предварительного смешения с окислителем.

Если  $\tau_x \approx \tau_d$ , то  $\tau_r = \tau_x + \tau_d$ . Это промежуточная область горения.

Кинетическая и диффузионная области – это предельные области реагирования. Между кинетической и диффузионной областями находится промежуточная область реагирования. В этой области реагирования скорости химической и физической стадии соизмеримы и обе эти стадии в той или иной степени определяют скорость суммарного процесса. Подавляющее большинство технических топочных процессов протекает в промежуточной области.

На рисунке показан переход процесса из кинетической в диффузионную область. Отклонение скорости процесса реагирования от кинетической кривой 1 наступает тем раньше и на более низком уровне скоростей, чем ниже значение коэффициента массообмена, т.е. чем хуже организован процесс диффузии. Схематически промежуточная область реагирования обозначена на рисунке кривыми 4.

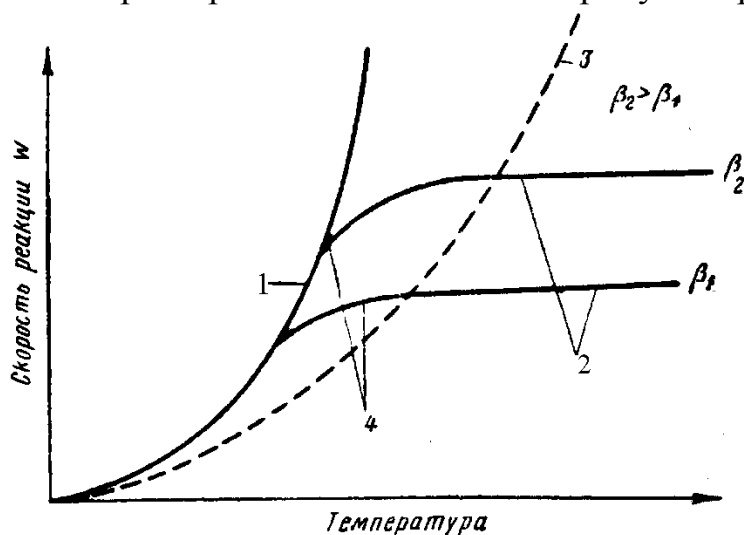


Рисунок – Переход процесса из кинетической в диффузионную область:

1 – кинетическая область; 2 – диффузионная область; 3 – граница между диффузионной и промежуточными областями; 4 – промежуточная область.

Увеличение интенсивности процесса горения может быть достигнуто уменьшением размер частицы твердого топлива. Увеличение скорости газа в слое дает почти пропорциональное увеличение коэффициента массообмена, что является мощным средством повышения интенсивности процесса горения твердых топлив.

Интенсификация процессов горения в условиях диффузионной области, помимо повышения концентрации реагирующих веществ, возможна путем увеличения линейной скорости газов и уменьшения размеров частиц твердого топлива.

Мощным средством повышения интенсивности процессов, протекающих в кинетической области, является повышение температуры, ибо она вызывает рост константы скорости химической реакции по закону Аррениуса.

В промежуточной области реагирования на скорость суммарного процесса оказывают влияние все факторы, присущие как диффузионной, так и кинетической областям.

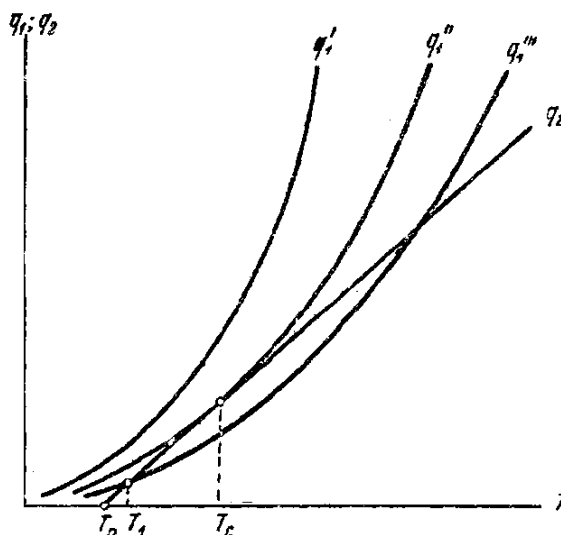
## 2.17 Процессы воспламенения и распространения пламени

Процесс воспламенения топлива предшествует стадии собственно горения. В этот период топливо подвергается медленному окислению, сопровождающемуся выделением теплоты. Вследствие повышения температуры реакция ускоряется и при известных условиях происходит воспламенение топлива, характеризующееся появлением пламени или свечения у тех топлив, которые горят без пламени.

В результате воспламенения реакция внезапно (скачком) переходит в стадию собственно горения. Воспламенение можно осуществить двумя способами.

Первый способ заключается в том, что весь объем горючей массы целиком нагревается до такой температуры, при которой она без внешнего воздействия воспламеняется одновременно во всем объеме. Такой способ воспламенения называется самовоспламенением.

Второй способ заключается в том, что холодная смесь воспламеняется лишь в одной точке каким-либо высокотемпературным источником (накаленным телом, электрической искрой и т.д.), при этом воспламенение самопроизвольно распространяется по всему объему. Такой способ называется вынужденным воспламенением или зажиганием.



## Рисунок – графическое представление процесса самовоспламенения

Система кривых  $q_1$  соответствует различным скоростям химических реакций в зависимости от различных начальных парциальных давлений реагирующего газа.

При протекании реакции по кривой  $q_1''$  самовоспламенения не произойдет. Вначале вследствие превышения тепловыделения над теплоотводом, смесь, начиная от температуры  $T_0$  будет разогреваться до температуры  $T_2$ , после чего наступит устойчивое тепловое равновесие. При этом скорость реакции, достигнув некоторого значения, начнет непрерывно падать в связи с уменьшением в системе концентраций реагирующих веществ. Рассматриваемый случай соответствует процессу медленного окисления.

Если реакция протекает по кривой  $q_1$ , то тепловыделение всегда превышает теплоотвод. В этом случае смесь с самого начала будет непрерывно саморазогреваться, скорость реакции быстро примет высокие значения и, в результате, в системе произойдет самовоспламенение или тепловой взрыв. Условием перехода реагирующей системы к самовоспламенению является условие касания кривой тепловыделения и теплоотвода, при котором равны тепловыделение и теплоотвод и их первые производные по температуре

$$q_1 = q_2, \quad \frac{dq_1}{dT} = \frac{dq_2}{dT}.$$

Температура стационарного разогрева реагирующей системы  $T$ , выше которой система способна к самоускорению реакции, называется температурой самовоспламенения.

### 2.18 Концентрационные границы зажигания

Не всякая смесь способна воспламениться и давать взрыв. Существуют предельно бедные (с избытком окислителя) и предельно богатые (с избытком горючего) смеси, которые ограничивают область смесей, способных воспламениться. Например, при атмосферном давлении смесь окиси углерода с воздухом способна воспламениться и гореть, если концентрация ее не ниже 12,5% и не выше 74,2%.

Смеси, содержащие окись углерода менее 12,5% и более 74,2%, не могут воспламениться.

Предельные концентрации горючего (газа или пара), ограничивающие область, где возможно зажигание смесей, носят название концентрационных границ зажигания.

Концентрация горючего, выше которой смесь способна к воспламенению, а ниже которой воспламенение невозможно, называется нижней концентрационной границей зажигания (12,5%), а та концентрация горючего, выше которой смесь не воспламеняется, а ниже которой воспламеняется, называется верхней концентрационной границей зажигания (74,2%).

Наличие концентрационных границ зажигания не означает, что смеси, лежащие вне этих границ, невозможно сжечь. Эти смеси не способны к распространению пламени и не дают взрыва. Однако в пламени, при смешении с раскаленными

продуктами горения, при соприкосновении с раскаленными стенками горючая смесь может сгореть полностью.

На концентрационные границы зажигания горючих смесей оказывают влияние ряд факторов: начальное давление и температура горючей смеси, мощность источника зажигания, наличие инертных и активных примесей и т.д.

Влияние давления на границы зажигания наблюдается при пониженных давлениях. С понижением давления происходит сужение границ зажигания и при некотором минимальном давлении зажигание становится вообще невозможным. Повышение начальной температуры смеси вызывает расширение концентрационных границ зажигания. Границы зажигания горючих смесей сложного состава с достаточной степенью точности можно вычислить по правилу Ле-Шателье

$$\frac{100}{L} = \frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \frac{n_3}{N_3} + \dots,$$

где  $n_1, n_2, n_3$  – содержание отдельных горючих компонентов в горючей массе сложного газа в %;

$N_1, N_2, N_3$  - граница зажигания отдельных горючих компонентов (нижняя или верхняя) в %;

$L$  - граница зажигания горючей массы сложного газа (нижняя или верхняя) в %.

Если горючий газ содержит балласт ( $\text{CO}_2, \text{N}_2$ ), то применяется формула

$$L^p = L^{\Gamma} \frac{\left(1 + \frac{B}{100 - B}\right) 100}{100 + L^{\Gamma} \frac{B}{100 - B}},$$

где  $B = \text{CO}_2 + \text{N}_2$  – содержание балласта в горючем газе, %;

$L^p$  – граница зажигания, рассчитанная для горючей массы газа.

## 2.19 Скорость распространения пламени.

Скорость распространения пламени при горении твердых, жидких и газообразных веществ представляет практический интерес в плане предупреждения пожаров и взрывов. Рассмотрим скорость распространения пламени в смесях горючих газов и паров с воздухом. Зная эту скорость, можно определить безопасные скорости газовоздушного потока в трубопроводе, шахте, вентиляционной установке и других взрывоопасных системах.

Скорость распространения пламени – расстояние, пройденное фронтом пламени в единицу времени по горючей газопаровоздушной смеси в данном направлении.

В состав показателей пожаровзрывоопасности веществ и материалов применительно к горючим газам и жидкостям входит так называемая нормальная скорость распространения пламени – скорость перемещения фронта пламени относительно несгоревшего газа (паров, их смеси) в направлении, перпендикулярном к его поверхности.

На скорость распространения пламени влияет теплоемкость инертного газа. Чем больше теплоемкость инертного газа, тем больше он снижает температуру горения и тем сильнее уменьшает скорость распространения пламени.



Так, если смесь метана с воздухом разбавить углекислым газом, то скорость распространения пламени может уменьшиться в 2÷3 раза.

## 2.20 Определение нормальной скорости распространения пламени.

При поджигании горючей смеси в какой-либо точке возникает пламя, которое с определенной скоростью распространяется по всему объему смеси. Как показывает опыт, процесс горения происходит в очень тонком слое, который отделяет продукты горения от горючей смеси. Слой, в котором протекают химические реакции с выделением теплоты и света, называется фронтом пламени.

Зона подготовки свежей смеси к воспламенению прилегает непосредственно к фронту пламени и тоже очень тонкая. В этом случае более правильно понимать под скоростью реакции количество вещества, прореагировавшее в 1 с на единице поверхности фронта пламени  $U_m$ , г/см<sup>2</sup> с. Эту скорость называют массовой скоростью горения.

Скорость горения можно характеризовать также так называемой нормальной скоростью распространения пламени  $U_n$ , см/с, которая представляет собой линейную скорость перемещения элемента фронта пламени в направлении нормали к этому элементу. Нормальная скорость распространения пламени для различных горючих смесей сравнительно невелика и не превышает нескольких метров в секунду.

Значение  $U_n$  может меняться в широких пределах - от нескольких см/сек до десятков м/сек в зависимости от состава горючей смеси. Для практических расчетов (например, горелок и котлов) используют массовую скорость горения – количество горючего, сгорающего на единице поверхности фронта в единицу времени:  $U_m =$

$$U_n \cdot \rho_0 \cdot c_0, \text{ (г/м}^2\cdot\text{с)},$$

где  $\rho_0$  - плотность исходной смеси,

$c_0$  – относительное содержание горючего в смеси.

Массовая скорость горения и нормальная скорость распространения пламени связаны между собой соотношением

$$U_m = \rho_{см} U_n,$$

где  $\rho_{см}$  - плотность смеси.

Процесс распространения пламени всегда сопровождается движением газа. Движение газа приводит к искривлению фронта пламени и увеличению его поверхности.

Существует несколько экспериментальных методов определения нормальной скорости распространения пламени. Наиболее простой способ определения  $U_n$  с помощью газовой горелки.

## 2.21 Особенности горения твердого топлива.

Общее время горения твердого топлива:  $\tau_{общ} = \tau_{тепл} + \tau_{гор}$

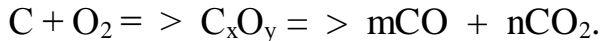
1.  $\tau_{тепл}$  – время тепловой подготовки топлива. Оно включает в себя нагрев, испарение влаги и выход летучих веществ.
2.  $\tau_{гор}$  включает в себя горение летучих веществ и горение коксового остатка.

$$\tau_{гор} = \tau_{гор}^{лет} + \tau_{гор}^{кокс}$$

$$\tau_{гор}^{кокc} \approx 0,8 \cdot \tau_{общ}$$

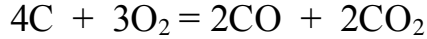
Механизм горения частиц.

Поверхность частицы адсорбирует кислород с образованием комплексов  $C_xO_y$ , которые генерируют CO и  $CO_2$ .



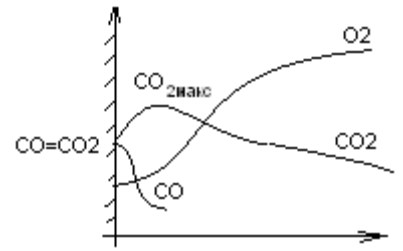
Соотношение CO и  $CO_2$  зависит от температуры.

1. при  $t = 1200^\circ C$

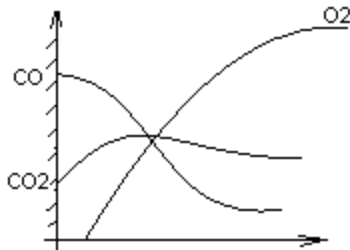


Из области  $CO_{2max}$  часть  $CO_2$  возвращается к частице и раскисляется  $CO_2 + C = 2CO$

При малом расходе CO,  $O_2$  полностью не перехватываясь достигает поверхности частицы.

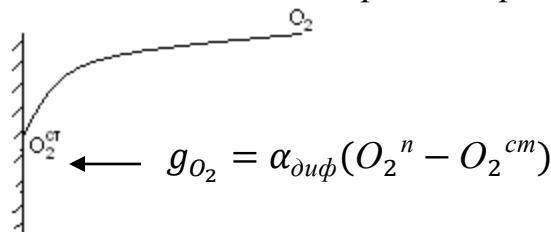


2. при  $t = 1700^\circ C$   $3C + 2O_2 = 2CO + CO_2$



При высоком расходе CO,  $O_2$  расходуется полностью, не достигая поверхности частицы.

Скорость горения твердого топлива.



$g_{O_2}$  – расход окислителя,

$\alpha_{диф}$  – константа скорости диффузии.

Скорость реакции горения

$$W_r = k_0 \cdot e^{\frac{-E}{RT}} \cdot O_2^{cm}$$

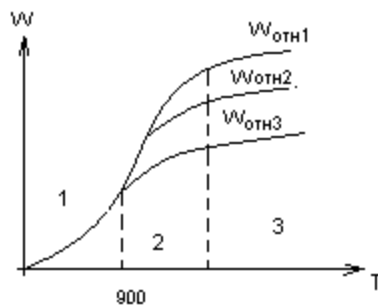
Если решить эти два уравнения относительно  $O_2^{ст}$ , то получаем скорость горения:

$$W_{\Gamma} = \left( \frac{1}{\frac{1}{k} + \frac{1}{\alpha_{\text{диф}}}} \right) \cdot O_2^n = k_{\Gamma} \cdot O_2^n, \quad k_{\Gamma} - \text{константа горения.}$$

1. при низких  $T$  имеет место низкое значение  $k$ , значит  $\frac{1}{k}$  много больше  $\frac{1}{\alpha_{\text{диф}}}$ , поэтому  $W_{\Gamma} \approx k \cdot O_2^n$  и  $W_{\Gamma}$  зависит от  $T$ .
2. при высоких  $T$  имеет место высокое значение  $k$ , а значит  $\frac{1}{\alpha_{\text{диф}}}$  много больше  $\frac{1}{k}$ , поэтому  $W_{\Gamma} \approx \alpha_{\text{диф}} \cdot O_2^n$  и  $W_{\Gamma}$  зависит от скорости подачи окислителя.

$$\alpha_{\text{диф}} \sim \frac{1}{d_{\text{ТВ}}}, \quad \text{где } d_{\text{ТВ}} - \text{размер частицы топлива.}$$

$$W_{\text{отн1}} > W_{\text{отн2}} > W_{\text{отн3}}$$



1. область кинематического горения;
2. промежуточная область.
3. область диффузионного горения;

## 2.22 Пути интенсификации горения твердого топлива

Основные пути интенсификации процесса горения твердого топлива:

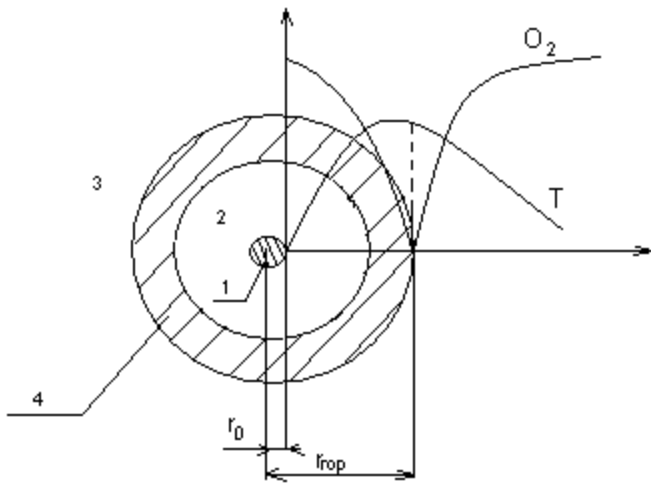
1. Повышение температуры в зоне реагирования.
2. Повышение скорости дутья.
3. Увеличение реакционной поверхности топлива путем его измельчения.
4. Интенсивное перемешивание в корне факела;
5. Эффективная доставка  $O_2$  к горючим в конце факела.
6. Организация процесса горения под высоким давлением.
7. Повышение концентрации реагирующего газа.
8. Организация наиболее интенсивного смесеобразования твердого топлива с реагирующим газом.
9. Применение наиболее рациональных конструкций топочных устройств и передовых методов эксплуатации.

## 2.23 Особенности горения жидкого топлива.

Мазут в факеле сгорает в виде капель при распылении форсунками.

Стадии горения:

1. нагрев до  $t_{\text{кип}}$ ;
2. испарение топлива;
3. образование топливной смеси;
4. ее воспарение и сгорание.



1. капля;
2. зона диффузии паров;
3. зона диффузии кислорода;
4. зона горения;
5.  $r_0$  – начальный радиус капли;
6.  $r_{гор}$  – радиус горения.

$$r_{гор} = (4-10) r_0$$

Время горения капли определяется временем ее испарения.

$$\tau_{гор} = \tau_{исп} \approx \frac{r_0^2}{T_{Г} \cdot O_2^n}$$

1. при снижении  $r_0$ , растет удельная наружная поверхность, а значит, растет теплота сгорания и снижается время испарения;
2. с ростом  $T_{Г}$ , растет  $\Delta T = T_{Г} - T_{исп}$ , а значит, растет теплота сгорания и снижается время испарения;
3. с ростом  $O_2^n$ , растет скорость горения, а значит, снижается время испарения.

За счет высокой теплоты сгорания  $Q_{н}^P$ , мазут горит в диффузионной области.

#### Особенность:

При сжигании мазута имеет место термический крекинг (последовательное отщепление  $H_2$  с образованием частиц сажи).

#### Недостатки сажеобразования:

- неполнота сгорания (0, 1-0, 3%);
- загрязнение окружающей среды;
- загрязнение поверхностей нагрева (снижается коэффициент теплопередачи  $k$ , поэтому снижается  $Q_{отд}$ , а значит растет температура уходящих газов и снижается КПД котла).

Для исключения сажеобразования проводят окислительный крекинг при активном внедрении воздуха в корень факела. При этом кислород, разрывая зону горения, проникает в зону диффузии паров для насыщения углеводородов кислородом.

### **2.24 Пути интенсификации горения жидкого топлива.**

Мероприятия, позволяющие обеспечить рациональное и высокоинтенсивное сжигание жидкого топлива:

1. Тонкий распыл топлива, увеличивающий удельную поверхность его испарения ( $d_k < 500 \mu\text{м}$ ).
2. Быстрое и наиболее тщательное смешение частиц топлива с воздухом, а также интенсивное перемешивание горящего факела путем закручивания и турбулизации потока.
3. Подвод к корню факела всего воздуха, необходимого для горения с разгрузкой зоны воспламенения от вторичного воздуха.

4. Предварительный подогрев мазута и воздуха, способствующий более тонкому распылу и испарению мазута и более быстрому воспламенению.
5. Поддержание в факеле достаточно высоких температур, в конце факела температура должна быть не ниже 1000 – 1050°C для обеспечения достаточно интенсивного завершения процесса горения.
6. Применение различных приемов стабилизации воспламенения (керамический туннель, закручивание потока топливно-воздушной смеси, применение специальных стабилизаторов-козырьков и др.).

При осуществлении указанных мероприятий камеры горения могут эффективно работать с удельным теплонапряжением объема (5,81 – 11,63) МВт/м<sup>3</sup>. Такая высокая интенсивность процесса горения жидкого топлива достигается в циклонных топках.

## **2.25 Классификация топочных устройств по аэродинамическому признаку.**

Аэродинамические основы первичной классификации топочных процессов.

В современной топочной технике практикуются три основных принципа организации поточных установившихся топочных процессов слоевой, вихревой и факельный.

Каждый из них имеет свои особенности, при-вихревой принцип по всем основным характеристикам занимает промежуточное место между двумя другими.

Характер смесеобразовательных процессов целиком определяется аэродинамической структурой потока, в котором организуется горение. Поэтому аэродинамический принцип организации процесса следует положить в основу первичной классификации всех топочных устройств непрерывного действия.

По данному признаку все топочные процессы разделяются а три основных типа: слоевой, факельный и вихревой, схематически.

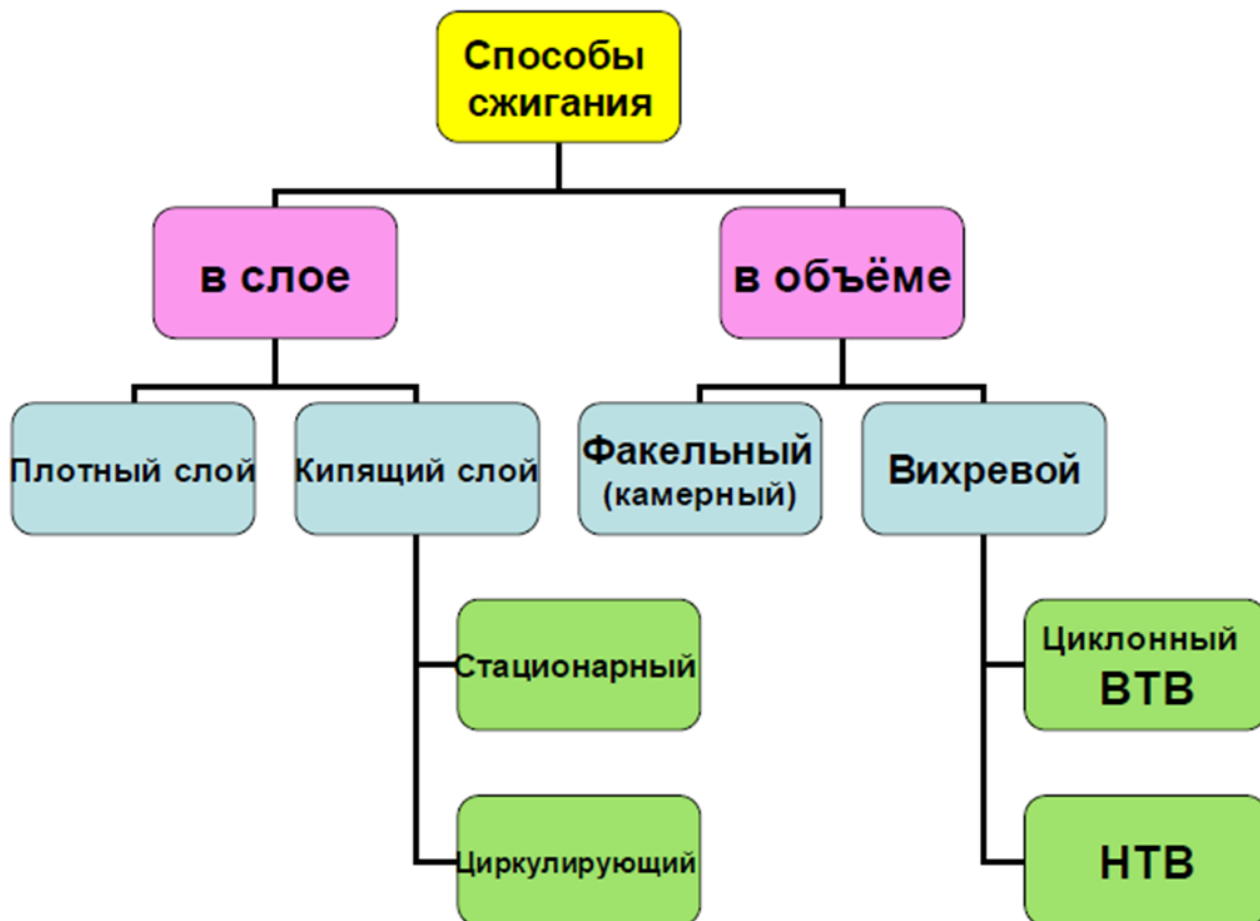
Внутри этих типов содержится достаточное количество разновидностей, которые в свою очередь различаются по ряду аэродинамических признаков.

В основу классификации топочных устройств для сжигания отходов положены признаки аэродинамического характера как наиболее важные, так как ими определяется подвод окислителя к реагирующей поверхности, что в наибольшей мере влияет на удельную теплопроизводительность и экономичность топочного процесса.

В этой связи различают топки слоевые – для сжигания кускового топлива, например неизмельченных твердых бытовых отходов (ТБО), и камерные – для сжигания газообразных и жидких отходов, а также твердых отходов в пылевидном (или мелкодробленом) состоянии.

Комбинированный способ сжигания реализуется в факельно-слоевых топках.

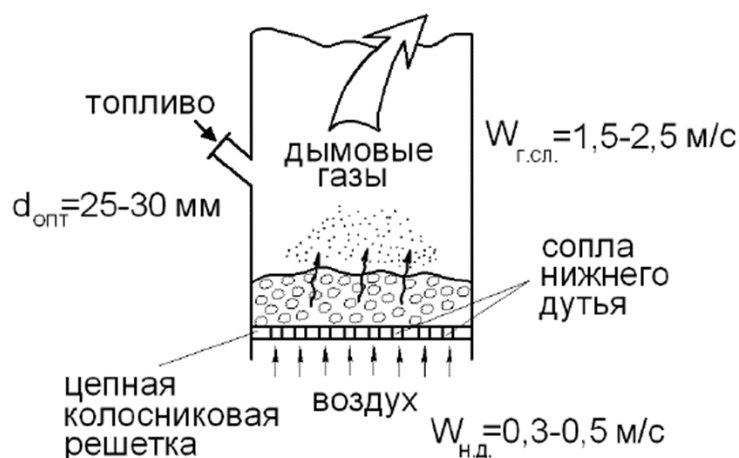
Особое место в этой классификации занимают барботажные и турбобарботажные топки для сжигания жидких отходов. Барботажные устройства иногда по традиции называют горелками.



При сжигании в плотном слое твёрдое топливо, загруженное слоем определённой толщины (высоты) на распределительную колосниковую решётку, поджигается и продувается (как правило, снизу вверх) воздухом. Основное горение происходит в слое, образованном кусками топлива.

Над слоем в объёме 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 газозвдушного потока в слое ограничивается пределом устойчивости его залегания.



**Преимуществами слоевых топок являются:**

- простота эксплуатации;
- отсутствие углеразмалывающих устройств (систем пылеприготовления);
- возможность устойчивой (без погасаний) эксплуатации в широком диапазоне нагрузок.

**К недостаткам слоевого способа сжигания следует отнести:**

- ограниченная производительность;
- повышенные потери тепла с механическим недожогом  $q_4$  и с уходящими газами  $q_2$  (из-за необходимости поддерживать высокий коэффициент избытка воздуха  $\alpha=1,3\div 1,4$  и выше) и, как следствие, низкий КПД;
- возможность сжигать только твёрдое топливо;
- проблематичность (невозможность) сжигания топлива с очень высокой зольностью и влажностью.

В промышленной теплоэнергетике большее распространение получили слоевые топki с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решёткой обратного хода.

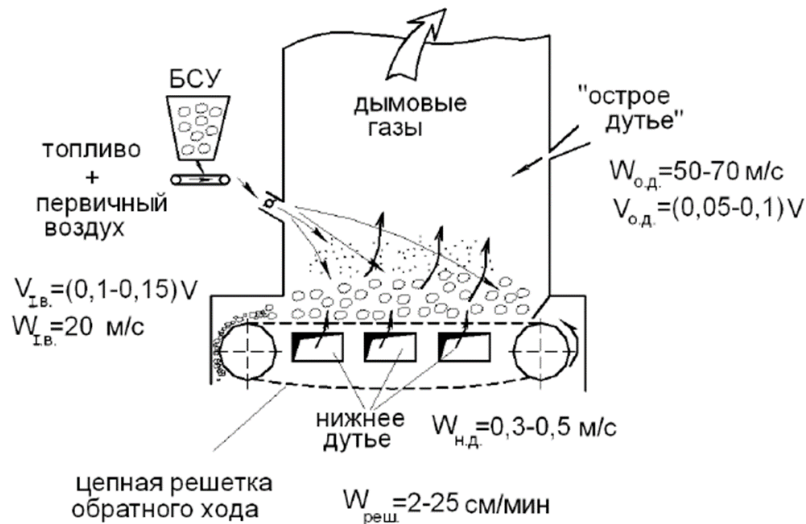


Рисунок - Полумеханическая топка обратного хода

В основу **факельных (камерных) топок** положен принцип, при котором топливо вдувается в топку (камеру сгорания) через горелки вместе с необходимым для горения воздухом.

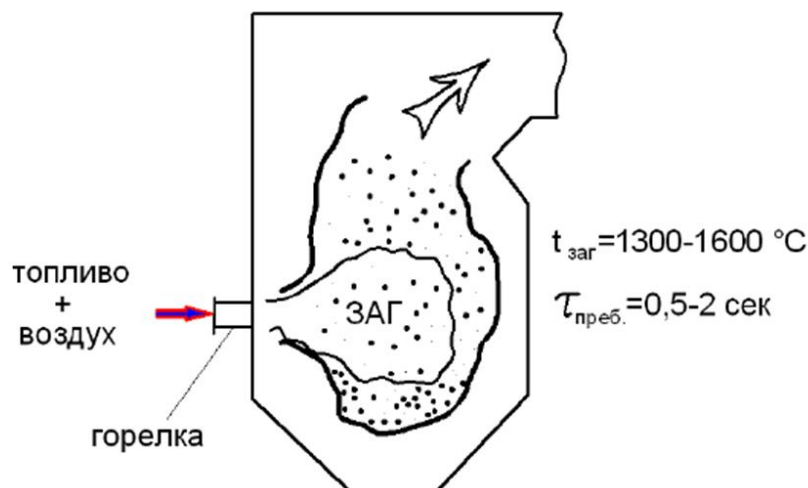


Рисунок - Факельное сжигание топлива

**Преимущества факельного способа сжигания по сравнению со слоевым:**

- камерные топки пригодны для сжигания любого вида топлива, включая отходы углей, образующиеся при их обогащении;
- возможность создания топки практически на любую, сколь угодно большую мощность;
- надёжная эксплуатация при низких коэффициентах избытка воздуха (даже при сжигании угольной пыли  $\alpha = 1,15 \div 1,2$ );
- пониженный механический недожог.

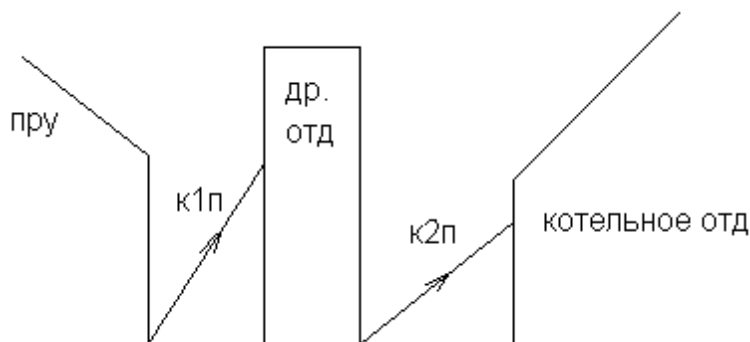
**К недостаткам** следует отнести следующее:

- ограничен нижний предел производительности (при сжигании угольной пыли тепловая мощность не ниже 20 МВт), т.е. невозможно сжигать угольную пыль в маленьких топках, особенно при переменных режимах работы;
- повышенные энергозатраты на собственные нужды в связи с необходимостью предварительной подготовки топлива (системы пылеприготовления – СПП);
- более высокие концентрации токсичных газов (оксидов азота и серы).

**3. Подготовка топлива к сжиганию.**

**3.1 Подготовка твердого топлива к сжиганию. Свойства и характеристики угольной пыли.**

Уголь поступает на станцию в вагонах и подлежит дроблению.

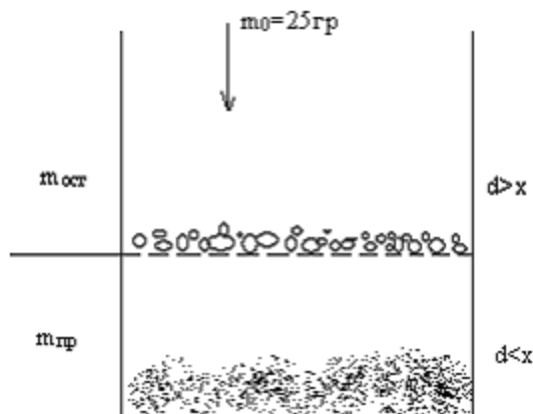




### Характеристики угольной пыли:

1. малая насыпная плотность ( $\rho_{\text{пл}}^{\text{нас}} = 400-500, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ )  
за 3-6 часов пыль слеживается ( $\rho_{\text{пл}} = 900, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ), теряет сыпучесть поэтому стенки бункера делает под углом  $60^\circ$ ;
2. влажность пыли. Влажная пыль – слеживается, сухая – взрывоопасна.  
Поэтому оптимальная влажность для антрацита 1-2%, для каменного угля 5-10%, для бурого угля 10-20%, для торфа 30-35%;
3. полидисперсность (1-1000, мкм). Фракционный состав определяют путем рассева пыли на ситах с ячейками:  
x = 90    200    500    1000 мкм

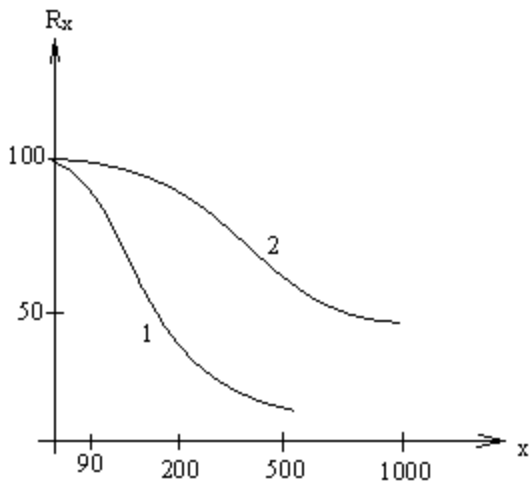
### Механизм рассева



$$m_{\text{ост}} + m_{\text{пр}} = m_0$$

$$\text{Полный остаток пыли на сите } R_x = \frac{m_{\text{ост}}}{m_0} \cdot 100, \%$$

По результатам рассева строится зерновая характеристика

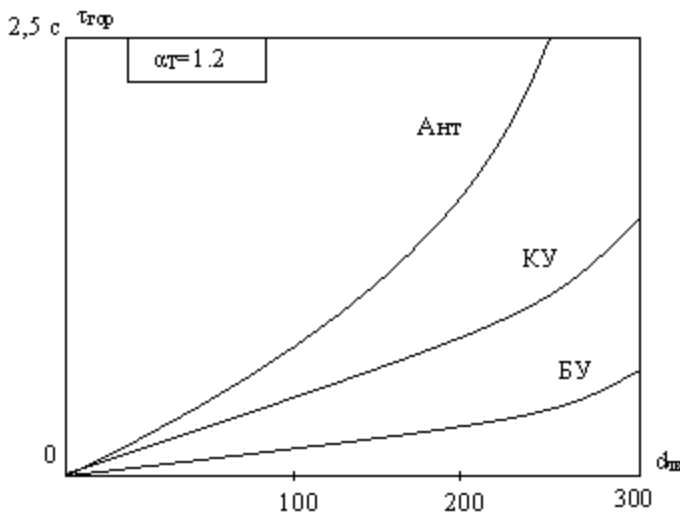


1 – тонкая пыль;

2 – грубая пыль.

$$R_x = 100 \cdot e^{-b \cdot x^n}, \text{ где } b \text{ и } n \text{ константы}$$

Время горения отдельной частицы зависит от ее размера и марки топлива



До поступления топлива в мельницы оно подвергается в тракте топливоподачи предварительному дроблению, так как мельницы любого типа не приспособлены к измельчению крупных кусков топлива. В дробильных установках топливо измельчается до размеров кусков не более 15 мм, а при высокой влажности топлива - не более 25 мм.

При поступлении на электростанции топлива с размерами кусков до 800-1000мм и даже больше, применяют последовательное дробление топлива за 2 раза, т. е. сперва в первой ступени дробилок, доводящих до 200 - 250 мм, а затем в дробилках второй ступени, измельчающих до 15 - 25 мм. Такая схема измельчения называется двухступенчатым дроблением топлива.

При работе на мелком топливе, например на торфе, шламе и отсевах, предусматривается возможность подачи топлива помимо дробилок или дробилки не устанавливаются.

Для дробления топлива в энергетике наибольшее распространение получили валковые и молотковые дробилки. Перед дробилкой всегда должен устанавливаться питатель, дозирующий подачу в нее топлива. В тракте топливоподачи такую роль выполняют ленточные конвейеры. Дробление топлива обычно производится централизованно в специальном помещении, расположенном в тракте топливоподачи.

Для грубого дробления топлива используют дискозубчатые и валковые зубчатые дробилки, а для тонкого дробления – молотковые. Важнейшие показатели работы дробилок – кратность дробления, т.е. отношение размеров кусков топлива на входе в дробилку и выходе из нее, а также удельный расход электроэнергии на дробление.

Дробилка служит для измельчения топлива до определенного фракционного состава, показателем дробления служит кратность дробления, под которой понимается отношение максимальных размеров кусков угля до и после дробления, т.е.

$$e = \frac{l_{до}^{max} \text{ дробл.}}{l_{после}^{max} \text{ дробления}}$$

Кратность дробления зависит от конструкции дробилок.

Для дробления топлива в энергетике наибольшее распространение получили валковые и молотковые дробилки. Валковые дробилки применяют при слоевом

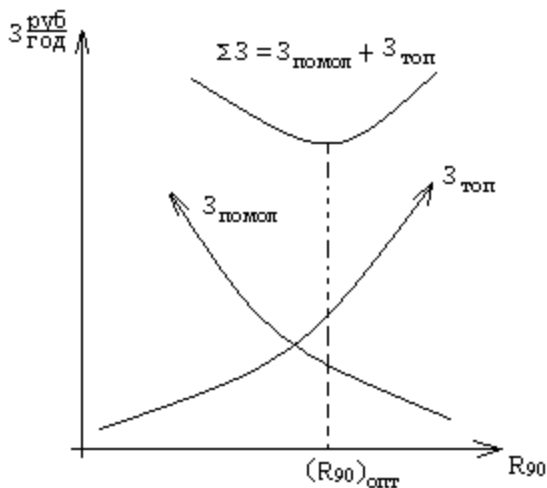
сжигании, так как в этом случае нежелательно иметь большое количество мелочи, получающейся при дроблении топлива в молотковых дробилках.

При пылевидном сжигании валковые, а за последнее время дискозубчатые дробилки высокой производительности используются в основном в схемах двухступенчатого дробления в качестве первой ступени для дробления очень крупных угольных плит. В остальных случаях преимущественное применение находят молотковые дробилки. Мелкое дробление твердого топлива осуществляется в молотковой дробилке, выполняемой, как правило, с одним ротором, который представляет собой вал с насаженными на него дисками.

Уголь, поступающий в дробилку через верхнее отверстие, дробится билами и отбрасывается на отбойную плиту, ударяясь о которую он дополнительно измельчается. Окончательное измельчение угля происходит на решетке, размеры щели которой определяют крупность дробления.

### 3.2 Закономерность размола твердого топлива. Оптимальная тонкость помола.

С ростом диаметра частицы растет масса горючих веществ, а значит, увеличивается время горения. С ростом  $V^r$  уменьшается время воспламенения и снижается время горения.



С ростом размера частицы растет  $R_{90}$  и растет  $q_4$ , а значит, снижается КПД котла, следовательно растет расход топлива, поэтому увеличиваются затраты на топливо. Для снижения размера частицы, необходимо снизить  $R_{90}$ , следовательно увеличатся затраты на помол.

$$R_{90}^{opt} = 4 + 0,8 \cdot V^r, \quad \%$$

Топливо	Ант, Т	КУ	БУ
$R_{90}^{opt}, \%$	7-8	20-35	50-60

Топливо с высоким  $V^r$ , быстро воспламеняется и полностью сгорает, поэтому допускает более грубый помол.

## ***Механическая прочность углей***

Она влияет на:

1. энергозатраты на помол;
2. производительность мельниц;
3. износ мелющих органов.

Коэффициент размолоспособности  $K_{ло} = \frac{\Delta_{\text{Ант}}}{\Delta_{\text{иссл.в-во}}} > 1$ . Для рабочего топлива

вводятся поправки на влажность и дробление  $K_{рм} = K_{ло} \cdot \frac{P_{вл}}{P_{др}}$ . Для каменных углей

$K_{рт} = 1,2-1,8$ , а для бурых углей  $K_{рт} > 2$ . По  $K_{рт}$  проектируют мельницы.

## ***Абразивность твердого топлива***

Абразивность – способность частиц истирать поверхности мелющих органов.

$K_{абр} = \frac{\Delta G_{смз}}{\Delta \mathcal{E}} = 0,3 - 0,8$ ,  $\frac{г}{кВт \cdot ч}$ , где числитель – износ металла (Сталь 3), а знаменатель – энергозатраты. По  $K_{абр}$  судят о продолжительности межремонтной компании.

## ***Взрываемость угольной пыли***

Угольная пыль в смеси с воздухом образует взрывоопасную смесь. Предельное значение  $O_2$  при котором взрыв не происходит.

$O_2^{\text{пред}} = 16 \quad 18 \quad 19, \%$   
торф БУ КУ

Вероятность повышается:

1. с ростом  $V_{г}$ ;
2. при снижении  $W_{пл}$ ;
3. при снижении  $R_{90}$ ;
4. с ростом  $t_{\text{аэрсмеси}}$ .

Поэтому  $t_{\text{аэр}}^{\text{пред}} = 70 \quad 100 \quad 130, \text{ } ^\circ\text{C}$   
БУ КУ Ант

Для защиты пылесистемы от возможного взрыва, они оборудованы взрывными клапанами.

### 3.3 Шаровая барабанная мельница(ШБМ)

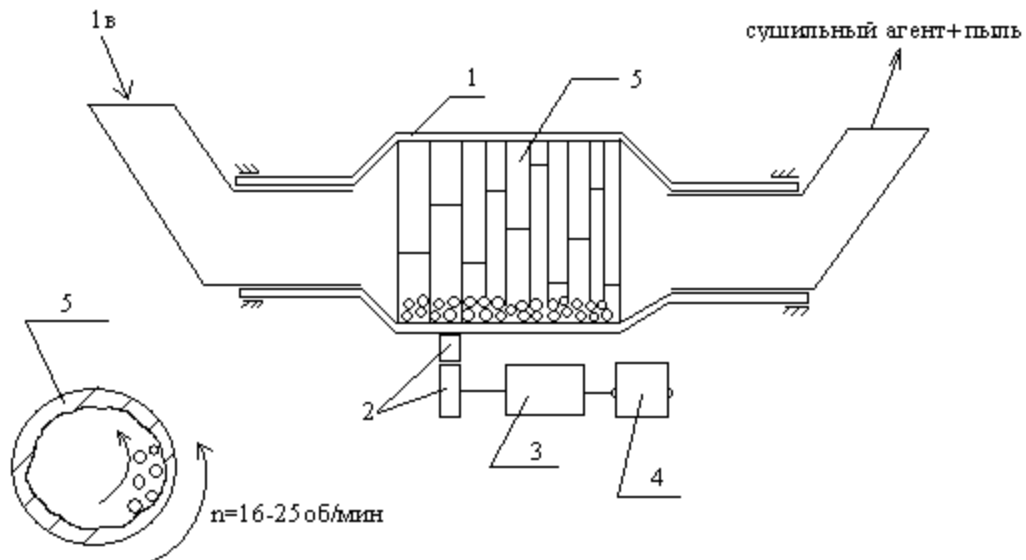
Углеразмольные мельницы.

Тихоходные  
Быстроходные  
(ШБМ)

Среднеходные  
(МШС)

(МВ, ММ)

#### Шаровая барабанная мельница (ШБМ)



- 1 – барабан;
- 2 – шестеренка;
- 3 – редуктор;
- 4 – электродвигатель;
- 5 – броневые плиты.

$$D_{\bar{o}} = 2 \div 4 \text{ м};$$

$$L_{\bar{o}} = 3 \div 8 \text{ м};$$

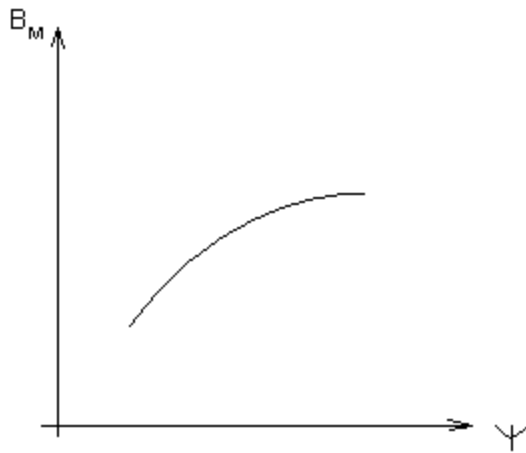
$$d_{ш} = 30 \div 60 \text{ мм};$$

$$t_1 = 380 \div 420^\circ \text{C}.$$

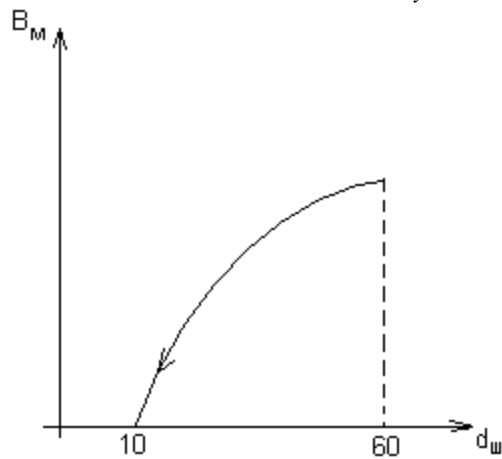
*Факторы, влияющие на размол:*

1. частота вращения барабана. С ростом частоты возрастает производительность мельницы, но при  $n > n_{кр} = \frac{42,3}{\sqrt{D_{\bar{o}}}}$  все шары прижмутся к внутренней поверхности барабана и  $V_M = 0$ , поэтому  $n_{раб} = 0,75 \cdot n_{кр}$ ;
2. доля шаровой загрузки:

$$\Psi = \frac{V_{шар}}{V_{бар}} \cong 0,25$$

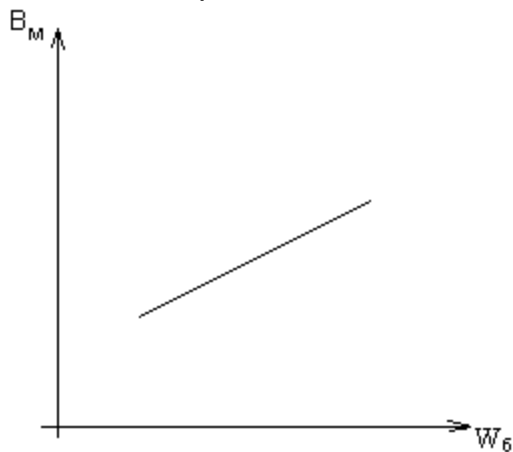


3. диаметр шаров. При уменьшении диаметра шаров, снижается  $B_M$ . Износ шаров составляет  $\approx 150 \div 300 \frac{\text{гр}}{\text{т.угля}}$



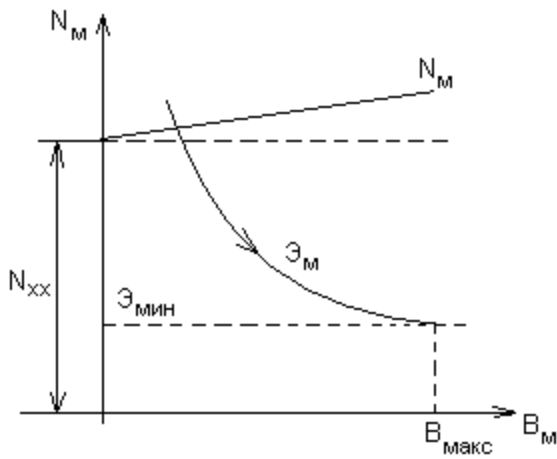
4. скорость вентиляции

$$W_6 = 1 \div 3 \text{ м/с}$$



5. удельные энергозатраты на помол

$$\mathcal{E}_M = \frac{N_M}{B_M}; N_M = N_{xx} + b \cdot B_M, \text{ кВт}$$



Достоинства:

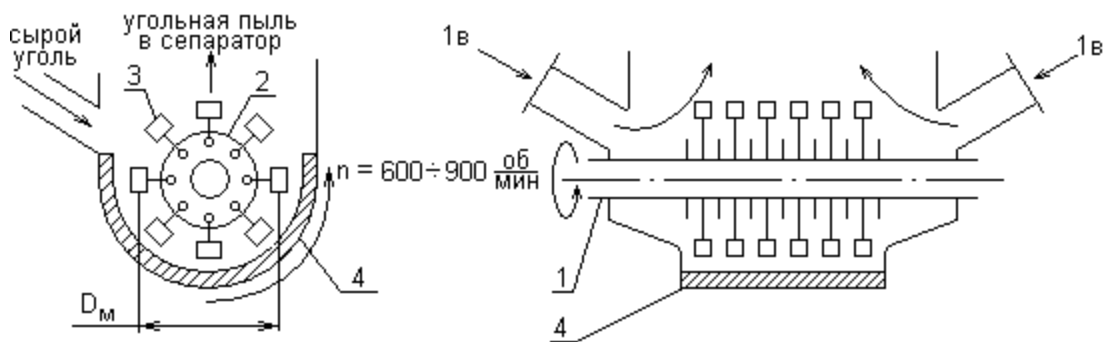
- пыль тонкого помола.

Недостатки:

- громоздкость;
- грохот;
- высокие энергозатраты  $\mathcal{E}_M = 30 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}}$

Применяют при размоле антрацита и углей класса Т.

### 3.4 Молотковые мельницы (ММ).



Позиции:

1 – вал.

2 – диски.

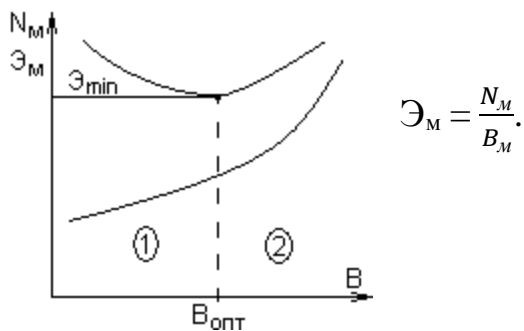
3 – молотки.

4 – броневые плиты.

1в – первичный воздух ( $t = 380 \div 420^\circ\text{C}$ ).

$\delta_{пл} \approx 30 \text{ мм}$ . Производительность мельницы  $B_M \sim (n \cdot D_M)^3$ .

Определение  $B_{опт.м.}$ :



#### Достоинства:

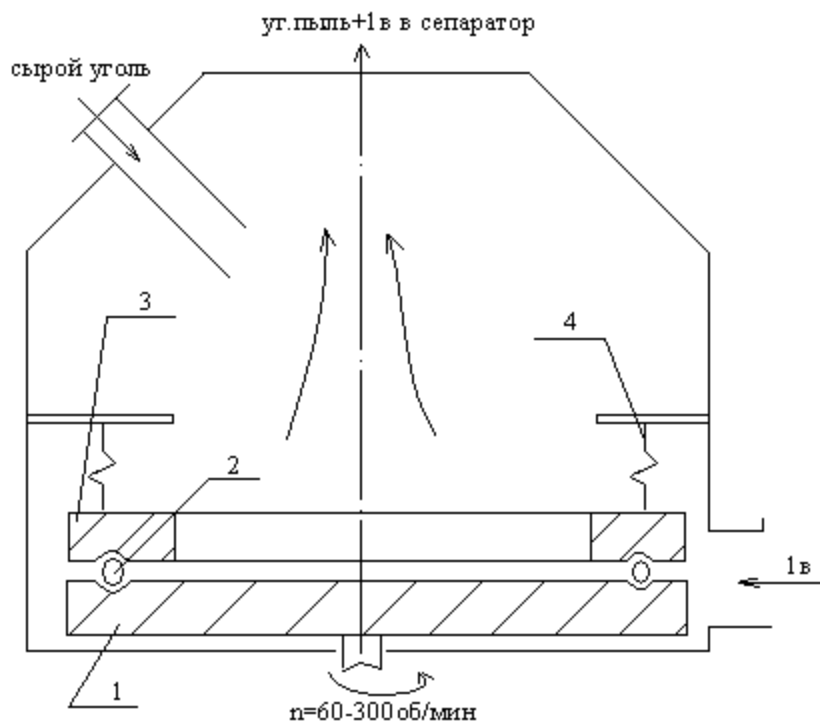
- простота.
- низкие энергозатраты (до 12кВтч/т).

#### Недостатки:

- грубый помол.
- значительный износ молотков (500÷600 ч ~ 50% износа).

Применяют для размола торфа, БУ, КУ с  $V_r > 30\%$ .

### 3.5 Мельница шаровая среднеходовая



- 1 – размольный стол;  
 2 – шары;  
 3 – опорное кольцо;  
 4 – пружины.

$$D_{cm} = 0,9 \div 1,4 м;$$

$$d_{ш} = 0,2 \div 0,4 м;$$

$$t_1 = 350^{\circ} C.$$

$$n_{opt} = \frac{115}{\sqrt{D_{cm}}};$$

$$B_M \sim D_{cm}^3$$



### Достоинства:

- меньшие энергозатраты;
- компактность.

### Недостатки:

- чувствительность к попаданию металлических предметов;
- сложность эксплуатации.

Применяют при размоле каменных углей.

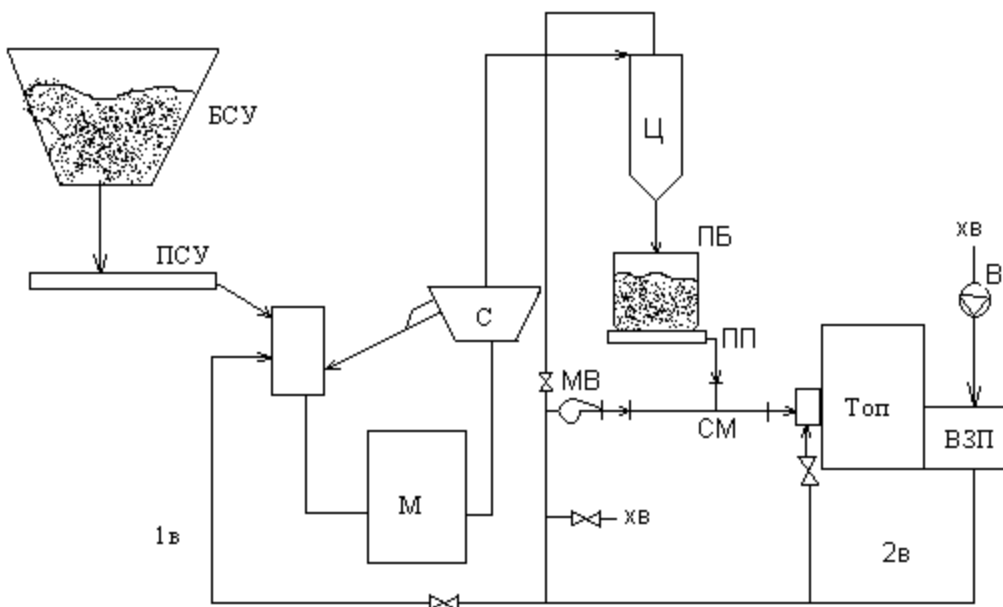
## **3.6 Системы приготовления пыли.**

Системы приготовления пыли разделяются на центральные и индивидуальные.

В центральных системах приготовление пыли производится в отдельных пылезаводах. Центральные пылесистемы не имеют связи с котлом по сушильному агенту. Готовая пыль из них может подаваться в несколько котлов.

### **Системы пылеприготовления**

#### **Система пылеприготовления с промежуточным бункером.**



БСУ – бункер сырого угля;

ПСУ – питатель сырого угля;

М – мельничное устройство;

С – сепаратор;

Ц – циклон. Он служит для отделения пыли от сушильного агента;

ПБ – промежуточный бункер;

ПП – питатель пыли;

СМ – смеситель;

МВ – мельничный вентилятор;

1в – первичный воздух;

2в – вторичный воздух.

$$V_{общ} \approx \alpha_T \cdot V^0 \cdot B_{нл}$$

$$V_1 = (0.15 \div 0.2) \cdot V_{общ}$$

$$V_2 = V_{общ} - V_1$$

### Недостатки:

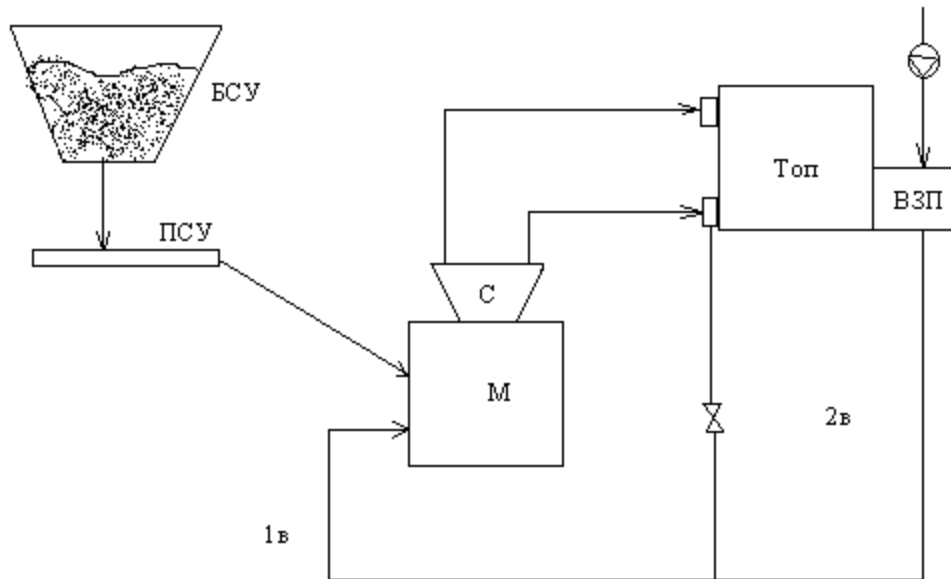
1. сложность;
2. высокие присосы;
3. высокое сопротивление.

### Достоинства:

1. независимость работы мельницы от режима котла;
2. надежность (при аварии в мельнице она отключается, а котел продолжает работать).

Применяют при размоле антрацита и углей класса Т.

### *Пылесистема с прямым вдуванием пыли в топку*



$$V_2 = (0.3 \div 0.6) \cdot V_{общ}$$

Свежеприготовленная пыль, не накапливаясь, сразу отправляется к горелкам.

### Достоинства:

1. простота;
2. малое сопротивление.

### Недостатки:

1. зависимость работы мельницы от режима работы котла;
2. ненадежность (при аварии в мельнице котел останавливается).

Применяют при размоле торфа, БУ, КУ, с  $V_r > 30\%$ .

### 3.7 Элементы систем пылеприготовления

В системе пылеприготовления кроме основного оборудования – собственно мельниц — имеется ряд вспомогательных элементов – сепаратор, циклон, клапаны-мигалки (непосредственно влияют на эффективность работы мельниц), пылепитатели, пыледелители (влияют на равномерность выдачи пыли в горелочные устройства топки, что сказывается на стабильности работы котла).

К существенным элементам системы пылеприготовления также относятся взрывные клапаны, устанавливаемые в различных местах тракта движения топлива и пыли: на устройстве для нисходящей сушки топлива, на трубопроводах между мельницей и сепаратором, сепаратором и циклоном, циклоном и мельничным вентилятором, также на сепараторе, циклоне, пылевом бункере, распределительном коробе первичного воздуха и др. Назначение взрывных клапанов, автоматически раскрывающихся в моменты резкого повышения давления при взрывах угольной пыли в пылесистеме, — защищать элементы оборудования от повреждения.

#### Сепараторы

Существующие мельницы выдают в качестве продукта размола не готовую пыль, а смесь мелких пылинок с некоторым количеством крупных частиц размером. Задача: для дополнительного измельчения, выполняют сепараторы (пылеразделители), которые, таким образом, являются органической частью размольной системы.

центробежный сепаратор, выдающий относительно тонкую пыль Регулирование тонкости помола производится либо изменением скорости потока за счет изменения общего расхода воздуха через мельничную систему, либо, чаще, изменением степени закручивания потока створками сепаратора при постоянной скорости воздуха.

Инерционные сепараторы применяются на молотковых мельницах средней и большой мощности при размоле бурых углей, сланцев и фрезерного торфа, для получения грубой пыли. Регулировка тонкости помола осуществляется изменением положения поворотного шибера.

Гравитационные (шахтные) сепараторы komponуются с молотковыми мельницами относительно невысокой производительности – менее 20 т/ч по подмосковному углю. Молотковые мельницы с шахтными сепараторами применяются для получения грубой пыли, при размоле бурых углей, сланцев и фрезторфа.

#### Циклоны

В то время как сепаратор (пылеразделитель) служит для разделения поступающего из мельницы в сепаратор продукта размола на мелкую, готовую пыль, выдаваемую сепаратором в циклон, и крупные частицы, направляемые в виде возврата обратно в мельницу для дополнительного измельчения, циклон (или пылеотделитель) служит для отделения из пылевоздушного потока и осаждения готовой пыли, поступающей в него из сепаратора, и направления ее в расположенный под циклоном пылевой бункер.

циклоны бывают прямоточные и противоточные, с тангенциальным, винтовым или спиральным входом.

Прямоточный осевой циклон – это аппарат, в корпусе которого входящий и выходящий потоки газа движутся вдоль его оси в одном направлении.

Противоточный осевой циклон – это аппарат, в котором входящий и выходящий потоки газа движутся вдоль его оси в противоположном направлении.

Циклон с тангенциальным входом - это аппарат, в котором входящий поток газа движется по касательной к окружности поперечного сечения корпуса аппарата и перпендикулярно к оси корпуса.

Циклон с винтовым входом - это аппарат, в котором движение входящего потока газа приобретает винтовой характер с помощью тангенциального входного патрубка и верхней крышки с винтовой поверхностью.

Циклон со спиральным входом - это аппарат со спиральным соединением выходного патрубка с корпусом аппарата.

Кроме того, циклоны бывают одиночные и батарейные.

### **Мигалки**

Назначение мигалок является защита того или иного элемента пылесистемы от присосов воздуха при переходе топлива (пыли) из одной области давления в другую.

Мигалки выполняются двух видов: с плоским откидным клапаном и конусным клапаном.

Мигалки с плоским откидным клапаном подразделяются на мигалки с одним клапаном и на мигалки с двумя клапанами, и обычно применяются на наклонных течках возврата размолотого продукта от сепаратора пыли в мельницу и на течках отходоуловителей.

### **Пылепитатели**

В системах пылеприготовления с промбункером пыль к горелкам подается пылепитателями, установленными в нижней части бункера. Подача пыли должна быть равномерной во времени и по отдельным горелкам. На равномерность подачи пыли влияет конфигурация пылевого бункера. Для предотвращения застревания пыли бункер должен иметь вертикальные стенки, а у выпускных патрубков наклон стенок к горизонту должен быть больше угла естественного откоса, т. е. не менее  $65^\circ$ . Обычно питатели применяются двух типов — шнековые и лопастные, реже — барабанно-ячейковые.

### 3.8 Выбор типа мельниц

ММТ (Молотковые мельницы тангенциальные) и СМ (Среднеходные мельницы) чаще используются в системах пылеприготовления с прямым вдуванием для топлив с  $Gr > 1$ , таких как каменные угли с  $V^{daf} > 30\%$ , бурые угли и торф (ММТ). В СМ размалываются угли с  $W_{1r} < 16\%$ , при этом используют только воздушную сушку. ММТ допускают газоздушную сушку и иногда устанавливаются в пылесистемах с промежуточным бункером.

Мельницы-вентиляторы устанавливают в системах пылеприготовления с прямым вдуванием и газовой сушкой высоковлажных углей с  $Gr > 1,3$  и торфа.

Температура сушильного агента на входе в мельницы ограничена: для ШБМ (Шаровые барабанные мельницы) и МВ (Мельницы-вентиляторы)  $450^\circ\text{C}$ , для СМ и ММТ  $350^\circ\text{C}$ . При использовании газовой сушки перед мельницей должны устанавливаться устройства предварительной подсушки топлива. Температура отбираемых на сушку газов по условиям надежной работы газоходов и подсушивающих устройств должна быть не выше  $900^\circ\text{C}$ .

Число мельниц  $z_m$ , устанавливаемых на котел, определяется их типом, системой пылеприготовления и паропроизводительностью котла.

Потребная единичная производительность мельницы  $B_m$ , т/ч, в пылесистемах с промбункером определяется количеством мельниц и принимаемым коэффициентом запаса:

$$B_m = B_k k_{\text{зап}} / z_m,$$

где  $B_k$  – расход топлива на котел.

Коэффициенты запаса  $k_{\text{зап}}$  для ММТ и СМ: при двух мельницах – 1,35, при трех – 1,2, при четырех и более – 1,1 для ШБМ  $k_{\text{зап}} \geq 1,1$ .

В схемах прямого вдувания предусматривается постоянная работа всех мельниц, за исключением времени возможного ремонта и снижения производительности котла. При установке на котел двух мельниц производительность одной мельницы при останове второй должна обеспечить (с учетом ее перегрузки и огрубления качества пыли) 75 % номинальной производительности котла.

Если установлено большее число мельниц, при останове одной из них оставшиеся должны обеспечить номинальную производительность котла.

## 4. Сжигание топлива в топках парогенераторов.

### 4.1 Топки для пылевидного сжигания топлива с твердым шлакоудалением

Топки с твердым шлакоудалением применяют для сжигания бурых и каменных углей, фрезерного торфа и сланцев. В большинстве случаев они имеют призматическую форму. Специфика горения пыли твердого топлива и главным образом значительное содержание золы обуславливают ряд особенностей организации топочного процесса.

Температура воспламенения частиц твердого топлива довольно велика и у топлива с малым выходом летучих сильно повышается, доходя у антрацитовой пыли до 1000 - 1200°C.

Наоборот, при сжигании топлив с большим выходом летучих и особенно высокорекреакционных бурых углей воспламенение начинается почти у самих горелок, вследствие чего и приходится принимать меры для удаления ядра факела от горелок во избежание обгорания и шлакования последних.

Большую роль играет поведение в топке минеральных составляющих твердого топлива. В большинстве случаев частицы золы в камерных топках расплавляются или, по меньшей мере, размягчаются.

Такие частицы легко зашлаковывают экранные поверхности. Поэтому аэродинамика горелок и топочной камеры в целом должна обеспечить отсутствие интенсивного омывания экранов потоками газов, несущих частицы расплавленной золы. В топках с сухим шлакоудалением это условие должно соблюдаться для любой части топочной камеры.

Топочные камеры, работающие с твердым шлакоудалением, по конструкции выполняют открытыми, т. е. без изменения сечения топки по высоте. По характеру движения факела они разделяются на топки с прямоточным факелом, с вертикально-вихревым факелом и горизонтально-вихревым факелом. Отличительной особенностью этих топок является наличие в нижней части топки холодной воронки, образованной путем сближения фронтального и заднего экранов с большим уклоном (50 - 60°) до расстояния  $b'=1 \div 1,2$  м. Глубина устья холодной воронки  $h_{х.в.}=1 - 1,2$  м.

Крупные котлы ( $D \geq 444,44$  кг/с (1600 т/ч) могут иметь две воронки. В том случае расстояние от устья воронки до места пересечения осей нижнего яруса горелок с осью топки должно быть не менее 10 м. За счёт этого снижается температура газов в нижней части топки, и выпадающие из ядра факела расплавленные шлаковые частицы, попадая в эту зону, быстро отвердевают и по крутым скатам воронки сыпаются в шлакоприемное устройство.

Количество золы, уловленной таким способом через холодную воронку, невелико и составляет 5 - 10% общего золосодержания топлива. Основная часть золы уносится продуктами сгорания через конвективные газоходы и затем осаждается в золоулавливающих устройствах.

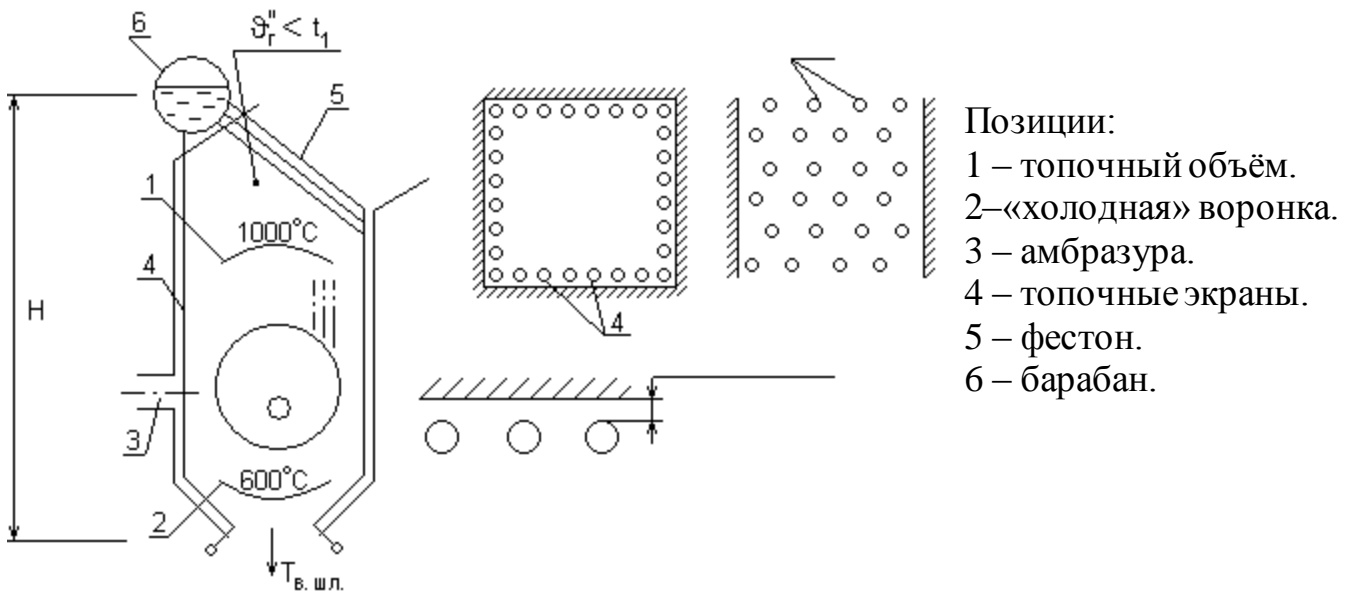
Гранулированные шлаковые частицы непрерывно удаляются из ванны шнековым, скребковым или роторным механизмом. Водяная ванна выполняет одновременно роль гидрозатвора против подсоса снизу в топку холодного воздуха.

Аэродинамика топочного объема должна быть так организована, чтобы вблизи настенных экранов температура газов была не выше характерной температуры золы  $t_A$ , начиная с которой золовые частицы становятся липкими и создают опасность шлакования стен.

Поэтому средние тепловые напряжения сечения топочной камеры и топочного объема при твердом шлакоудалении, как правило, имеют невысокие значения. Это неизбежно приводит к увеличению размеров топочных камер и их металлоемкости.

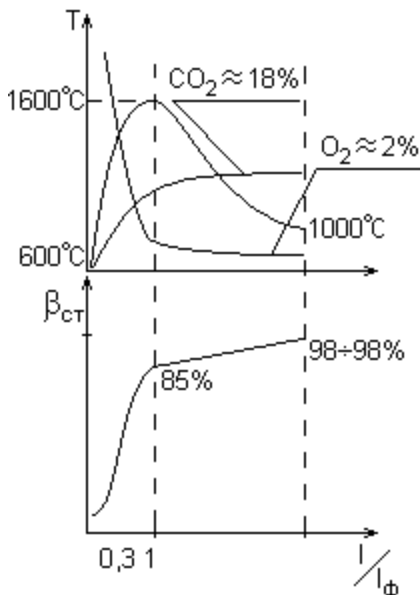
- Топки с молотковыми мельницами
- Топки с мельницами-вентиляторами
- Топка с пылеконцентратором
- Вихревые топки

### Топка с твёрдым шлакоудалением



Позиции:

- 1 – топочный объём.
- 2 – «холодная» воронка.
- 3 – амбразура.
- 4 – топочные экраны.
- 5 – фестон.
- 6 – барабан.



БУ КУ  
 $t \approx 600^\circ\text{C}$ ,  $d_n = 50-60$  мм,  $H = 10 \div 40$  м.  
 Теплонагрузка экранов  $q_{\text{экр}} = 0,1 \div 0,3$  МВт/м<sup>2</sup>. Допустимая температура  $\vartheta_m'' = 1000 \div 1100^\circ\text{C}$ .  
 Выгорание топлива по длине факела неравномерно.

$\beta_{\text{ст}}$  – полнота сгорания.  
 $l_{\text{ф}}$  – относительная длина факела.

Показатели работы: БУ КУ  
 $\alpha_T'' = 1,2$ ,  $q_3 = 0,5\%$ ,  $q_4 = 0,5 \div 2\%$ ,  $q_v^p = 0,15 \div 2$  МВт/м<sup>3</sup>.

#### Достоинства:

1)  $q_6 \approx 0$  (низкая  $a_{\text{шл}}$ , низкая  $t_{\text{шл}}$ ).

#### Недостатки:

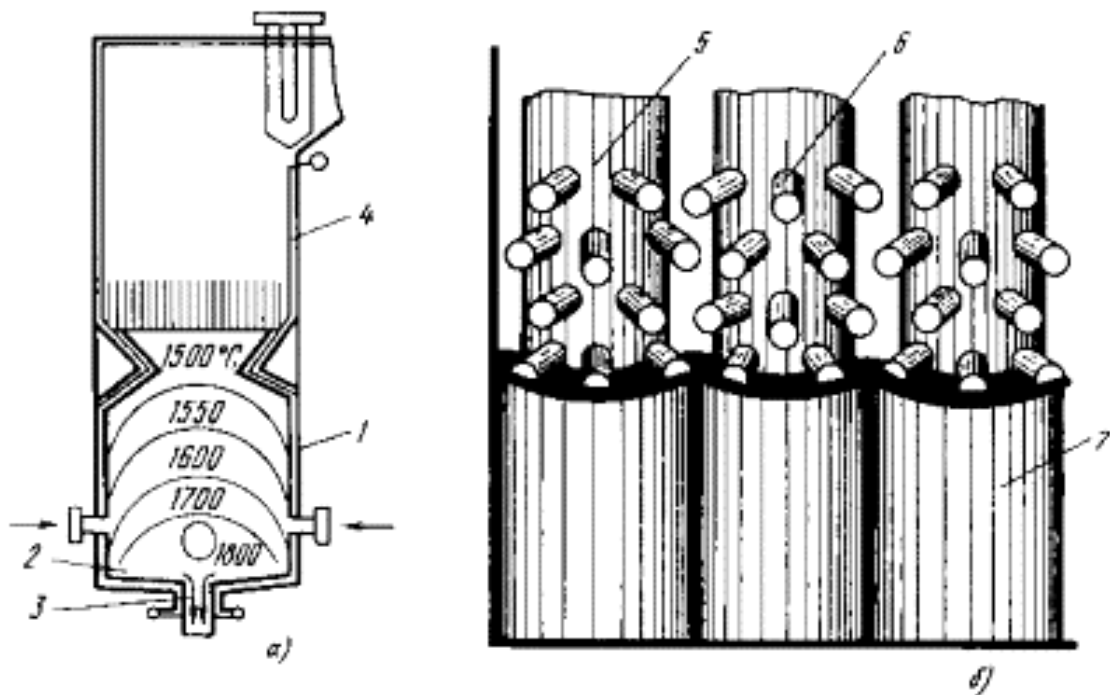
- 1) значительный вынос частиц золы в газоходы 95% и как следствия:
  - а) загрязнение поверхностей нагрева.

б) абразивный износ труб.  
Применяют при сжигании торфа, БУ и КУ с  $V_r > 30\%$ .

#### 4.2 Топки для пылевидного сжигания топлива с жидким шлакоудалением

Топки с жидким шлакоудалением применяются при умеренных температурах плавления золы, при умеренной влажности сжигаемого топлива и при целесообразности повышения максимальных топочных температур для уменьшения недожога и ослабления золового износа. Наиболее широко жидкое шлакоудаление применяется при сжигании антрацитов и тощих углей.

В настоящее время топки с ЖШУ применяют для сжигания малореакционных топлив марок АЩ, Т, ПА, СС, а в некоторых случаях — бурых и каменных углей. По конструкции топочные камеры с жидким шлакоудалением выполняются однокамерными (открытые и полуоткрытые) и двух-, трехкамерными. По характеру движения факела они могут быть с прямоточным факелом, с пересекающимися струями и циклонным движением.



##### Топочная камера с жидким шлакоудалением:

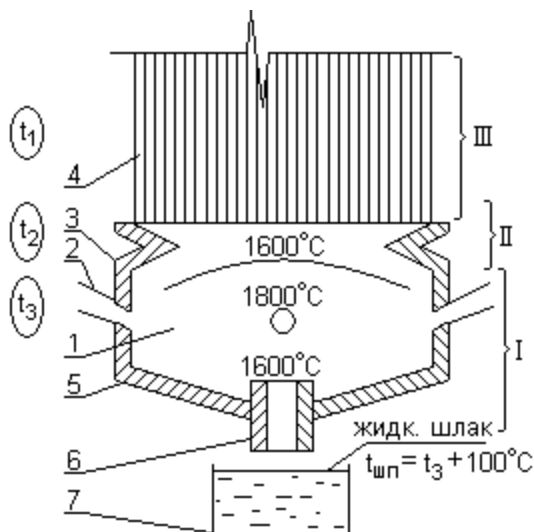
а - общий вид топки; б - вид футерованного экрана; 1 - камера сгорания; 2 - под топки; 3 - шлаковая летка; 4 - камера охлаждения; 5 - труба; 6 - шипы до их покрытия обмазкой; 7 - огнеупорная обмазка труб (футеровка) по шипам.

Наиболее простым конструктивным решением топки с жидким шлакоудалением является открытая однокамерная топка с прямоточным факелом. Выход жидкого шлака осуществляется через две летки, защищенные змеевиками, охлаждаемыми технической водой.



Топочное устройство с жидким шлакоудалением может быть представлено следующим схематичным рисунком.

### Топка с жидким шлакоудалением



Позиции:

- 1 – камера горения, покрытая огнеупорным материалом (в ней сгорает 90% топлива).
- 2 – горелки.
- 3 – пережим (за счёт него  $a_{шл} \approx 15\%$ ).
- 4 – камера охлаждения (здесь сгорают оставшиеся 10%).
- 5 – под.
- 6 – летка.
- 7 – шлакоприёмное устройство (ШПУ).

I – зона расплавленного шлака.

II – зона вязкого размягчённого состояния.

III – зона гранулированных частиц.

Показатели работы:

$\alpha_T'' = 1,15$ ,  $q_3 = 0 \div 0,3\%$ ,  $q_4 = 2 \div 4\%$ ,  $q_v^p = 0,2 \div 25$  МВт/м<sup>3</sup>,  $q_6 \approx 1\%$  (высокая  $a_{шл}$  и высокая  $t_{шл}$ ).

Применяют при сжигании углей с низким выходом летучих веществ ( $V_T < 15\%$  например Т (тощий уголь), АШ (антрацит штыб)).

### 4.3 Топки для жидкого и газообразного топлива

Условия сжигания природного газа и мазута имеют много общего, что позволяет выполнять топочные камеры для этих видов топлива одинаковой конструкции. Как правило, в таких топочных устройствах основным топливом является мазут, а резервным – природный газ.

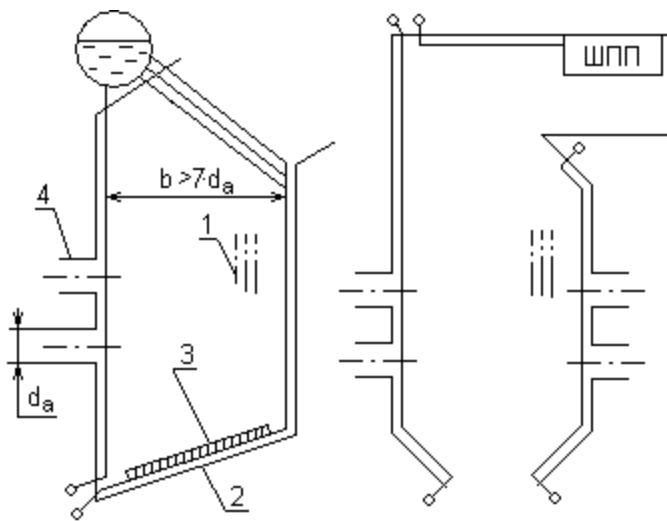
При сжигании газа и мазута образуются близкие объёмы продуктов сгорания, поэтому возможно использовать одни и те же тягодутьевые машины на разных топливах.

Природный газ и мазут содержат очень мало минеральных примесей (мазут имеет  $Ad < 0,3\%$ ), поэтому газомазутные топки не снабжаются какими-либо устройствами для вывода шлаков из топочной камеры.

Газомазутные топки предназначены для сжигания газа и мазута. Капиталовложения на сооружение электростанций, работающих на газе и мазуте, на 20 – 25 % меньше, чем электростанций на твердом топливе; КПД котла на 1 – 3 % выше; расход электроэнергии на собственные нужды меньше; отсутствуют золовые

выбросы; возможна полная автоматизация; лучше условия труда обслуживающего персонала.

### Газомазутные топки.



Позиции:

1 – топочные экраны.

2 – под.

3 – огнеупорное покрытие (для защиты труб от пережога при низкой D).

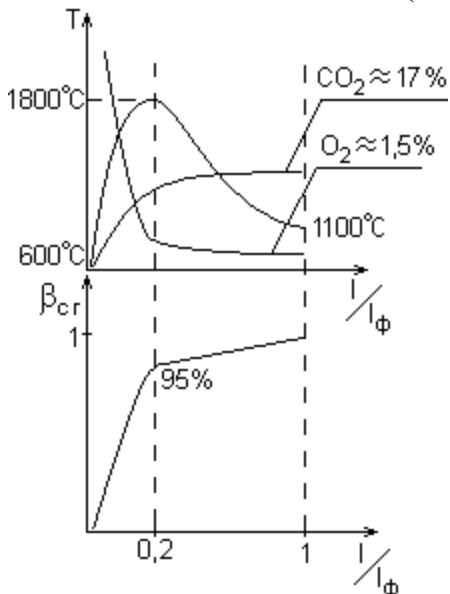
4 – амбразуры.

Расположение горелок:

а) фронтальное (смещение факела к заднему экрану и пережог его труб).

б) встречное (много горелок, поэтому эксплуатировать сложнее).

Основная часть топлива (~ 95%) сгорает зоне горелок:



Режимные характеристики:

$q_{\text{экр}}^{\text{max}}$  МВт/м<sup>2</sup>,  $\alpha_m'' = 1,03 \div 1,1$ .

$q_{\text{экр}}^{\text{доп}} \approx 0,3 \div 0,35$  МВт/м<sup>3</sup>,  $q_3 = 0 \div 0,5\%$ ,  $q_4 = 0\%$   
мазут природный газ

### Основные характеристики паровых котлов.

1) Паропроизводительность – D т/ч, кг/с.

2) Давление перегретого пара – P<sub>пе</sub> МПа, ат.

3) Температура перегретого пара – t<sub>пе</sub> °С.

4) Температура питательной воды –  $t_{пв}$  °С.

### Паровые котлы классифицируют по давлению:

Тип котла	$P_{пе}$ , МПа	$t_{пе}$ , °С	$t_{пв}$ °С	D, т/ч
низкого	1,3	< 250	102	4-6-10-20-50
среднего	4	450	150	25-35-50-75
высокого	10	510	215	140-230-320
сверхвысокого	14	545	230	420-500-640-670
сверхкритического	25,5	545	260	950-1600-2600-4000

На газовых топках для сжигания резервного топлива – мазута могут быть применены мазутные горелки с самостоятельным подводом воздуха. В этом случае при раздельном сжигании сильно осложняется система воздухопроводов с органами управления, которые должны быть подведены к двум типам горелочных устройств для сжигания природного газа и мазута. При этом усложняется также эксплуатация и автоматизация работы котла. При работе на одном из этих двух видов топлива для охлаждения отключенных горелок необходимо подавать воздух. Это количество воздуха не может быть использовано эффективно, что приводит к увеличению избытка воздуха, а следовательно, к понижению КПД.

Типичным газомазутным котлом является котел ТГМ – 84, модели ТГМ – 84А, а затем ТГМ – 84Б. Отдельной модификацией является котел ТМ – 84Б, предназначенный для сжигания только жидкого топлива.

Газомазутные топки выполняют в виде параллелепипеда с подом в нижней части. Все стены и под плотно экранированы, т.е. покрыты трубной системой, в которой циркулирует питательная вода – конденсат отработанного в турбине пара с добавкой химически очищенной воды в котлах с естественной циркуляцией или чистого конденсата в прямоточных котлах. На котлах с естественной циркуляцией под выполняется наклонным, а на котлах с принудительной циркуляцией под может выполняться и горизонтальным.

Для обеспечения хорошего смесеобразования газовое топливо, а при сжигании жидких топлив – мазут и весь воздух, необходимый для сжигания этих топлив, подают в топку через горелки. Горелки предназначены также для первичного смесеобразования путем перемешивания газа или распыленного жидкого топлива с воздухом.

Сжигание мазута производится в распыленном виде, для чего применяются паровые, механические и паромеханические форсунки. Мазут перед сжиганием подогревают для лучшего транспортирования (уменьшается вязкость) и воспламенение. Во избежание засорения форсунок его предварительно пропускают через фильтры.

Мазут легко воспламеняется и устойчиво горит ярким факелом. Для полного сгорания мазута необходимо обеспечить достаточное количество воздуха, который подается через регистры горелки к корню факела.

Во избежание повреждения обмуровки необходимо предотвращать задевание факелом стен и пода топки. Нельзя допускать работы с пульсацией факела, которая вызывается неравномерной подачей мазута (вследствие колебания давления мазута) или нарушением аэродинамики.

При сжигании газов необходимо предъявлять повышенные требования в отношении взрывоопасности и токсичности. До включения горелок топка и газоходы котла должны быть тщательно провентилированы. При обрыве факела необходимо немедленно отключить газопровод от котла и провентилировать топку во избежание образования взрывоопасной смеси. При прекращении подачи газа или резком снижении его давления газопровод должен автоматически отключаться для прекращения доступа газа к горелкам. В противном случае возобновление подачи газа в горячую топку может вызвать взрыв большой разрушительной силы. Для предотвращения взрыва горелки включаются в следующей последовательности: вводят в топку источник зажигания, после этого подают газ, а затем постепенно подают воздух.

## 5. Гидродинамика и температурный режим поверхностей нагрева.

### 5.1 Гидравлическое сопротивление движения потока в трубах

Движение жидкости сопровождается потерей напора, вследствие чего давление по длине трубы изменяется. Закономерность движения реальной жидкости может быть описана уравнением движения, выражающим фундаментальный закон механики: произведение массы тела на ускорение равно сумме сил, действующих на него.

Уравнение движения для одномерного потока вязкой жидкости может быть записано в виде:

$$\frac{\gamma}{g} \frac{Dw}{d\tau} = -\gamma \sin \alpha - \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{\partial p_{гидр}}{\partial z}, \text{ кг/м}^2,$$

где  $\alpha$  - угол между направлением потока и горизонталью.

Левая часть уравнения выражает произведение массы элемента жидкости на ускорение, правая – сумму сил, действующих на элемент жидкости: сила тяжести, давления и гидравлических сопротивлений движению.

При движении воды, пароводяной смеси и пара за счет сопротивления создается перепад давления между любыми её сечениями.

Полный перепад давления между двумя произвольными сечениями обогреваемой трубы представляется в виде суммы перепадов, возникающих от сопротивления трения  $\Delta p_{тр}$ , местных сопротивлений  $\Delta p_{м}$ , ускорения  $\Delta p_{уск}$  и нивелирного перепада  $\Delta p_{нив}$ .

Общее уравнение полного перепада представим в виде:

$$\Delta p = \Delta p_{тр} + \Delta p_{м} + \Delta p_{уск} \pm \Delta p_{нив}.$$

В горизонтальных трубах нивелирный напор равен нулю, в вертикальной трубе  $\sin \alpha = 1$  и нивелирный напор, отнесенный к единице длины трубы, будет наибольшим.

При движении жидкости в местах резких сужений канала, поворотов и т.д. возникают дополнительные сопротивления, которые называются местными. Их возникновение связано с изменением структуры потока и образованием вихрей.

Таким образом, гидравлические сопротивления движению потока жидкости состоят из сопротивления трения в прямых каналах и местных сопротивлений:

$$\Delta p_{гидр} = \Delta p_{тр} + \Delta p_{м}$$

Как гидравлические, так и местные сопротивления определяются опытным путем.

Гидравлическое сопротивление движению однофазного изотермического потока в прямой трубе определяется:

$$\Delta p_{\text{тр}} = \lambda \frac{l}{d} \frac{\gamma \omega^2}{2g},$$

где  $\lambda$  - коэффициент трения.

При расчете величины гидравлических сопротивлений движению жидкости в обогреваемых трубах в формулу определения сопротивления движению однофазного изотермического потока в прямой трубе подставляют усредненные по длине значения скорости и удельного веса жидкости.

Формулы для расчета гидравлического сопротивления движению двухфазного потока носят более сложный характер. При этом очевидно, что более точное решение выражается более сложной зависимостью, полнее учитывающей закономерности движения двухфазного потока. Наиболее простыми расчетные формулы получаются, если считать двухфазный поток однородным. В этом случае двухфазный потока уподобляется однофазному и в расчетную формулу (1) подставляются средние значения скорости  $\omega_{\text{см}}$  и удельного веса  $\gamma_{\text{см}}$  смеси:

$$\Delta p_{\text{гидр}} = \left( \sum \zeta_m + \lambda \frac{l}{d} \right) \frac{\gamma_{\text{см}} \omega_{\text{см}}^2}{2g}$$

Сравнение с экспериментальными данными показывает, что гидравлическое сопротивление в действительности равно или меньше значения, подсчитанного по уравнению.

## 5.2 Тепловая разверка и тепловая неравномерность

В парогенераторе все поверхности нагрева выполнены из ряда параллельно включенных труб, объединенных входными и выходными коллекторами. При этом трубы становятся гидравлически связанными и взаимно влияют на работу друг друга.

Параллельно включенные трубы никогда не бывают абсолютно одинаковыми. Одни имеют несколько больший обогрев, у других может быть иная величина шероховатости и соответственно коэффициента гидравлического сопротивления. В результате неодинакового обогрева и расхода рабочего тела через параллельные трубы энтальпия среды на выходе их них может сильно отличаться от среднего значения.

В поверхностях нагрева с однофазным теплоносителем повышение энтальпии приводит к увеличению температуры среды и соответственно стенки трубы. В поверхности нагрева с пароводяной смесью возрастание энтальпии в отдельных трубах может привести к переходу в область ухудшенных режимов теплообмена. Поэтому в большинстве случаев не допускается значительное повышение энтальпии против среднего значения из-за снижения надежности работы металла труб.

Отклонение приращения энтальпии в отдельных трубах по отношению к средней величине называется тепловой разверкой.

При этом особую роль играют те трубы, в которых имеет место максимальное приращение энтальпии, так как они в первую очередь определяют надежность работы данной поверхности нагрева.

Среднее расчетное приращение энтальпии в трубе равно разности энтальпии среды на выходе и входе в поверхность нагрева:

$$\Delta i_{\text{ср}} = i_{\text{вых}} - i_{\text{вх}}, \text{ ккал/кг} \quad (1)$$

Наибольшее возможное приращение энтальпии в трубе обозначаем  $\Delta i_{\text{т}}$ . Тогда тепловая разверка будет выражена отношением:  $p = \frac{\Delta i_{\text{т}}}{\Delta i_{\text{ср}}}$ .

Приращение энтальпии в отдельных трубах зависит от тепловой нагрузки и расхода среды через них:

$$\left. \begin{aligned} \Delta i_{\text{ср}} &= \frac{q_{\text{ср}} L_{\text{ср}}}{D_{\text{ср}}} \\ \Delta i_{\text{т}} &= \frac{q_{\text{т}} L_{\text{т}}}{D_{\text{т}}} \end{aligned} \right\} \quad (3),$$

где  $q_{\text{ср}}, q_{\text{т}}$ - удельные тепловые нагрузки, ккал/м\*сек\*град;

$L_{\text{ср}}, L_{\text{т}}$ -длина трубы, м.

$D_{\text{ср}}, D_{\text{т}}$ - расход среды, кг/с.

Согласно уравнениям (2),(3) величина тепловой разверки определяется из уравнения:

$$p = \frac{q_{\text{т}}}{q_{\text{ср}}} \frac{1}{\frac{D_{\text{т}}}{D_{\text{ср}}}} \frac{L_{\text{т}}}{L_{\text{ср}}} = \frac{n_{\text{т}}}{n_{\text{гидр}}} \frac{L_{\text{т}}}{L_{\text{ср}}} \quad (4)$$

Отношение тепловых нагрузок показывает величину тепловой неравномерности, а расходов среды- гидравлической неравномерности.

Тепловая неравномерность.

В большинстве случаев поверхность нагрева параллельно включенных труб практически одинакова. В этом случае тепловая разверка согласно (4) равно отношению тепловой и гидравлической неравномерности.

Тепловая неравномерность может быть следствием условий эксплуатации парогенератора и особенностей его конструкции. Так, в паровых котлах при шлаковании поверхностей нагрева тепловосприятие параллельных труб становится неравномерным.

В результате шлакования труб конвективного пучка возрастает скорость газа в сечении газохода, где находятся незашлакованные трубы, что увеличивает их тепловосприятие. Изменение обогрева труб часто происходит из-за смещения ядра факела. Последнее сопровождается температурными перекосами в топке и газоходах. Величина из зависит от конструкции топки и горелочных устройств.

В конвективных газоходах топочная неравномерность проявляется тем сильнее, чем ближе поверхность нагрева расположена к топке. Указанная неравномерность переменна во времени. При одной и той же нагрузке котла она может быть различной в зависимости от условий эксплуатации.

В кипящих реакторах неравномерность обогрева при заданной нагрузке потоянна во времени. По диаметру и длине активной зоны обогрев изменяется по закону косинуса.

### 5.3 Способы повышения надежности естественной циркуляции

Контур естественной циркуляции является замкнутым. Трубы, составляющих его, соединены коллекторами и барабаном. Циркуляция возникает вследствие разности плотностей воды в опускной трубе и пароводяной смеси в экранной трубе.

Контуры естественной циркуляции котла состоят из большого количества параллельно включенных экранных и опускных труб, соединенных коллекторами. Контуры разделяют на простые и сложные. Система параллельных труб с одинаковыми условиями называется звеном.

Простой контур - когда все звенья подключены последовательно.

Сложный контур - когда звена подключены параллельно и последовательно.

Надежность контура определяется конструкцией и условиями эксплуатации котла. Ухудшение циркуляции может приводить к плохому охлаждению стенки и ее перегреву.

Ухудшение охлаждения стенки возникает из-за расслоения потока, плохую смачиваемость поверхности, остановку циркуляции, осадок и накипь в трубах.

Нормальная работа контура обеспечивается непрерывной подачей определенного количества воды в экранные трубы. Колебания подачи могут приводить к нарушению циркуляции. Снижение подачи чаще всего связано с попаданием или сопряжения в опускных трубах при следующих условиях:

- 1) при обогреве опускных труб могут происходить частичное парообразования;
- 2) при снижении уровня в барабане может образовываться воронка и засасываться пара в опускной трубе;
- 3) при резком падении давления в системе может происходить вскипание в опускной трубе.

Для повышения надежности циркуляции используют:

- 1) секционирования - разделение труб одной стены на секции шириной 1,0 ... 1,5 м с отдельным подводом и отводом теплоносителя;
- 2) повышение сечения опускных труб, который должен составлять не менее 25 ... 50% от сечения экранных труб.

## **6. Чистота пара и водный режим.**

### **6.1 Причины загрязнения пара.**

Пар загрязняется веществами, находящимися в растворенном и во взвешенном состоянии в воде. Известны два пути перехода веществ из котловой воды в пар: унос паром капельной влаги, а вместе с ней растворенных и взвешенных веществ и переход веществ из воды в пар вследствие растворяющей способности пара. В общем случае чистоту пара определяют коэффициентом выноса  $K_v$ , %:

$$K_v = w + k_p = 100C_n / C$$

где  $w$  - влажность пара, %;

$k_p$  – коэффициент распределения веществ между насыщенным паром и кипящей водой, %;

$C_n, C_v$  – концентрация веществ в паре и воде, мкг/кг.

Влажность пара  $w$  определяется как отношение массы капель влаги, поступающей в насыщенный пар, к расходу пара из барабана.

В прямоточном котле капли влаги уносятся с паром в завершающей стадии испарения – режиме влажного пара. Вместе с каплями влаги в пар переходят находящиеся в воде примеси. Однако ощутимое загрязнение пара примесями за счет поступления с влагой имеет место только в барабанных котлах, где солесодержание котловой воды в десятки раз выше, чем питательной.

В прямооточных котлах особенно при сверхкритическом давлении, содержание примесей в питательной воде близко к нормам для пара.

Кроме того, водяной пар обладает способностью растворять в себе неорганические соединения, находящиеся в растворенном состоянии в кипящей воде, с которой пар контактирует.

При низком давлении растворяющая способность пара ничтожна, в связи с чем  $K_{\epsilon} \gg w$ . По мере повышения давления и увеличения плотности пара растворимость веществ в паре возрастает, и при высоком давлении содержание отдельных веществ в паре становится значительно выше по сравнению с загрязнениями, обусловленными веществ каплями влаги. В этих условиях  $K_{\epsilon} \gg k_p$ .

## 6.2 Сепарационные устройства

Сепарационные устройства служат для отделения пара от капелек воды и предохранения внутренних поверхностей пароперегревателя, арматуры паропроводов от образования отложений и накипи.

В насыщенный пар соли попадают вместе с капельками котловой воды. Для уменьшения попадания солей в пар в паровых котлах устанавливаются сепарационные устройства.

Пароводяная смесь движется по трубе со скоростью 0,3 – 0,8 м/с, в результате этого на поверхности зеркала испарения возникают всплески, гребни, фонтаны воды, при их столкновении образуется огромное количество брызг неравномерно распределенных в паровом пространстве барабана.

Для эффективного осаждения капелек воды применяются сепарационные устройства, основанные на использовании разных механических факторов: гравитации, инерции, пленочного эффекта. В качестве сепарационных устройств применяется утопленные дырчатые листы, корзина на выходе пара, жалюзи, внутрибарабанные или вынесенные циклоны, отбойные щитки.

Гравитационная весовая сепарация осуществляется в процессе движения пара в барабане котла вверх к выходу из него. Для выравнивания распределения скоростей подъема пара по барабану в его водном пространстве устанавливают погруженный дырчатый лист. Его устанавливают ниже низшего допустимого уровня воды на 50 – 100 мм.

Отверстия в погруженном листе выполняют диаметром не менее 10 мм (для предотвращения забивания их шламом). Расстояние до стенок барабана не менее 150 мм для стока воды. Равномерность раздачи пара по всему горизонтальному сечению барабана достигается путем создания под погруженным щитом сплошной паровой подушки. Чем выше давление в барабане, тем скорость должна быть меньше.

Инерционная сепарация осуществляется созданием резких поворотов потока пароводяной смеси, поступающей в барабан котла из экранных труб. Для этого ставят отбойные щитки (при ударе о них кинетическая энергия паровоздушной смеси падает, скорость уменьшается и происходит отделение пара от воды).

С целью улучшения сепарации пара на его пути дополнительно устанавливают жалюзийные решетки. Пар изменяет направление движения и под действием сил инерции происходит дополнительное отделение капель воды.



Наиболее эффективная сепарация происходит в циклоне путем интенсивного закручивания потока пара, что объясняется использованием в них так называемой пленочной сепарации.

Пленочная сепарация основана на принципе прилипания частиц влаги, находящейся в паре, на увлажненную поверхность. При ударе потока увлажненного пара о такую вертикальную или наклонную поверхность на ней образуется сплошная водяная пленка, которая непрерывно стекает в водное пространство барабана.

Внутрибарабанный циклон используют в качестве основного сепарационного устройства в мощных барабанных котлах. Он представляет собой цилиндрический вертикальный корпус диаметром 290 – 350 мм, к которому тангенциально через патрубок подводят пароводяную смесь со скоростью 6 – 8 м/с. В циклоне осуществляется двухступенчатая сепарация.

Первая ступень – центробежная, она создается за счет тангенциального подвода пароводяной смеси. Поток закручивается, прижимаясь к поверхности циклона.

Вода, прижатая к стенке, стекает вниз. Пар со скоростью около 1 м/с равномерно по всему сечению циклона из-под крышки выходит в паровой объем.

Вторая ступень – осадительная. Она имеет место при движении пара в объеме циклона. Для предотвращения прорыва пара через низ циклона, последний перекрывается доньшком, образующим кольцевое сечение, с расположенными на нем направляющими лопатками. Последние обеспечивают спокойный сток воды.

Внутрибарабанные циклоны создают равномерную подачу пара в паровой объем барабана по его длине и позволяют снизить пенообразование котловой воды. Однако установка их сложна, особенно монтаж соединительных коробов. Поэтому их применяют при нагрузках, превышающих предельную, для погруженных щитов с отверстиями. Число циклонов в барабане определяется единичной нагрузкой на циклон, которая в свою очередь зависит от его размеров и давления в барабане.

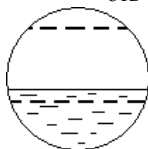
При использовании сепарационных устройств снижается содержание влаги в пара до 0,1 – 0,15%.

Качество пара повышается благодаря протеканию следующих процессов:

1. капли концентрированной воды, унесенные паром, смешиваются с питательной водой и уходящий пар содержит влагу с меньшим солесодержанием;
2. из-за большей растворимости примесей в воде, чем в паре, при прохождении паром слоя воды, растворенные в нем вещества переходят в питательную воду, а промытый пар уносит с собой эти примеси. После промывки пар подвергают повторной сепарации.

Гашение энергии струй пароводяной смеси. Достигается:

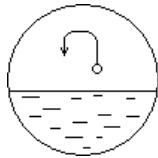
- а) за счёт равномерного распределения подъёмных труб по длине барабана.
- б) установкой дырчатых щитов:  $d_{\text{отв}} = 5 \div 10$  мм.



Отделение капельной влаги. Достигается за счёт:

- а) гравитационной сепарации

$$\frac{\rho_v}{\rho_n} < 600$$

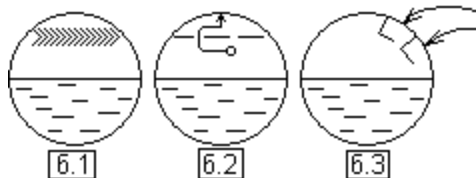


б) инерционной сепарации

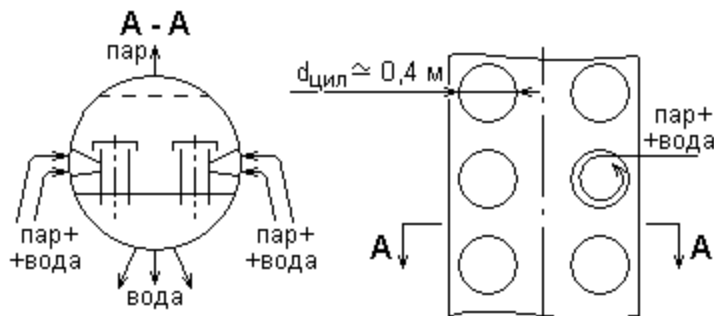
б.1) пароприёмные щиты.

б.2) жалюзийные сепараторы.

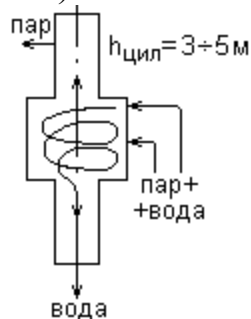
б.3) отбойные щитки.



б.4) внутрибарабанные циклоны.



б.5) Выносной циклон.



Устанавливают в последнюю ступень испарения с максимальным содержанием солевой воды.

### 6.3 Устройства для промывки пара

Первоначально промывка пара питательной водой осуществлялась в отдельном промывочном барабане, а с 1959 г. при освоении котла Р=15,2 МПа барботажные устройства для промывки пара разместили внутри барабана. С тех пор и до настоящего времени эта схема успешно применяется в котлах.

Уменьшение содержания примесей в паре в процессе промывки происходит двумя путями, один из которых распространяется на примеси, находящиеся в состоянии парового раствора (избирательный унос), другой – на примеси, находящиеся в каплях котловой воды (механический унос).

Капли концентрированной котловой воды, унесенные паром, смешиваются с питательной водой, примеси растворяются в ней и в результате пар уносит влагу с гораздо меньшей концентрацией солей.

Особое значение промывка пара приобретает для удаления веществ, непосредственно в нем растворенных. Их содержание не может быть уменьшено никакой, даже самой глубокой, осушкой пара и зависит только от концентрации примесей в воде, с которой пар контактирует на выходе. Так как растворимость примесей в воде гораздо больше, чем в паре даже самых высоких давлений то, при пропуске насыщенного пара через питательную воду, растворенные в нем вещества перейдут в эту воду, а промытый пар унесет с собой примеси в количестве, пропорциональной их содержанию не в котловой воде, а в промывочной.

Таким образом промывка пара позволяет значительно повысить его чистоту без увеличения продувки.

В барабанных котлах с рабочим давлением 11 МПа и выше промывка пара обязательна, так как растворимость кремниевой кислоты при этих давлениях значительно возрастает и без промывки пара обеспечить необходимые нормы по содержанию SiO<sub>2</sub> в паре за котлом не удастся. Известны следующие способы организации промывки пара:

- барботажа предварительно осушенного пара через слой питательной воды;
- пропуск пара через сепараторы, смачиваемые питательной водой;
- распыливание питательной воды в потоке пара.

Наиболее широкое применение получил метод барботажа пара через слой питательной воды.

На рисунке ниже приведена схема устройства для промывки пара.

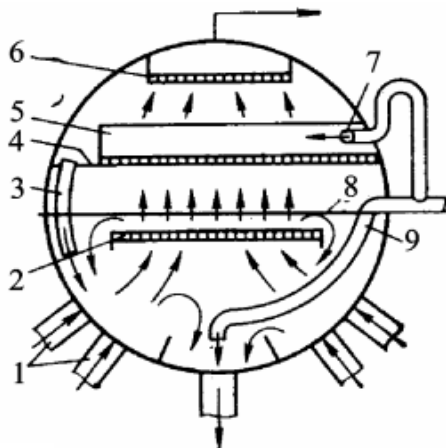


Схема размещения паропромывочного устройства в барабане котла ТЭС высокого давления:

1-подвод пароводяной смеси; 2-дырчатый погруженный дроссельный щит; 3-опускные трубы для промывочной воды; 4-глухой продольный щит; 5-паропромывочное устройство; 6-пароприемный лоток; 7-подача питательной воды на промывку; 8-уровень воды в барабане; 9-подача основной части питательной воды к опускным трубам (в современных установках не применяется и вся питательная вода поступает по линии 7 на паропромывочный щит).

Питательная вода в количестве 40-50 % от ее общего расхода подается на паропромывочное устройство 5 (барботажный щит).

Пар, проходя снизу вверх через отверстия в этом щите, препятствует протеканию через него воды, которая движется поверх щита поперек барабана и сливается в специальный короб.

При прохождении паровых пузырей сквозь слой питательной воды происходит растворение в ней большей части содержащейся в паре кремниевой кислоты и других солей.

Одновременно питательная вода несколько нагревается за

счет конденсации небольшой части пара. Очень важно при этом обеспечивать оптимальную нагрузку барботажного щита, так как при чрезмерном ее увеличении возникает унос части питательной воды с паром в пароперегреватель, а при низкой

нагрузке пар проходит лишь через часть отверстий в щитах, а через остальные вниз протекает питательная вода.

Для отделения остаточной влаги над барботажным устройством размещают жалюзийный сепаратор и затем дырчатый лист для выравнивания скорости пара по сечению барабана. Паропромывочные устройства позволяют снизить кремнесодержание в паре в несколько раз.

#### 6.4 Питательная вода котельных агрегатов

Питательная вода котельных агрегатов энергетических установок обычно состоит в основном из турбинного конденсата. В теплосиловом цикле станции всегда бывают потери пара и конденсата, не превышающие в нормальных условиях эксплуатации 1 - 3% от номинальной паропроизводительности котельного цеха.

Поэтому на конденсационных электрических станциях (КЭС), где общестанционные потери конденсата и продувка котлов невелики, питательная вода котлов состоит из 96—98% турбинного конденсата и 2—4% добавочной воды.

На теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) количество добавочной воды к турбинному конденсату может колебаться в очень широких пределах и в отдельных случаях достигать даже 40 – 50% и более.

При отпуске станцией тепла только на отопительные цели потери конденсата пара невелики, и поэтому на чисто отопительных ТЭЦ, так же как и на КЭС, количество добавочной воды составляет несколько процентов. Исключение составляет невозврат конденсата с производства при отпуске пара внешнему потребителю.

Природная вода без соответствующей подготовки не может служить добавкой к турбинному конденсату. Подготовку добавочной воды осуществляют различными методами: умягчением, умягчением с частичным обескремниванием или глубокой деминерализацией (обессоливанием и обескремниванием).

Общее солесодержание питательной воды может быть подсчитано из уравнения солевого баланса:

$$D_{п.в.} c_{п.в.} = D_{к} c_{к} + D_{доб} c_{доб}, \quad \text{где}$$

$D_{п.в.}, D_{к}, D_{доб}$  - расходы питательной воды, конденсата и добавочной воды, кг/ч,

$c_{п.в.}, c_{к}, c_{доб}$  - солесодержания питательной воды, конденсата и добавочной воды, мг/л.

Питательная вода содержит, главным образом, натриевые соединения. Тем не менее в ней всегда может быть и некоторое количество солей жесткости.

Они попадают в питательную воду как с добавочной водой, так и с конденсатом. Добавочная вода, в зависимости от способа ее подготовки, имеет большую или меньшую остаточную жесткость. Кроме того, в условиях эксплуатации может быть некоторое увеличение количества солей жесткости в добавочной воде за счет проскока их в ионитовых фильтрах водоподготовительных устройств.

В конденсат пара соли жесткости могут поступать с присосами охлаждающей воды в турбинных конденсаторах и сетевой воды в теплофикационных подогревателях на ТЭЦ.

Так как в качестве охлаждающей воды конденсаторов используется обычно природная вода без какой-либо подготовки, то с присосом охлаждающей воды в турбинный конденсат поступают преимущественно соли жесткости.

При использовании в конденсаторах природной воды средней минерализации допустимая величина присоса составляет 0,01 – 0,05% (а при прямоточных котлах даже меньше) количества пара, поступающего в конденсатор. При больших солесодержаниях охлаждающей воды следует добиваться повышенной плотности конденсаторов.

Вода тепловых сетей также подвергается предварительному умягчению, но солесодержание в ней солей жесткости все же довольно значительно.

Таким образом, общее солесодержание питательной воды зависит от солесодержания поступающего в турбину пара, величины присоса и качества охлаждающей воды в конденсаторе, величины присоса и качества сетевой воды в теплофикационных подогревателях, солесодержания возвращаемого от теплового потребителя конденсата и, наконец, количества и качества добавочной воды.

Солесодержание питательной воды для энергетических котлов средней и большой мощности в зависимости от водного режима их может быть очень низким (0,2 – 0,3 мг/кг) или высоким (порядка 10 – 20 мг/л и даже значительно выше).

### **6.5 Водный режим котлоагрегата**

Постоянство давления и температуры перегретого пара перед турбиной обуславливается режимными условиями работы котельного агрегата. Чистота пара зависит от водного режима котельного агрегата. Содержание примесей в паре при одном и том же солесодержании питательной воды может быть различным.

На экономичность работы котельного агрегата водный режим практически не влияет, поскольку КПД котлоагрегата определяется в основном полнотой сгорания топлива и охлаждения продуктов сгорания.

Водный режим радиационных поверхностей нагрева, практически не оказывает влияния на величину их тепловосприятости, т.к. термическое сопротивление отложений составляет порядка всего 0,001 м.ч.град/ккал, а определяет в значительной степени надежность их работы, т.к. температура стенки труб, при тепловых нагрузках радиационных поверхностей, расположенных в зоне ядра факела, доходят до (300-500).10<sup>3</sup> ккал/м<sup>2</sup>.ч и даже выше. Такое повышение температуры металла в котлах среднего и тем более высокого давления ведет к быстрому разрушению стенки поверхности нагрева.

Даже при толщине отложений в переходной зоне (до 0,1 – 0,2 мм) влияние их на температуру уходящих газов будет незначительным, т.к. за переходной зоной расположены низкотемпературные поверхности нагрева, тепловосприятости которых и определяет в основном степень охлаждения газов в котельном агрегате.

Кроме отложений, на надежность работы поверхностей нагрева оказывает влияние и интенсивность протекания процессов коррозии.

При локальной коррозии, когда потери металла невелики и повреждения сосредоточиваются на небольших участках поверхности нагрева, могут образовываться глубокие язвы и трещины и даже сквозные отверстия, которые приводят к аварийным повреждениям.

В ряде случаев процесс коррозии ведет к образованию трещин, при которых аварийные повреждения происходят почти без потери металла. Однако образующиеся при этом в больших количествах продукты коррозии могут способствовать возникновению весьма сложных отложений на поверхностях нагрева и частично переходить в пар, загрязняя его.

Задачи водного режима:

- 1) поддержание чистоты пара на уровне, обеспечивающем отсутствие отложений в пароперегревателе и турбине;
- 2) ограничения в допустимых пределах образования отложений в поверхностях нагрева пароводяного тракта;
- 3) предотвращение коррозионных процессов в пароводяном тракте.

Вывод примесей, которые за счет коррозионных процессов протекают в пароводяном тракте котельного агрегата осуществляется двумя путями:

- 1) осаждением на поверхностях нагрева этих примесей, которые затем периодически удаляются промывками;
- 2) непрерывным удалением из котла небольшого количества воды с большой концентрацией примесей, т. е. с помощью непрерывной продувки котла.

Величина продувки котла обычно выражается в процентах к паропроизводительности:

$$p = \frac{D_{\text{пр}}}{D} \cdot 100\%,$$

где  $D_{\text{пр}}$  — расход продувочной воды, т/ч

$D$  — номинальная паропроизводительность котла, т/ч.

Расход питательной воды в котел при наличии продувки соответственно повышается:

$$D_{\text{п.в.}} = D + D_{\text{пр}}, \text{ т/ч.}$$

Солевой баланс котельного агрегата в самом общем случае может быть представлен следующим уравнением:

$$D_{\text{п.в.}} c_{\text{п.в.}} = D c_{\text{п}} + D_{\text{пр}} c_{\text{пр}} + D_{\text{отл}} c_{\text{отл}}, \text{ или} \\ (100 + p) c_{\text{п.в.}} = 100 c_{\text{п}} + p c_{\text{пр}} + (100 + p) c_{\text{отл}},$$

где  $c_{\text{п.в.}}$  — солесодержание питательной воды, мг/кг;

$c_{\text{п}}$  — солесодержание пара, мг/кг;

$c_{\text{пр}}$  — солесодержание продувочной воды, мг/кг;

$c_{\text{отл}}$  — количество веществ, отлагающееся на поверхностях нагрева котла, мг/кг.

В современных энергетических барабанных котельных агрегатах внутренние загрязнения совершенно недопустимы. Вывод примесей питательной воды производится с продувочной водой. Уравнение солевого баланса принимает вид:

$$(100 + p) c_{\text{п.в.}} = 100 c_{\text{п}} + p c_{\text{пр}}$$

При обычных схемах использования продувочной воды ее тепло примерно на 50% теряется, поэтому продувка котла приводит к снижению КПД установки. Кроме того, лишь 30-35% продувки в виде пара расширителей возвращается в цикл, и поэтому продувка котла увеличивает количество добавочной воды к турбинному конденсату.

Следовательно, водный режим барабанных котлов должен быть организован таким образом, чтобы продувка была небольшой.

В прямоточных (безсепараторных) котлах продувка отсутствует, расход питательной воды равен паропроизводительности котла и солевой баланс записывается следующим образом:

$$C_{п.в} = C_{п} + C_{отл.}$$

В этом случае нелетучие примеси, содержащиеся в питательной воде, образуют отложения на поверхностях нагрева или уносятся с паром.

В связи с тем, что допустимые солесодержания пара и количество отложений в прямоточном котле невелики, солесодержание питательной воды должно быть очень низким.

## 6.6 Ступенчатое испарение

Ступенчатое испарение - метод повышения чистоты пара, вырабатываемого барабанным котлом путем искусственного распределения солей и иных примесей в котловой воде.

Ступенчатое испарение основано на создании повышенной концентрации примесей в той части котла, откуда ведется его продувка, и понижения - в той части, где вырабатывается основное количество пара и откуда он уходит в пароперегреватель.

Водяной объем котла при ступенчатом испарении разделяют перегородками на несколько отсеков. Питательную воду непрерывно подают в отсек 1-й ступени, благодаря разности уровней между смежными отсеками котловая вода 1-й ступени перетекает через отверстия в перегородке в отсеки 2-й ступени, являясь для них питательной водой, и т.д.

Солесодержание котловой воды увеличивается в каждой последующей ступени испарения. Непрерывную продувку котла ведут на последней ступени. Обычно применяют двух- или трехступенчатое испарение, при этом солевые отсеки выполняют иногда в виде выносных циклонов. Длительная эксплуатация котлов, оборудованных устройствами ступенчатого испарения, показала значительное повышение качества пара.

С питательной водой в котёл поступают растворённые соли, которые при кипении накапливаются в ней.

Если  $C_{к.в.} > C_{к.в.}^{нак} \rightarrow$  соли Ca и Mg будут образовывать накипь на поверхности экранных труб ( $\uparrow \uparrow t_{стенки} \rightarrow$  разрыв), поэтому необходимо, чтобы всегда имело место неравенство  $C_{к.в.} < C_{к.в.}^{нак}$ , что достигается:

- 1) непрерывной продувкой (постоянный отвод части котловой воды с солями из системы).
- 2) периодической продувкой через 10–12 ч. из нижних коллекторов экранов отводится шлам.

Процент продувки  $P = \frac{D_{пр}}{D} \cdot 100\% = 1 \div 10\%$ , величину P определяют из солевого баланса:

$$\left. \begin{array}{l} D_{п.в.} \cdot C_{п.в.} = C_n \cdot D_n + C_{пр} \cdot D_{пр} \\ D_{п.в.} = D_n + D_{пр}. \end{array} \right\} P = \frac{C_{п.в.} - C_{п.}}{C_{пр} - C_{п.в.}} \cdot 100\%$$

Недостаток продувки:

потери теплоты с продувочной водой ( $\downarrow \Delta \eta_k \approx 0,5\%$ )

Пути снижения  $R$ :

- 1)  $\downarrow C_{п.в.}$  (на химводоочистке).
- 2) Вывод продувочной воды с максимальным содержанием.

Схема одноступенчатого испарения

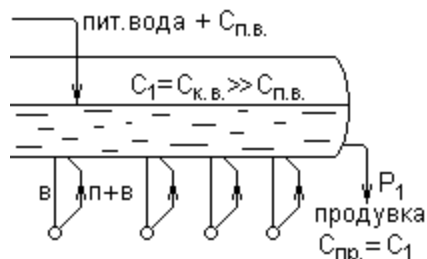
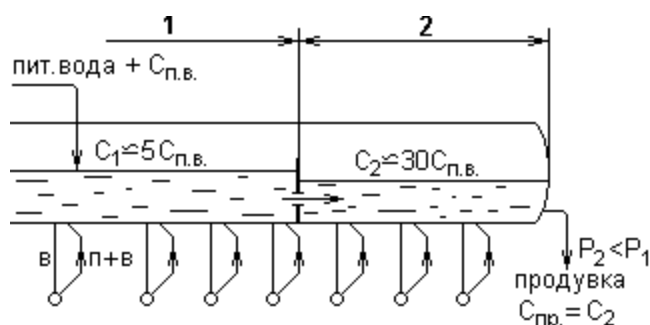
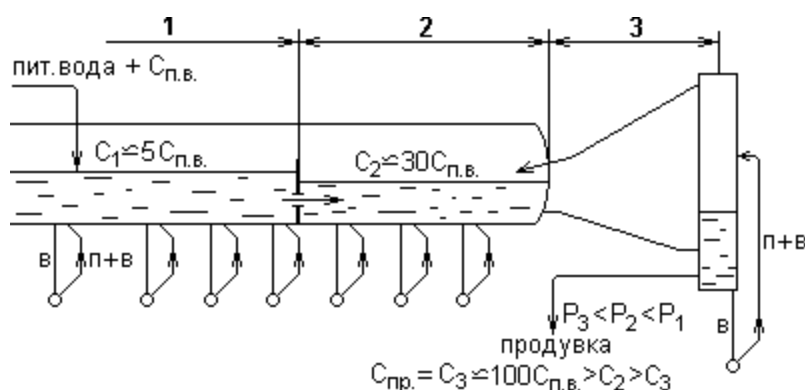


Схема двухступенчатого испарения



- 1 – первая ступень испарения (чистый отсек).
- 2 – вторая ступень испарения (солевой отсек).

Схема трёхступенчатого испарения



- 3 – третья ступень испарения (выносной циклон).

## 7. Профиль парогенератора. Компонковка и условия работы поверхностей нагрева.

### 7.1 Загрязнения поверхностей нагрева летучей золой.

Минеральная часть топлива в процессе сжигания превращается в шлак и золовые частицы. Поведение золовых частиц в газоходе и топке зависит от химического состава и физических свойств топлива (температура плавления, вязкость, коэффициент теплопроводности, и т.д.).



Легкоплавкие компоненты золы имеют температуру плавления  $t_{пл} = 700 - 850^{\circ}\text{C}$ . К ним относятся хлориды ( $\text{CaCl}_2, \text{NaCl}$ ), сульфаты ( $\text{Na}_2\text{SO}_4, \text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ ). В зоне высоких температур данные компоненты находятся в парообразном состоянии. При снижении температуры газов они могут конденсироваться на поверхности труб.

Среднеплавкие компоненты имеют температуру плавления  $900-1100^{\circ}\text{C}$ .

К ним относятся  $\text{FeS}$  (пирит),  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ,  $\text{K}_2\text{SO}_4$ . Данные компоненты образуют первичный липкий слой на экранах и ширмах, если их касается факел.

Тугоплавкие компоненты имеют температуру плавления  $1600-2800^{\circ}\text{C}$ .

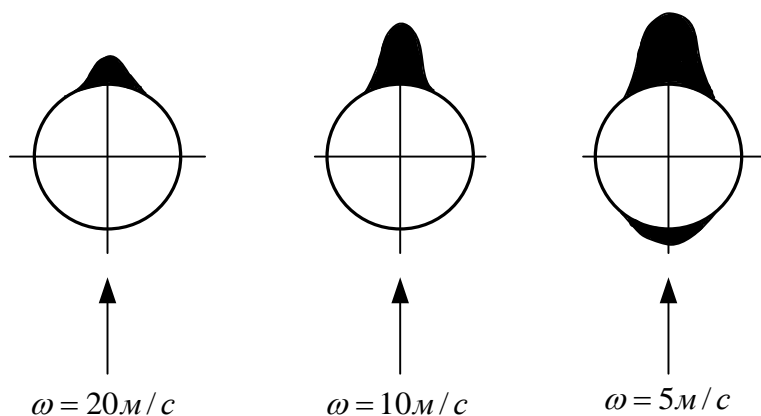
К ним относятся окислы кремния,  $\text{SiO}_2, \text{Al}_2\text{O}_3, \text{MgO}, \text{Fe}_2\text{O}_3$ . Эти компоненты проходят зону горения без изменения своего агрегатного состояния. Ввиду малых размеров частиц данных компонентов они, в основном, уносятся с золой.

В зоне температуры газов  $700-800^{\circ}\text{C}$  на поверхности труб конденсируются легкоплавкие соединения, образуя первичный липкий слой. На него налипают твердые частицы из среднеплавких и тугоплавких компонентов. Смесь затвердевает и образуется плотный первичный слой отложений, крепко сцепленный с поверхностью труб. Температура наружной поверхности слоя повышается, при этом конденсация прекращается. Далее на шероховатую наружную поверхность данного слоя попадают мелкие частицы тугоплавкой золы, образуя внешний сыпучий слой отложений.

В топочной камере в зоне контакта высокотемпературных газов с экранированными трубами могут появляться быстро нарастающие отложения из частиц золы и шлака, находящихся в размягченном или полужидком состоянии, которые затем охлаждаются и прочно схватываются с поверхностью труб. Имеет место процесс шлакования. Шлаковые наросты могут достигать веса нескольких тонн.

Особое внимание следует обратить на соединение окислов кальция в минеральной части топлива. При содержании  $\text{CaO} > 40\%$  (Березовские Б2) возникают неблагоприятные условия по загрязнению труб:  $2\text{CaO} + 2\text{SO}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CaSO}_4$  (гипс). Гипс является связующим и ведет к образованию плотных отложений, крепко связанных с поверхностью труб. Спекшиеся отложения могут перекрывать межтрубные промежутки величиной до 400мм. Горизонтальные и слабонаклонные трубы загрязняются сильнее, чем вертикальные.

В зоне температур газов  $\vartheta_r = 600 - 700^{\circ}\text{C}$  (конвективная шахта котла) наиболее распространены сыпучие отложения. Плотный подслой здесь отсутствует (конденсация паров щелочных металлов завершилась).



Сыпучие отложения образуются, в основном, на тыльной стороне труб по отношению к направлению движения потока газов. На лобовой части только при  $w \leq 5 \text{ м/с}$  и наличии в потоке тонкой летучей золы

На процесс образования сыпучих отложений оказывает влияние размер золовых частиц. По размеру частицы классифицируются на 3 группы:

1)  $\delta_3 < 10 \text{ мкм}$ . Данные частицы обладают минимальной инерцией, движутся по линиям тока. Следовательно, вероятность их осаждения невелика.

2)  $\delta_3 > 30 \text{ мкм}$ . Эти частицы обладают большой кинетической энергией, и при контакте с отложениями разрушает их.

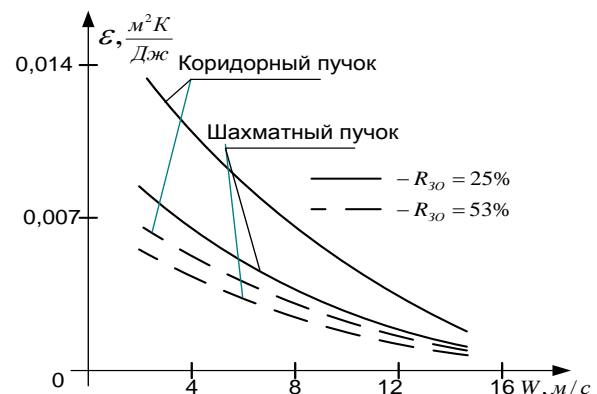
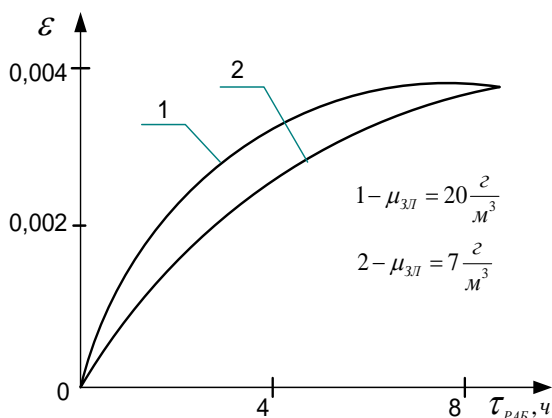
3)  $10 < \delta_3 < 30 \text{ мкм}$ . Данные частицы образуют основную часть сыпучих отложений.

Величина слоя отложений зависит от скорости оседания фракции третьей группы и скорости разрушения слоя крупными частицами второй группы.

Сыпучие отложения на поверхности труб ухудшают теплообмен, что учитывается коэффициентом загрязнения.

$$\varepsilon = \frac{\delta_3}{\lambda_3} = R_t$$

Величина сыпучих отложений определяется также расположением труб в пространстве (шахматное или коридорное -  $\varepsilon_{КОР} > \varepsilon_{ШАХ}$  в 1,7 – 3,5 раза) и практически не зависит от концентрации золовых частиц.



Разрушающее воздействие крупных частиц на слой пропорционально скорости потока в 3-й степени. При  $\omega_T = 3 - 4 \text{ м/с}$  загрязнение резко усиливается, поэтому при проектировании котлов  $\omega_T^{min}$  выбирается 5-6 м/с при  $D = 0,5 D_{ном}$ .

При сжигании мазутов и особенно высокосернистых мазутов на поверхности нагрева при  $\vartheta_T < 800^\circ C$  образуются липкие отложения из  $V_2 O_5$  и сульфитов.

Плотные отложения стекловидного характера имеют состав  $FeS, MgO, Na_2 O, CaO$ . Отложения имеют тенденцию к быстрому росту; снижению теплообмена; увеличению сопротивления газового тракта. В результате снижается КПД котла и снижается продолжительность работы котла между очистками. Соединения V и S имеют, кислую основу, поэтому добавки к мазуту щелочных соединений приведут к образованию более рыхлых отложений. Аналогичный эффект имеем при приближении коэффициента избытка воздуха в топке -  $\alpha_T \rightarrow 1$ .

## 7.2 Износ поверхности нагрева летучей золой

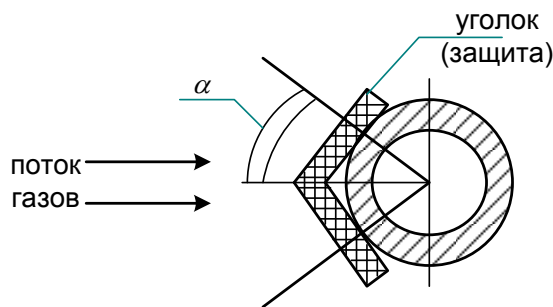
При работе котла на твердом топливе конвективные поверхности нагрева подвергаются износу под ударами твердых частиц, уносимых потоком газа. В результате этого стенка трубы становится тоньше, уменьшается прочность, что может привести к разрыву трубы.

Трубы изнашиваются неравномерно. Больше всего истираются трубы крайних змеевиков, прямые участки труб, отходящих от коллектора, места изгиба труб и др. Все места интенсивного износа характеризуются повышенной местной скоростью потока. Величина износа зависит от концентрации и абразивных свойств уноса (зола, несгоревшего углерода) и режима эксплуатации. Наибольшему износу подвергаются шахматные пучки, причем второй ряд изнашивается в среднем в 1,5 раза сильнее, чем остальные ряды. В коридорных участках износ меньше, поскольку трубы, начиная со второго ряда, находятся в аэродинамической тени. При движении газа внутри труб, как это имеет место, например, в воздухоподогревателе, наибольшему износу подвергаются входные участки труб примерно на длине 300 - 400 мм. На начальном участке режим движения неупорядочен, вероятность ударов твердых частиц о стенку трубы выше. При дальнейшем опускном движении потока в трубах твердые частицы движутся преимущественно в центре. Поэтому здесь вероятность удара твердых частиц о поверхность уменьшается.

В зависимости от угла, под которым поверхность встречается с набегающей струей запыленных газов, различают прямые и косые удары. Угол между осью потока и касательной к поверхности называют углом атаки. При угле атаки в  $90^\circ$  имеет место прямой, а при угле, меньшем  $90^\circ$  - косой или скользящий, удар.

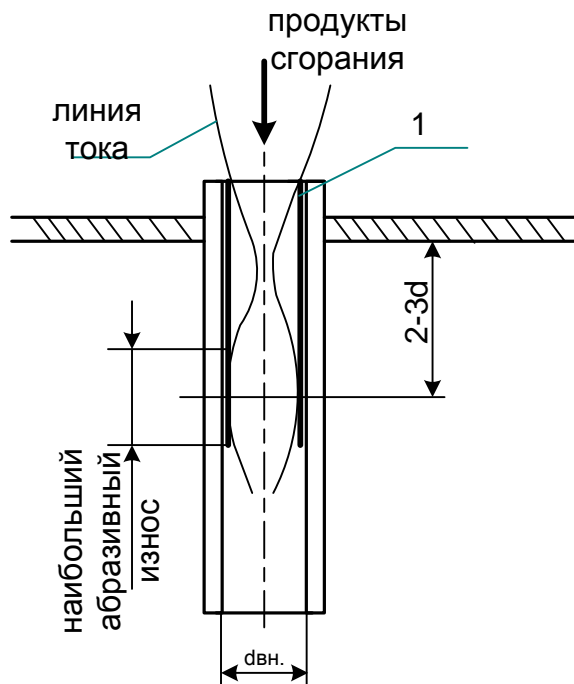
Труба, находящаяся под действием запыленного потока, теряет свою первоначальную форму вследствие образования поверхностей износа. Максимальная величина износа трубы отвечает углу атаки  $45^\circ$ , причем характер износа остается одним и тем же при изменении скорости газа.

Интенсивность абразивного износа усиливается при снижении  $\vartheta_T < 800^\circ\text{C}$ , т.к. золовые частицы затвердевают и теряют свою пластичность.



При поперечном омывании труб, абразивному износу подвергается поверхность трубы под углом  $\alpha = 40 - 50^\circ$  к направлению потока газов.

При продольном омывании труб наиболее интенсивному абразивному износу подвергается участок, находящийся на расстоянии от входа  $2-3d_{\text{вн}}$ .



Для защиты в данном случае могут использоваться цилиндрические вставки, которые могут заменяться по мере износа (1).

Допустимой считается величина абразивного износа не превышающая 0,2 мм в год. Здесь время нормальной работы трубы составляет около 10 лет.

*Меры снижения абразивного износа.*

1. Ограничение скорости дымовых газов для топлив с абразивной золой;
2. Установка сменных защитных устройств, манжет, накладок, листов и т.д. в местах наиболее подверженных абразивному износу;
3. Установка сменных вставок.

### 7.3 Коррозия поверхностей нагрева со стороны греющих газов

#### *Газовая коррозия труб и окалинообразование.*

Поверхности нагрева омываются высокотемпературными газами и подвергаются газовой коррозии (окалинообразованию).



При  $t > 500^{\circ}\text{C}$  З.О.П. не держится и начинается газовая коррозия.

Это характерно для Ст10 и Ст20.

Для повышения окалиностойкости и прочности металла в него добавляют легаты: (хром (Х), молибден (Мо), ванадий (Ф), никель (Н), титан (Т), марганец (Г), кремний (С)).

Х, Мо, Т – для повышения жаропрочности и окалиностойкости.

Г, С – для повышения механической прочности.

#### *Высокотемпературная сернистая коррозия.*

Возникает в ядре факела (на топочных экранах) при сжигании твердых топлив с малым выходом летучих и сернистого мазута.

Основным коррозионно-активным компонентом является сероводород ( $H_2S$ ). Наиболее подвержены этой коррозии топочные экраны с набросом факела. Причина - местное (локальное) снижение коэффициента избытка воздуха ( $\alpha$ ) (восстановительная зона) при быстром росте температуры ( $1500^\circ C$ ) не позволяет сгореть  $H_2S$ . При концентрации  $H_2S = 0,04-0,07\%$  скорость коррозии повышается примерно в 10 раз.

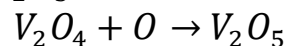
Первичный продукт коррозии  $FeS \rightarrow$  в сульфат железа ( $FeSO_4$ ), который отслаивается от стенки трубы и дает место дальнейшему протеканию процесса. Скорость сернистой высокотемпературной коррозии может достигать 3-4 мм в год.

#### **Меры борьбы:**

1. максимально возможная равномерность раздачи топлива и воздуха по горелкам, для того, чтобы обеспечить  $\alpha > 1$  (окислительную среду), где  $H_2S$  быстро сгорит;
2. исключение касания факелом топочных экранов.

#### **Высокотемпературная ванадиевая коррозия.**

Характерна для труб конвективного пароперегревателя. Происходит при сжигании мазута, когда температура стенки ( $t_{CT}$ ) превышает  $610^\circ C$ . В золе высокосернистого мазута содержится оксид  $V_2O_4$ , который в присутствии и других компонентов в золе переходит в  $V_2O_5$



$V_2O_5$  - образует ванадат натрия ( $5V_2O_5 \times Na_2O \times V_2O_4$ ) с температурой плавления  $t_{пл} \approx 600^\circ C$ .

Данное соединение образует жидкую агрессивную пленку на поверхности труб из углеродистой и слаболегированной аустенитной стали и разрушает металл.

Данной коррозии подвергаются крепежные детали, которые не имеют охлаждения. Коррозия эта усиливается при наличии в потоке окислов серы:  $SO_2, SO_3$ .

Наиболее опасен для металла пиросульфат натрия  $Na_2S_2O_7$ , который в сочетании с  $V_2O_5$  создает повышенную агрессивность газов при температуре около  $600^\circ C$ . Максимальная скорость данной коррозии наблюдается при температуре  $t_{CT} = 700 - 750^\circ C$ , которая характерна для неохлаждаемых крепежных деталей.

#### **Меры борьбы с ванадиевой коррозией:**

1. снижение  $\alpha_T$ , чтобы избежать образования  $V_2O_5$ ;
2. введение в топку щелочных присадок, например  $MgCl_2$  в количестве  $0,6-0,8 \frac{кг}{т_{МАЗУТА}}$ , которые частично связывают  $V_2O_5$ ;
3. выделение из мазута в процессе его подготовки ванадия и натрия;
4. снижение  $t_{CT}$  до температуры ниже  $600^\circ C$ . Температура перегрева с учетом тепловой разверки не должна превышать  $550-545^\circ C$ .

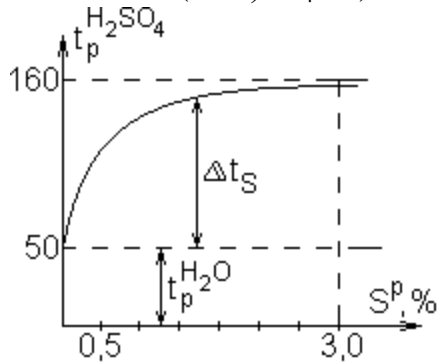
#### **Низкотемпературная коррозия ВЗП.**

В продуктах сгорания содержатся водяные пары температура точки росы которых зависит от их парциального давления:

$t_p^{H_2O} = f\left(\frac{V_{H_2O}}{V_{сух.т.} + V_{H_2O}}\right) = f(W^P, \alpha_{yx}) = 40 \div 65^\circ\text{C}$ . Если  $t_{ст}^{взн} < t_p^{H_2O}$ , то  $H_2O$  конденсируется, при

этом плёнка воды способствует доставке кислорода ( $Fe + O_2 \rightarrow Fe_2O_3$ ).

Присутствие серы в топливе повышает температуру точки росы ( $S + O_2 \rightarrow SO_2$  и  $\sim 5\% SO_2$  взаимодействует с кислородом  $SO_2 + O \rightarrow SO_3$  (при  $t > 1300^\circ\text{C}$ )  $\rightarrow SO_3 + H_2O \rightarrow H_2SO_4 \uparrow$ , но если  $t_{ст}^{взн} < t_p^{H_2SO_4} = 120 \div 160^\circ\text{C}$ , то будет сернокислотная коррозия  $Fe + H_2SO_4 \rightarrow Fe_2(SO_4) + \uparrow H_2$ ).



$$t_p^{H_2SO_4} = f(S^P) \equiv f(SO_3)$$

$$t_p^{H_2SO_4} = t_p^{H_2SO_4} + \Delta t_s$$

### *Методы борьбы с низкотемпературной коррозией:*

1. уменьшение  $\alpha_T$  (наддув).
2. удаление S из топлива и связывание  $SO_2$  в дымовых газах.
3. топочный режим (затянутый процесс горения снижает концентрацию  $SO_3$  за топкой);
4. коррозионно-стойкий материал (эмалевое покрытие, стекло, керамика);
5. увеличение температуры металла ( $t_{CT}$ ) выше температуры точки росы (подогрев воздуха на входе в воздухоподогреватель в паровом калорифере или рециркуляцией горячего воздуха).

## **7.4 Металлы котлостроения и расчет прочности основных элементов котлов**

В зависимости от условий эксплуатации в качестве котельной стали используются:

- углеродистая сталь низколегированная;
- легированная сталь перлитного и аустенитного классов.

### 1) Барабаны котлов.

$P < 100$  атм (15К, 20К) – низколегированная сталь,  $Mn < 0,9\%$ .

$P > 100$  атм (16ГНМ, 16ГС –  $C = 0,16\%$ ,  $Mn > 0,9\%$ ,  $Ni > 0,7\%$ ,  $Mo < 1\%$ ).

### 2) Поверхности нагрева.

- экономайзер, топочные экраны и перегреватель (с  $t_{не} < 400^\circ\text{C}$ ) – Ст10, Ст20.
- перегреватель с  $t_{не} = 400 \div 500^\circ\text{C}$  – 12Х1МФ ( $C = 0,12\%$ ,  $Cr > 1 \approx 1,2\%$ ,  $Mo \approx 0,55\%$ ,  $V \approx 0,35\%$ ).
- перегреватель с  $t_{не} = 545 \div 560^\circ\text{C}$  – высоколегированный, Х18Н12Т ( $C$  очень мало,  $Cr = 18\%$ ,  $Ni = 12\%$ ,  $T \approx 0,5\%$ ).
- воздухоподогреватель и каркас котла (работают при  $P = 1$  атм и  $t < 400^\circ\text{C}$ ) – Ст3 (самая дешёвая сталь).

Стали листовые для котлов и сосудов, работающих под давлением, применяют для изготовления паровых котлов, судовых топок, камер горения газовых турбин и других деталей. Они должны работать при переменных давлениях и температуре до 450°С.

Кроме того, котельная сталь должна хорошо свариваться. Для получения таких свойств в углеродистую сталь вводят технологическую добавку (титан) и дополнительно раскисляют ее алюминием. Выпускают следующие марки углеродистой котельной стали 12К, 15К, 20К, 22К, 25К (22К-для высокого давления 60-125 атмосфер, остальные-для P<60 атмосфер) с содержанием в них углерода от 0,08 до 0,25%. Эти стали поставляют в виде листов с толщиной до 200 мм и поковок в состоянии после нормализации и отпуска.

В котлах сверхвысоких параметров (P>125 атмосфер) применяется сталь 16ГНМ.

Широко применяются в котлостроении *чугуны*, но только для изготовления деталей, не подверженных значительному давлению среды.

Например, *ковкий чугун* марок КЧ 30 – 6, КЧ – 37 – 12 или КЧ 60 – 3. Котлы из этого ковкого чугуна используют при производстве пароводяной арматуры с давлением среды до 4 МПа и температурой до 300 °С. Высокопрочный чугун применяют вместо стали или ковкого чугуна для изготовления ответственных деталей.

Легированный чугун применяют для отливок повышенной жаропрочности: паровые котлы, работающие при высоких температурах топочных газов, не находящихся под давлением.

Обозначение основных материалов, применяемых в котлостроении:

М – молибден, Х – хром, Н – никель, В – вольфрам, Ю – алюминий, Ф – ванадий, Г – марганец, Ц – кремний, Б – ниобий, Т – титан, Д – медь.

Пример: нержавейка - X18H10T – 0,1% углерода(С) (содержание углерода указывается перед всей маркировкой), ≈18% хрома, ≈10% никеля, <1% титана.

Чем выше содержание углерода – тем выше прочность, но меньше пластичность, что существенно ухудшает качество сварных соединений из-за воздушной закалки стали, поэтому содержание углерода в сталях для котлостроения ограничивается: C≤0,25%.

Фосфор способствует возникновению хладноломкости – резкое уменьшение ударной вязкости стали при комнатных температурах и ниже. Содержание фосфора(P) не должно превышать 0,045%.

Сера(S) способствует возникновению красноломкости – хрупкое разрушение стали при t=800-1200 °С. Красноломкость возникает в результате выделения легкоплавкой эфететики и ослабление связи между зёрнами.

Содержание серы должно находиться в пределах (0,03-0,045)%.

Определение толщины стенки труб:

$$S = \frac{P \cdot D_n}{2 \cdot f \cdot [\sigma] \pm P} + C,$$

где S-толщина стенки(мм),

P-давление(МПа),

D<sub>n</sub>-наружный диаметр (мм),

C-прибавка к расчетной толщине (по нормам расчета, мм),

f-коэффициент прочности(обычно f=1),

$[\sigma]$ - номинальное допустимое напряжение, МПа.  
 в знаменателе: + для наружной, - для внутренней стенок.

## 7.5 Парогенерирующие поверхности нагрева котлов

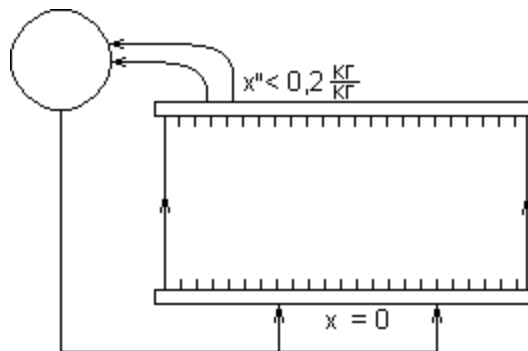
Поверхностями нагрева называются части котла, в которых обогреваемая среда (пар, вода, воздух) получает теплоту за счет охлаждения продуктов сгорания топлива. К ним условно относят и все подводящие и отводящие трубы, раздающие и собирающие камеры (коллекторы) и другие элементы, разграничивающие указанные части между собой, а также опоры и крепления труб.

По стадиям процесса генерации (производства) пара различают поверхности нагрева водоподогревательные, испарительные (парогенерирующие) и пароперегревательные (первичный и промежуточный пароперегреватели).

Парогенерирующие (испарительные) поверхности нагрева отличаются друг от друга в котлах различных систем, но, как правило, располагаются в основном в топочной камере и воспринимают теплоту излучения. Это – экранные трубы, а также устанавливаемый на выходе из топки небольших котлов конвективный пучок труб.

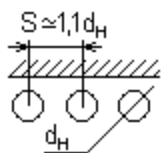
Экраны котлов с естественной циркуляцией, работающих под разрежением в топке, выполняются из гладких труб с внутренним диаметром 40 - 80 мм. Экраны представляют собой ряд параллельно включенных вертикальных подъемных труб, соединенных между собой коллекторами. Зазор между трубами обычно составляет 4 - 6 мм. Размеры топки и величину поверхности экранов рассчитывают таким образом, чтобы на выходе из топки температура продуктов сгорания не превышала температуру размягчения золы, иначе зола будет прилипать к деталям котла, расположенным за топкой, и забьет («зашлакует») путь для прохода дымовых газов.

Топочные экраны – это секции из параллельно включённых труб, покрывающих стены топки.



Типы экранов:

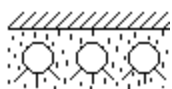
1) Гладкотрубный:



$d \times \delta = 60 \times 3$  мм. В России обычно используют сталь Ст 20.

Применяют в котлах малой и средней мощности.

2) Шиповой:



К трубам привариваются (перпендикулярно осям) прутки (шпы  $d_{ш} = 10$  мм,  $h_{ш} = 25$  мм). Применяют в топках с жидким шлакоудалением

для ускорения воспламенения топлива и улучшения вывода шлака в чистом виде.



### 3) Газоплотный (из плавниковых труб):



Такие экраны непроницаемы для газов ( $\Delta\alpha = 0$ ).

Преимущества:

повышается тепловосприятие экранов и отсутствуют присосы в топку.

Пароперегреватели. Пароперегреватель предназначен для повышения температуры пара, поступающего из испарительной системы котла до значения, требуемого по условиям работы потребителя. Его трубы (диаметром 22 - 54 мм) могут располагаться на стенах или потолке топки и воспринимать теплоту излучением – радиационный пароперегреватель либо в основном конвекцией – конвективный пароперегреватель. В этом случае трубы пароперегревателя располагаются в горизонтальном газоходе или в начале конвективной шахты.

## 7.6 Пароперегреватели котлов

Пароперегреватель – устройство, предназначенное для перегрева пара, то есть повышения его температуры выше точки насыщения. Использование перегретого пара позволяет значительно поднять эффективность термодинамического цикла.

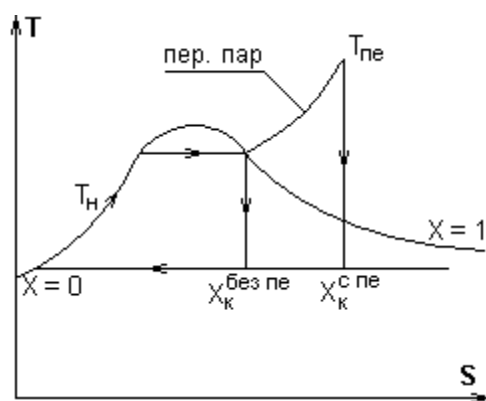
Пароперегреватель представляет собой систему трубчатых каналов, проходящих через топку. Для того, чтобы уменьшить отложения накипи на стенках, пароперегреватели подключаются к системе после паросепараторов, отделяющих мелкие капли воды. Образование накипи приводит к увеличению теплового сопротивления стенок каналов, что, в свою очередь, приводит к перегреву и выгоранию элементов пароперегревателя.

Служат для нагрева пара от температуры насыщения до требуемой температуры ( $t_n = 200 \div 340^\circ\text{C}$ ,  $t_{пе} = 440 \div 545^\circ\text{C}$ ).

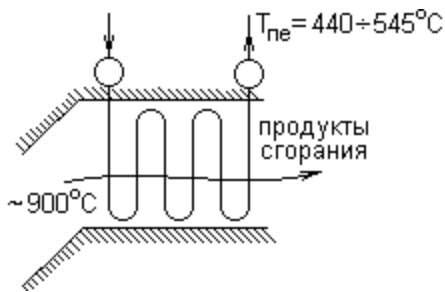
Перегрев необходим по следующим причинам:

1) Повышается КПД теплоэнергетической установки в целом и, как следствие, снижается расход топлива.

2) Повышается надёжность работы турбины в связи с повышением степени влажности пара на выходе:



*Конвективный пароперегреватель.*

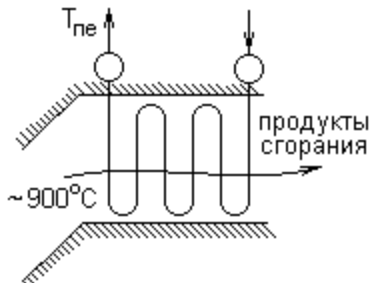


Прямоточная схема:

$$d_{тр} = 32 - 38 - 42 \text{ мм.}$$

$$\delta_{ст} = 3 - 5 \text{ мм.}$$

$$\Delta t_{прям} = \min \Rightarrow H_{прям} = \max.$$

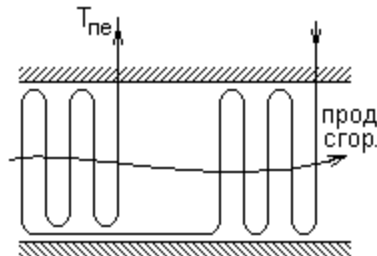


Противоточная схема:

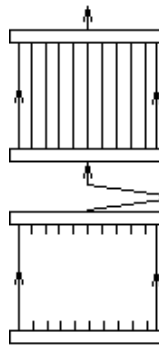
$$\Delta t_{прот} = \max \Rightarrow H_{прот} = \min.$$

Недостаток: пережог выходных петель ( $t_{ст} = t_{п} + \frac{q}{\alpha_2} \Rightarrow 1$ -ые петли получают  $t_{ст} \uparrow \uparrow = t_{п} \uparrow + \frac{q}{\alpha_2} \uparrow \rightarrow$  разрыв).

Недостатки предыдущих схем устраняет смешанная схема движения:



Для снижения тепловой разверки пароперегреватель делят на секции и осуществляют переброс пара:



Для повышения компактности змеевики уплотняют и сдваивают:



Для защиты от пережога необходима высокая скорость пара:  $\uparrow W_{\text{п}} \approx 25$  м/с т.к.  $\alpha_2 \uparrow (\downarrow t_{\text{cm}}^{\text{не}}) \sim W_{\text{п}}^{0,6}$ .

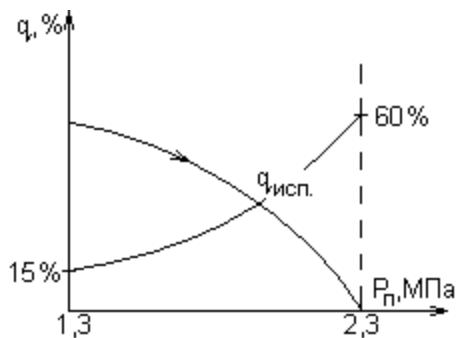
Если  $t_{\text{пе}} < 400^\circ\text{C}$  используют Ст20.

При  $t_{\text{пе}} = 410 \div 510^\circ\text{C} \rightarrow 12\text{X1MФ}$ .

Недостатки конвективного пароперегревателя:

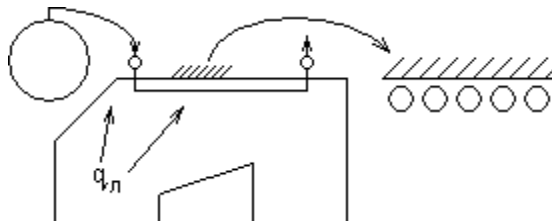
- $\uparrow \Delta P_{\text{п}} \approx 10\% P_{\text{б}}$ .
- Высокое сопротивление прохода по газам.

### *Радиационный пароперегреватель.*

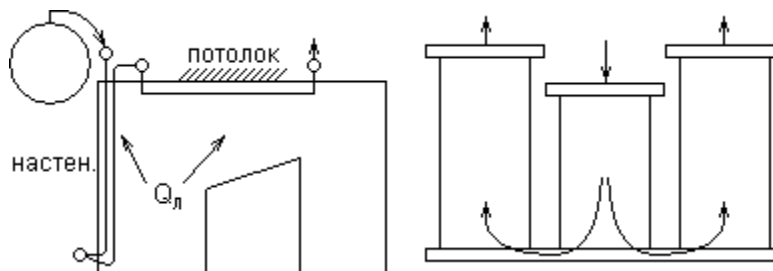


с  $\uparrow P_{\text{пара}} \rightarrow \uparrow q_{\text{исп}}$  и  $\downarrow q_{\text{пе}} \Rightarrow$  с ростом  $P$  роль пароперегревающих поверхностей в котле растёт и в топке вместо части экранов устанавливают радиационный перегреватель.

а)  $P_{\text{п}} < 10$  МПа



б)  $P_{\text{п}} \geq 14$  МПа



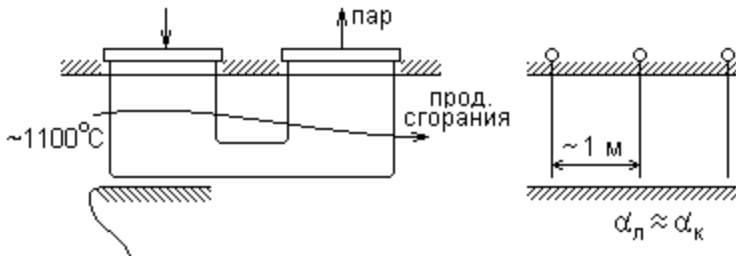
Для снижения  $t_{\text{ст}}$ :

- Радиационный перегреватель расхолаживают холодным насыщенным паром.
- Скорость пара  $\sim 35$  м/с.

Достоинства:

- $\Delta P_{\text{п}} < 0,3$  МПа.
- $\Delta P_{\text{г}} = 0$

### Ширмовый перегреватель.



#### Достоинства:

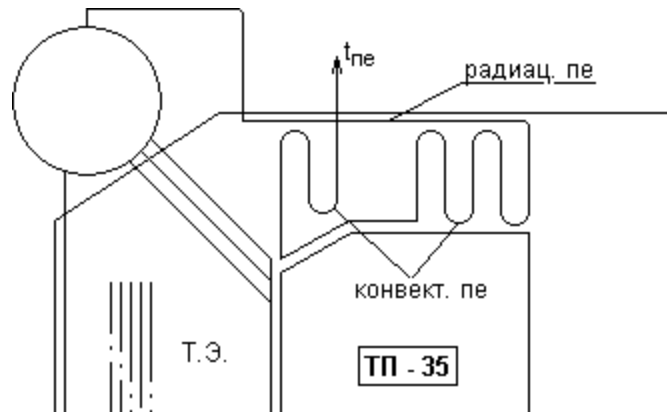
- Высокое тепловосприятие  $\uparrow q \approx 60\% q_{пе}^{общ}$ .
- Снижается шлаковка перегревателя.

шлаковка

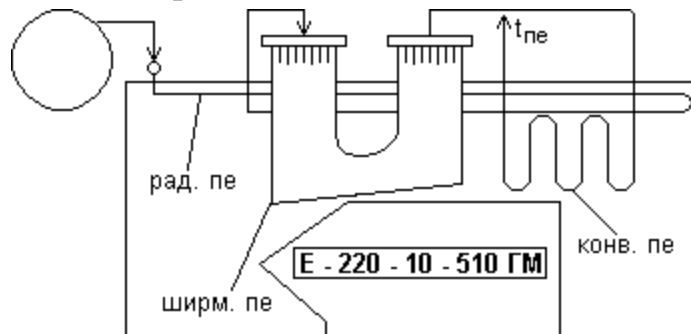
### Общая компоновка перегревателя.

Зависит от выходного давления пара.

а)  $P = 4 \text{ МПа}$ ,  $t_{пе} = 440^\circ\text{C}$ ,  $q_{пе} \approx 20\%$



б)  $P = 10 \text{ МПа}$ ,  $t_{пе} = 510^\circ\text{C}$ ,  $q_{пе} \approx 30\%$

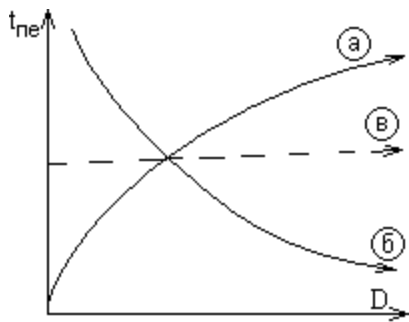


## 7.7 Устройства для регулирования температуры перегретого пара.

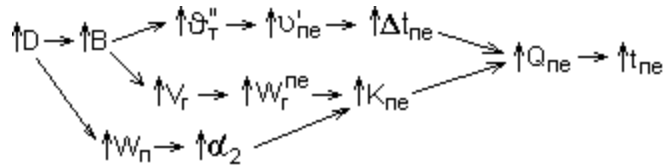
### Факторы, влияющие на $t_{пе}$ .

$t_{пе}$  зависит:

1) от  $D$ :



а) конвективный:



б) радиационный:  $\uparrow D \rightarrow \uparrow V \rightarrow \text{но } T_{\phi}^{max} \approx \text{const} (T_{\phi} = f(Q_H^P)) \rightarrow Q_{л} \sim T_{\phi}^4 \approx \text{const} \rightarrow \downarrow \frac{Q_{л}}{D} \rightarrow \downarrow t_{ne}$ .

в) комбинированный.

2) от  $t_{п.в.}$ : при  $\downarrow t_{п.в.}$  необходимо увеличивать  $V$  (для догрева воды до  $t_{нас}$ )  $\rightarrow V_{\Gamma} \rightarrow \uparrow W_2^{ne} \rightarrow \uparrow K_{ne} \rightarrow \uparrow t_{ne}$ .

3) от  $\alpha_T$  (коэффициент избытка воздуха):  $\uparrow \alpha_T \rightarrow \uparrow V_{\Gamma} \rightarrow \uparrow W_2^{ne} \rightarrow \uparrow t_{ne}$ .

4) от  $W^p$ :  $\uparrow W^p \rightarrow \uparrow V_{H_2O} \rightarrow \uparrow V_{\Gamma} \rightarrow \uparrow W^{ne} \rightarrow \uparrow t_{ne}$ .

5) от  $\psi_{экр}$  (загрязнения):  $\downarrow \psi_{экр} \rightarrow \downarrow Q_{л} \rightarrow \uparrow \vartheta_T'' \rightarrow \uparrow \vartheta_{ne}' \rightarrow \uparrow \Delta t_{ne} \rightarrow \uparrow t_{ne}$ .

б) от загрязнения перегревателя:  $\downarrow \psi_{ne} \rightarrow \downarrow Q_{ne} \rightarrow \downarrow t_{ne}$ .

По правилам технической эксплуатации  $t_{ne} = t_{ne}^{ном} \pm 5^{\circ}C$ .

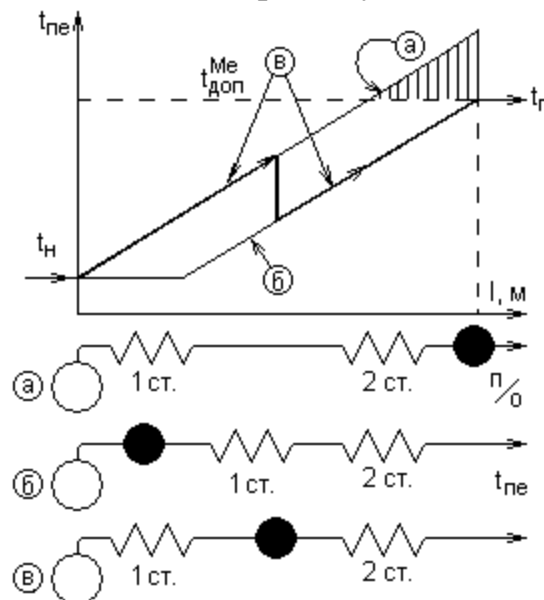
### Паровое регулирование $t_{ne}$ (пароохладителями).

пароохладители устанавливаются:

а) за перегревателем (пережог выходных петель).

б) до перегревателя (высокая инерционность).

в) в рассечку (устраняет недостатки предыдущих схем включения).



### Поверхностный пароохладитель.

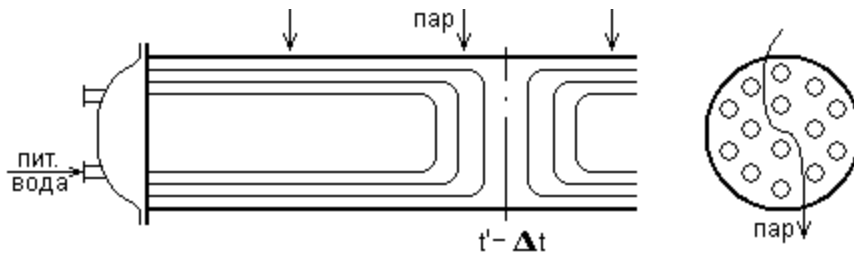
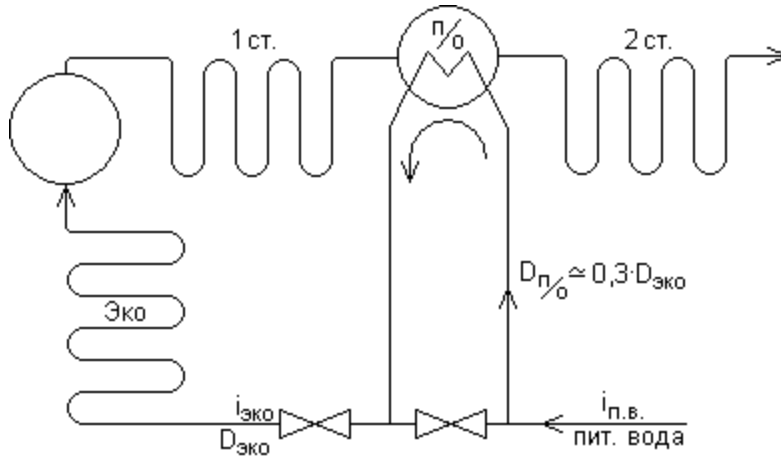


Схема включения в перегреватель:



$$i'_{\text{ЭК}} = i_{\text{п.в.}} + \Delta i_{n/o},$$

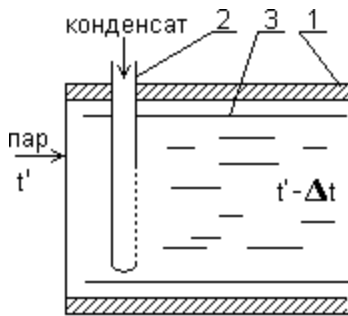
$$\Delta i_{n/o} = 10 \div 20 \text{ ккал/кг.}$$

Их выполняют сдвоенными и за пределами газохода.

Недостаток: высокая инерционность.

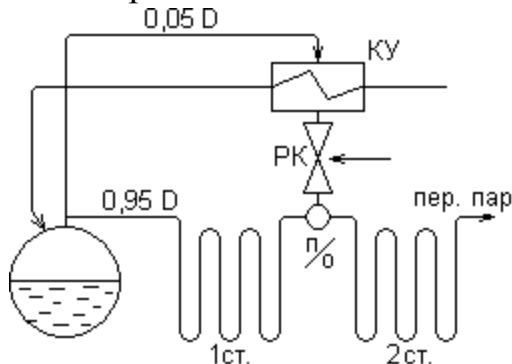
Применяют в котлах малой и средней мощности.

### **Впрыскивающий пароохладитель.**



- 1 – коллектор.
  - 2 – распылитель.
  - 3 – «рубашка» (тонкостенный цилиндр для защиты коллектора от образования трещин).
- $d_k \approx 0,3 \text{ м, } l_k = 6 \div 8 \text{ м.}$

За счёт расхода части теплоты на нагрев и испарение капель, температура пара снижается.



КУ – конденсационная установка.

РК – регулировочный клапан.

Достоинство: малая инерционность.

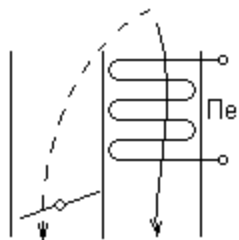
Применяют в котлах малой мощности.

## Газовое регулирование $t_{ne}$

Осуществляется за счёт изменения степени расхолаживания газов.

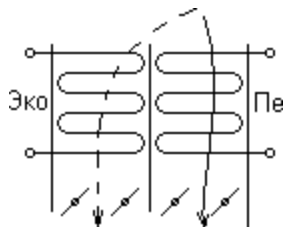
### 1) Байпасирование газов.

а) через холостой газоход.

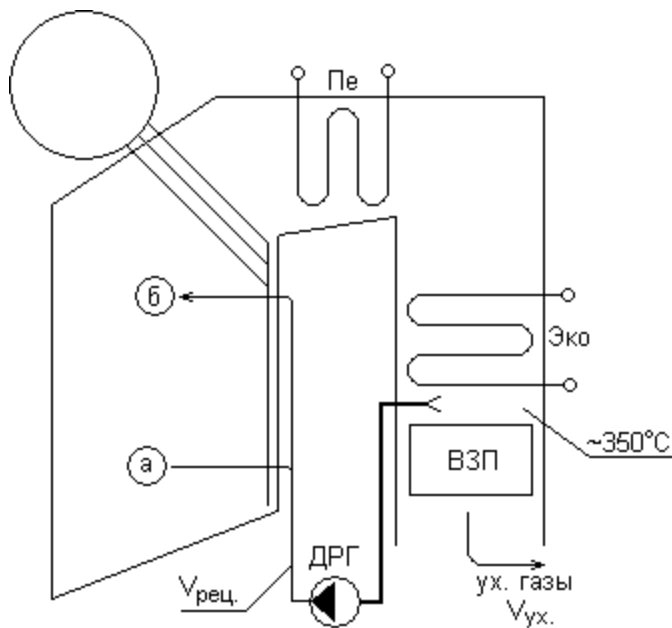


$$\text{при } \downarrow V_{\Gamma} \rightarrow \downarrow W_2^{ne} \rightarrow \downarrow k_{пе} \rightarrow \downarrow Q_{пе} \rightarrow \downarrow t_{пе}.$$

б) через газоход с поверхностями.



### 2) Рециркуляция продуктов сгорания.

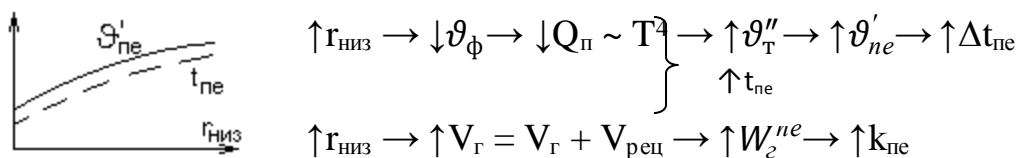


ДРГ – дымосос рециркуляции газов.

$$\text{В точке ввода газов: } \vartheta_{\Gamma}^{\text{рец}} = \frac{\vartheta_{\Gamma}^{\text{без рец}}}{1+r},$$

где  $r = \frac{V_{\text{рец}}}{V_{\text{ух}}} = 5 \div 25\%$  – доля рециркуляционных газов.

а) рециркуляция вниз топки.



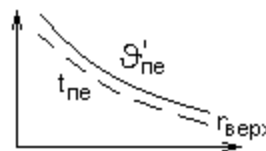
Применяют при пониженных нагрузках котла.

### б) рециркуляция вверх топки.

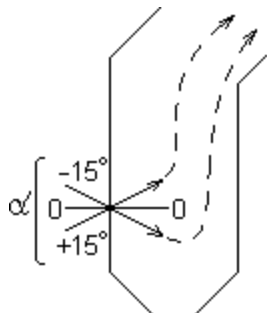
$\uparrow r_{\text{верх}} \rightarrow \downarrow \vartheta''_{\text{T}} \rightarrow \downarrow \vartheta'_{\text{не}} \rightarrow \downarrow \Delta t_{\text{пе}} \rightarrow \downarrow Q_{\text{пе}} \rightarrow \downarrow t_{\text{пе}}$

Применяют:

- при повышенной нагрузке котла  $(0,9 \div 1) D_{\text{ном}}$ .
- для снижения шлакования поверхностей на выходе из топки.



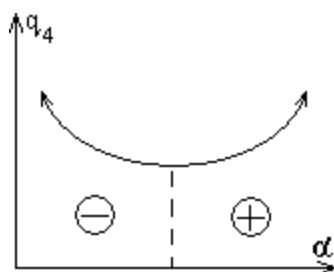
### 3) Поворотными горелками.



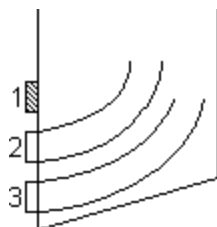
$+15^\circ \rightarrow \downarrow \tau_{\text{пребывания газов}} \rightarrow \downarrow Q_{\text{л}} \rightarrow \uparrow \vartheta''_{\text{T}} \rightarrow \uparrow \vartheta'_{\text{не}} \rightarrow \uparrow t_{\text{пе}}$

$-15^\circ \rightarrow \uparrow \tau_{\text{пребывания газов}} \rightarrow \uparrow Q_{\text{л}} \rightarrow \downarrow \vartheta''_{\text{T}} \rightarrow \downarrow \vartheta'_{\text{не}} \rightarrow \downarrow t_{\text{пе}}$

Недостаток: изменение  $q_4$ .



### 4) Переключение ярусов горелок.



$\downarrow \vartheta''_{\text{T}} \rightarrow \downarrow \vartheta'_{\text{не}} \rightarrow \downarrow t_{\text{пе}}$

$\uparrow \vartheta''_{\text{T}} \rightarrow \uparrow \vartheta'_{\text{не}} \rightarrow \uparrow t_{\text{пе}}$

Недостаток: повышение числа горелок.

## 7.8 Водяной экономайзер

Водяной экономайзер - элемент котлоагрегата, теплообменный аппарат, в котором питательная вода перед подачей в котел подогревается уходящими газами.

Водяной экономайзер выполняют в виде чугунных, стальных гладкотрубных и оребренных труб. Для работы при давлении до 2,3 МПа и температуре питательной воды ниже температуры точки росы дымовых газов или недеаэрированной воды водяной экономайзер изготавливают из гладких или ребристых чугунных труб.

Поверхность нагрева в этом случае образована из оребренных труб, соединенных в змеевики гладкотрубными V-образными калачами для перепуска воды, обычно вынесенными из зоны непосредственного обогрева продуктами сгорания за обмуровку котлов, что обеспечивает удобство ремонта и повышает надежность работы водяного экономайзера.



Однако ребристая поверхность более чувствительна к внешнему загрязнению. В стальных гладкотрубных водяных экономайзерах поверхность нагрева выполняют из параллельно включенных змеевиков, с небольшим внутренним диаметром, расположенных в шахматном порядке. Входные и выходные концы змеевиков объединяют в коллекторы, находящиеся на стенках конвективного газохода. По ходу газов водяной экономайзер разбит на пакеты высотой 1 – 1,5 м. Плоскость змеевиков может располагаться параллельно или перпендикулярно задней стенке газохода. Схема расположения змеевиков должна обеспечить требуемую скорость движения воды.

Для повышения эффективности поверхностей нагрева применяют водяной экономайзер из стальных оребренных труб. По уровню нагрева воды водяные экономайзеры бывают кипящего и некипящего типов. В последних закипание воды недопустимо, так как может привести к образованию паровых пробок. В водяном экономайзере кипящего типа до 20 – 25% всей воды испаряется. По высоте водяные экономайзеры делят на отдельные пакеты с проемами между ними, вследствие чего облегчается его очистка от золы.

В проемах, кроме того, выравнивается газовый поток, что способствует более полному омыванию водяного экономайзера дымовыми газами. С целью равномерного распределения воды по змеевикам и предотвращения образования паровых пробок скорость входа воды в змеевики должна быть не менее 0,5 м/с при полной нагрузке.

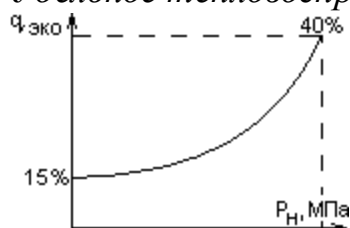
Температура нагрева воды в водяном экономайзере определяется рабочим давлением и типом экономайзера (кипящий или некипящий). В теплофикационных водяных экономайзерах нагреваемая вода затем используется для целей теплофикации. В старых котельных с низким кпд вследствие высокой температуры уходящих газов иногда устанавливают групповые теплофикационные водяные экономайзеры, повышающие кпд котельной.

*Основное предназначение экономайзера:*

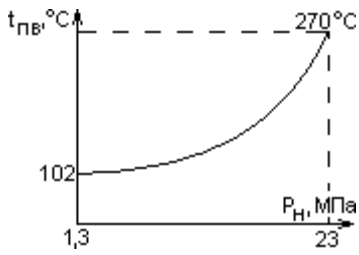
- 1) Нагрев воды до температуры  $t'_{эк} \approx t_{нас}$ .
- 2) Снижение потерь теплоты с уходящими газами ( $q_2$ ).

*Тепловосприятие  $Q_{эко} = (10 \div 20)\% Q_p^p$ .*

*Удельное тепловосприятие:*



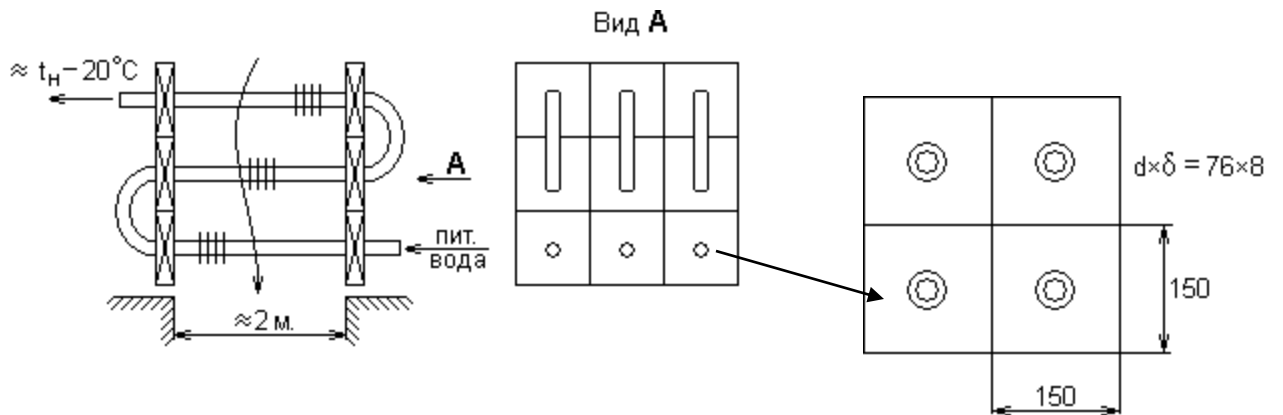
с ростом  $P_n \rightarrow \uparrow t_{п.воды}$ .



*Экономайзеры:*

- 1) некипящий  $t''_{\text{ЭК}} < t_{\text{Н}}, x'' = 0$
- 2) кипящий  $t''_{\text{ЭК}} = t_{\text{Н}}, x'' < 20\%$ .

### *Чугунный ребристый экономайзер.*



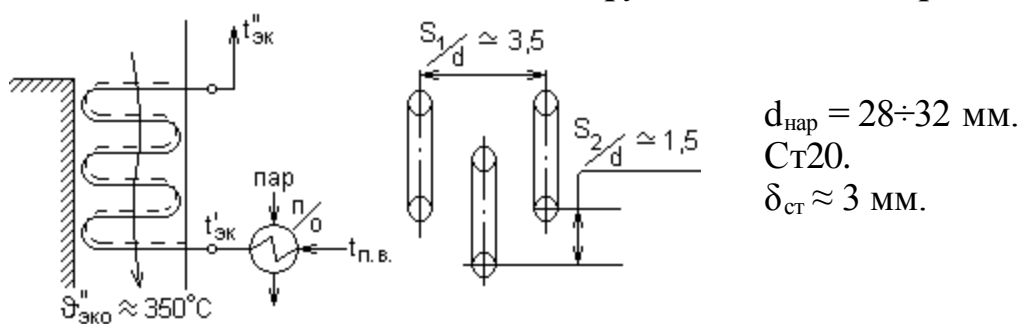
Достоинство: стойкость к кислородной и газовой коррозии.

Недостатки:

- Громоздкость ( $\downarrow k_{\text{эко}} < 15$ ).
- Забивание экономайзера частицами золы.

Применяют в котлах малой мощности.

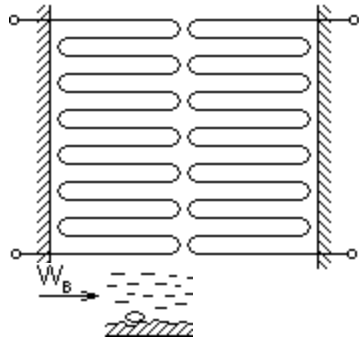
### *Стальные гладкотрубные экономайзеры.*



*Тепловосприятие экономайзера:*  $Q_{\text{ЭК}} = \frac{D_{\text{ЭК}}}{B} (i''_{\text{ЭК}} - i'_{\text{ЭК}}).$

Шахматная компоновка экономайзера обусловлена увеличением коэффициента теплопередачи по сравнению с коридорной.

В котлах большой мощности экономайзер выполняют двухпоточным:



$$0,5 D_{п.в.} \rightarrow \Delta P_{ЭК} \text{ в } 4 \text{ раза} \sim W_в^2$$

Скорость воды:

а) кипящий.  $W_в > 1$  м/с (для предотвращения расслоения пароводяной смеси, что ведёт к пережогу труб).

б) некипящий.

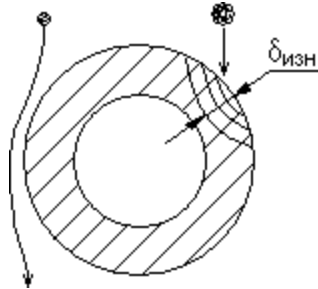
$W_в > 0,5$  м/с (для смыва пузырьков газа потоком).

Скорость газов:

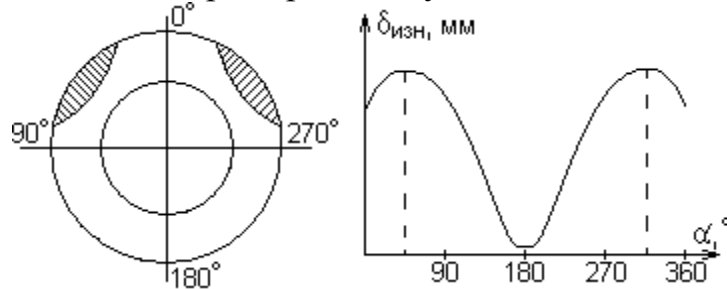
желательно повышать по следующим причинам:

- $\uparrow W_г \rightarrow \downarrow \epsilon \rightarrow \uparrow k_{эко} \rightarrow \uparrow Q_{эко} \rightarrow \downarrow H_{эко}$ .
- $\uparrow W_г \rightarrow \uparrow \alpha_k \rightarrow \uparrow W_2^{0,6} \rightarrow \uparrow k_{эко} \rightarrow \uparrow Q_{эко} \rightarrow \downarrow H_{эко}$ .

Однако с повышением скорости газов растёт  $\Delta P_г \sim W_2^2$  и возникает абразивный износ труб золовыми частицами.



Износ по периметру трубы неравномерен и подчиняется примерно следующей зависимости:



$$\delta_{\max} = f(A_p, a_{ун}, a_{зол}, W_2^3).$$

$$W_2^{допуст.} = 9 \quad \text{—} \quad 14 \text{ м/с}$$

многозольные    малозольные.

Для защиты труб от износа их покрывают накладками:



После экономайзера вода направляется в барабан котла.

Применяют в котлах средней и большой мощности.

## 7.9 Воздухоподогреватели

Служат для:

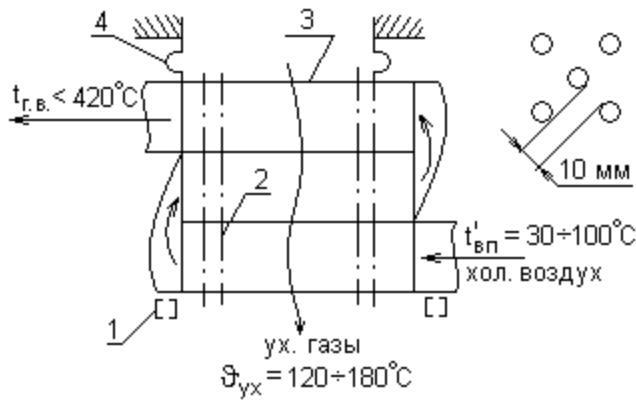
- 1) нагрева воздуха до  $t_{г.в.} = 180 \div 420^\circ\text{C}$ .
- 2) снижения  $q_2$ .

$$\text{Тепловосприятие: } Q_{взн} = (7 \div 15)\% Q_p^p.$$

Воздух подогревают для:

- 1) сушки топлива при размоле.
- 2) ускорения воспламенения и повышения полноты сгорания топлива.

### Трубчатый ВЗП.



$d \times \delta = 40 \times 1,5$  мм Ст3.

Позиции:

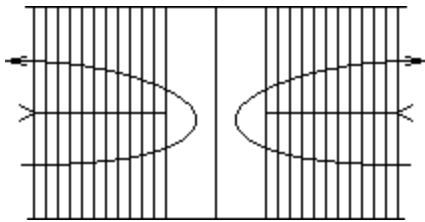
1 – опорная рама.

2 – трубы.

3 – трубные доски.

4 – линзовое уплотнение (для исключения присосов и компенсации линейных удлинений при нестационарных режимах работы)

котлах большой мощности ВЗП выполняют двухпоточным:



Скорость газов:  $W_{г} = 8 \div 12$  м/с.

Если  $W_{г}$  выше, то  $\Delta P_{г} \uparrow$  и ускоряется износ труб.

Если  $W_{г}$  ниже, то растёт загрязнение и уменьшается  $k_{взп}$ .

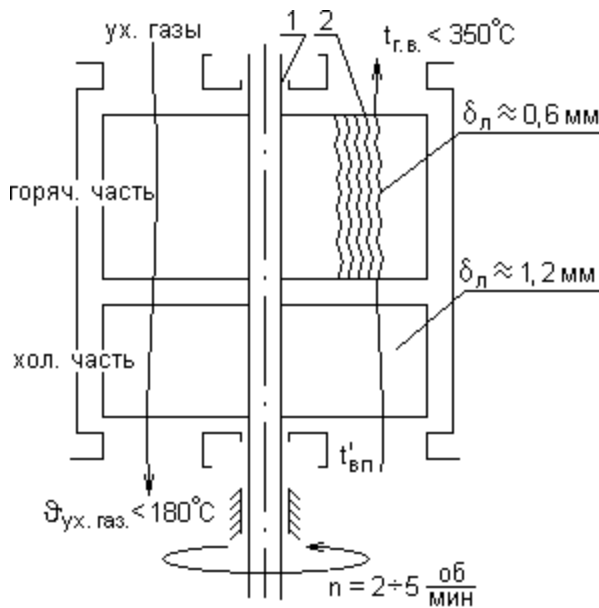
Скорость воздуха:  $W_{в} = 0,5 \cdot W_{г}$  в этом случае  $k_{взп}$  максимален.

#### Достоинства:

- возможность нагрева до  $t_{г.в.} = 420^{\circ}\text{C}$ .
- низкие значения присосов  $\Delta\alpha_{взп} < 0,06$ .

Недостаток: громоздкий (за счёт низкого  $k < 20$  растёт  $\frac{Q_{взп}}{V_{взп}}$ ).

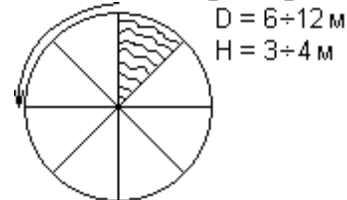
### Регенерационный вращающийся ВЗП.



Позиции:

1 – вал ротора.

2 – набивка ротора (стальные листы).



При вращении ротора в его левой части аккумулируется теплота, которая в правой части передается нагреваемому воздуху.

Достоинства:

- компактность  $250 \frac{\text{м}^2}{\text{м}^3}$ .
- возможность размещения за пределами котла.

Недостатки:

- низкая температура горячего воздуха  $t_{г.в.} < 350^{\circ}\text{C}$ .
- высокие присосы  $\Delta\alpha_{взп} \approx 0,2$ .

Применяют на газомазутных ТЭС.

### 7.10 Защита низкотемпературной поверхности нагрева от коррозии.

Коррозия - это разрушение металла труб в результате его взаимодействия с газовой средой, растворами или расплавами минеральных соединений.

Продукты сгорания всегда содержат вещества, активно реагирующие с металлом: кислород, сера, ванадий, соединения щелочных металлов и другие. При высокой температуре коррозионноопасными являются кислород и расплавы, в первую очередь щелочных металлов, при низкой температуре - сконденсировавшиеся водяные пары и раствор серной кислоты.

Для предупреждения коррозии поверхностей нагрева в процессе эксплуатации температура металла стенок поверхностей должна быть выше температуры точки росы дымовых газов при всех нагрузках котла.

Коррозионные повреждения происходят лишь в той части поверхности нагрева, где имеет место конденсация паров воды или серной кислоты, причем интенсивность коррозии зависит от концентрации серной кислоты и свойств материала поверхности нагрева.

Наиболее высокая температура стенки, при которой происходит конденсация паров, называется точкой росы.

Минимальная температура стенки  $t_{ст}^{\text{мин}}$  для трубчатого воздухоподогревателя

$$t_{\text{ст}}^{\text{мин}} \approx \frac{0,8\alpha_{\text{к}}^{\Gamma}\vartheta_{//} + \alpha_{\text{к}}^{\text{В}}t'_{\text{ВП}}}{0,95\alpha_{\text{к}}^{\Gamma} + \alpha_{\text{к}}^{\text{В}}}$$

где  $\alpha_{\text{к}}^{\Gamma}$  и  $\alpha_{\text{к}}^{\text{В}}$  - коэффициенты теплоотдачи со стороны газа и воздуха;

$\vartheta_{//}$  и  $t'_{\text{ВП}}$  - температуры газа на выходе и воздуха на входе в несменяемую часть воздухоподогревателя;

0,8 и 0,95 - коэффициенты, учитывающие загрязнение и неравномерность температурного поля газов на выходе из воздухоподогревателя.

Для регенеративного воздухоподогревателя:

$$t_{\text{ст}}^{\text{мин}} = \frac{x_{\Gamma}\alpha_{\text{к}}^{\Gamma}\vartheta_{//} + x_{\text{В}}\alpha_{\text{к}}^{\text{В}}t'_{\text{ВП}}}{x_{\Gamma}\alpha_{\text{к}}^{\Gamma} + x_{\text{В}}\alpha_{\text{к}}^{\text{В}}}, \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

где  $x_{\Gamma}$  и  $x_{\text{В}}$  - доли сечений, омываемые дымовыми газами и воздухом.

Очевидно, что коррозии подвержены лишь те участки поверхности нагрева, температура металла которых лежит ниже температуры точки росы. Как показали опыты, точка росы зависит не только от влажности дымовых газов, но и от содержания серного ангидрида в них.

Температура конденсации чистого водяного пара определяется величиной его парциального давления

$$p_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{с.г.}} + V_{\text{H}_2\text{O}}} p,$$

где  $V_{\text{H}_2\text{O}}$ ,  $V_{\text{с.г.}}$  — объемы водяных паров и сухих, газов топлива, м<sup>3</sup>/кг;

$p$  — абсолютное давление в газоходе, кПа.

Рециркуляция воздуха повышает расход электроэнергии на дутьевой вентилятор, ведет к уменьшению температурного напора на входном участке воздухоподогревателя и повышению температуры уходящих газов. Тем не менее, в ряде случаев в эксплуатации рециркуляция необходима в целях повышения надежности работы. При этом доля рециркулирующего воздуха должна тщательно регулироваться в соответствии с потребностью во избежание лишних потерь.

В современных котлах большой мощности предварительный подогрев воздуха обеспечивается в паровых калориферах (трубчатых теплообменниках), размещаемых между напорной стороной дутьевого вентилятора и входной ступенью воздухоподогревателя.

Универсальным методом предотвращения газовой коррозии является повышение входной температуры воздуха, что реализуется применением его предварительного парового подогрева.

Для борьбы с низкотемпературной сернокислотной коррозией в последнее время началось внедрение антикоррозионных покрытий металлической поверхности нагрева и выполнение поверхностей нагрева из керамических материалов.

В качестве антикоррозионного покрытия применяют кислотоупорные и термостойкие эмали. Эмалью покрывают металлическую набивку холодной части РВП. Толщины эмалированного покрытия и металлического листа примерно одинаковы (0,5 - 0,6 мм). Эмалированные поверхности нагрева подвержены

низкотемпературной коррозии в значительно меньшей степени, чем металлические, золотые отложения на них меньше и удаление их легче.

Чем выше содержание серы в топливе, тем при прочих равных условиях интенсивнее низкотемпературная газовая коррозия. Особенно быстро протекает коррозия низкотемпературных поверхностей нагрева при сжигании сернистого мазута.

Для улучшения условий эксплуатации при сжигании сернистых мазутов в топливо или продукты его сгорания вводят присадки: ВНИИНП—106, водный раствор хлористого магния и другие. Присадки понижают  $t_p$  и нейтрализуют образующийся на поверхности нагрева раствор серной кислоты.

Плотные отложения переводятся в рыхлые, легко удаляемые дробеочисткой. Жидкие присадки, кроме того, уменьшают количество отложений, улучшают процесс сжигания мазута, уменьшают забивание форсунок коксом. При сжигании твердого топлива присадки в умеренном количестве не дают положительных результатов. Добавление присадок в количестве, соизмеримом с зольностью твердого топлива, сложно и экономически невыгодно.

Надежность и экономичность работы воздухоподогревателя и котла в целом обеспечиваются при соблюдении следующих рекомендаций:

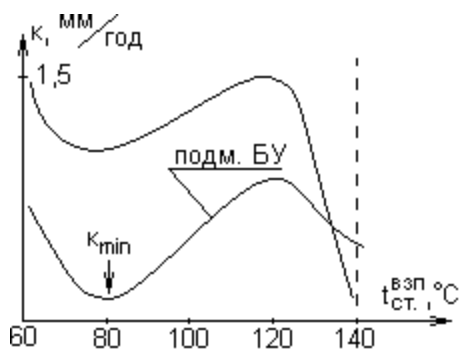
1. Воздухоподогреватели изготавливают с выделенной в самостоятельную поверхность «холодной» частью, которую легко заменить («холодные кубы», «холодная» набивка).
2. Сжигание мазута следует организовать с малыми избытками воздуха ( $\alpha''=1,02\div 1,03$ ).
3. Необходимо использование коррозионно-стойкой эмали для защиты от коррозии «холодной» части воздухоподогревателя, применение для поверхностей нагрева неметаллических коррозионно-стойких материалов (фарфора, стекла), а также чугуна.
4. Для многих топлив необходим подогрев воздуха перед его поступлением в воздухоподогреватель, что может осуществляться путем рециркуляции при отборе горячего воздуха за первой или второй ступенью воздухоподогревателя.
5. При растопке котла на мазуте необходимо обеспечивать отсутствие конденсации влаги на холодных поверхностях воздухоподогревателя.

## 7.11 Компоновка хвостовых поверхностей нагрева котла.

### Воздухоподогреватель.

*Задачи компоновки:*

- 1) Нагрев среды до требуемых  $t''_{эк}$  и  $t_{гв}$
- 2) Эффективность теплообмена  $k = \max$ .
- 3) Надёжность металла.

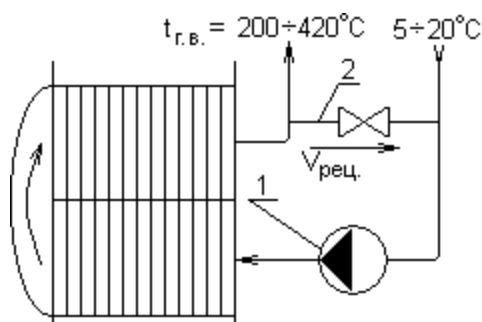


$k$  – коэффициент коррозии.

Так как  $t_{ст.}^{взп} = t'_{вп} + \frac{q}{\alpha_2}$ , то  $t'_{вп}$  нужно принять такой, чтобы коррозия была минимальна.

Меры борьбы с коррозией:

1) Рециркуляция горячего воздуха:



1 – вентилятор.  
2 – линия рециркуляции.

Доля рециркуляции  $\beta_{рец} = \frac{V_{рец}}{V_B} \approx \frac{t'_{вп} - t_{хв}}{t_{г.в.} - t'_{вп}} = 0,05 \div 0,2.$

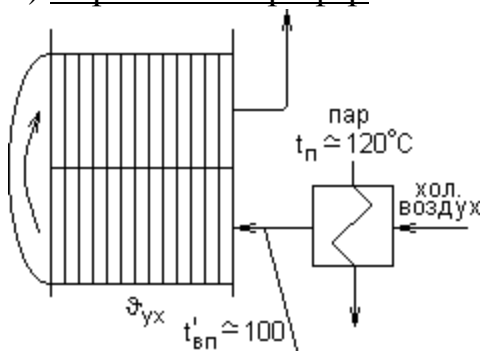
$t'_{вп}$ составляет	30	45	60 °С,
$W^п$ составляет	2	4	6 %.

При сжигании мазута $t'_{вп}$ составляет	30	60	100 °С,
$S^p$ составляет	0,5	1	3 %.

Недостатки рециркуляции:

- при  $\uparrow t'_{вп} \rightarrow \uparrow \vartheta_{yx} \rightarrow \downarrow q_2.$
- энергозатраты на вентилятор.

2) Паровой калорифер:







$$t_{\text{ст}}^{\text{ВЗП-2}} \approx \frac{420+600}{2} = 510^{\circ}\text{C} > t_{\text{ме}}^{\text{доп}} (\text{Ст. 3})$$

Для защиты ВЗП-2 от пережога устанавливают ЭКО – 2.

Применяют при сжигании высоковлажных топлив (БУ, торф) и низкорреакционных углей АШ и Т ( $V^r \ll 15\%$ ).

Двухступенчатое размещение хвостовых поверхностей, называемое «в рассечку», несколько усложняет конструкцию котла: требуются длинные перепускные короба для воздуха, дополнительные коллекторы и перепускные трубы экономайзера, может возрасти присос наружного воздуха в газоходы. Однако при двухступенчатом расположении повышается температура воздуха и тем самым улучшаются условия подсушки и воспламенения топлива.

## 8. Строительные конструкции и вспомогательные устройства.

### 8.1 Каркас, обмуровка, тепловая изоляция котла

**Каркасом называется** пространственная металлическая конструкция для поддержания трубной системы и других деталей котла. В зависимости от степени совмещения конструкции каркаса котла и здания делятся на 3 группы:

- 1) каркас не связан с конструкцией здания;
- 2) конструкция здания одновременно является основным элементом каркаса;
- 3) каркас используется как часть здания.

Барабан котла крепиться 2 способами:

- 1) опора на роликах;
- 2) подвеска барабана на шарнирных тягах.

По условию эксплуатации температура наружной поверхности обмуровки не должна превышать  $25^{\circ}\text{C}$ .

**Обмуровка делится на:**

- 1) кирпичная, опирается на фундамент при высоте стен менее 20 м;
- 2) облегченная накаркасная обмуровка;
- 3) натрубная, состоит из нескольких слоёв теплоизолирующей массы, нанесенная на трубы.

Теплоизолирующая масса удерживается с помощью металлических сеток и волнистой проволоки, связанной с трубами через приварные стержни. Натрубная обмуровка не связана с каркасом. Для создания жесткости на высоте топки трубы охватывается в нескольких местах поясами из проката, который не связан с каркасом.

Все детали котла, выступающие за обмуровку и имеющие температуру выше  $70^{\circ}\text{C}$  изолируются специальными материалами. Материалы имеют пористое строение, вследствие заполнения пор воздухом. Применяется асбест, картон, ткань до  $500^{\circ}\text{C}$ .

Из смеси асбеста и цемента в равных пропорциях изготавливаются асбестоцементные плиты, которые используются для изоляции до  $450^{\circ}\text{C}$ . Диатомитосадочная порода состоит из кремнезёма и используют в виде порошка

для засыпки изолируемых поверхностей и применяется до температуры менее 900 °С.

Из смеси диатомита с асбестом с небольшой добавкой цемента и воды делают теплоизоляционную мастику - асбозурит. Минеральная вата из расплавов шлака, стекла и других горных пород, применяется до температуры 600 °С.

## 8.2 Арматура и гарнитура котла

Металлы, которые применяются для изготовления арматуры, определяются в зависимости от температуры и давления среды, протекающей через неё и так называемого условного прохода арматуры.

Вся арматура изготавливается по стандартам на диаметр условного прохода и на условного давления. Диаметр условного прохода равен диаметру трубопровода, к которому присоединена арматура. Величина условного прохода может не совпадать с действительным сечением прохода из-за регулирующей арматуры и запорной арматуры. Условное давление соответствует рабочему давлению среды при определенной температуре. Для арматуры из углеродистой стали при условном давлении 100 кг/см<sup>2</sup> соответствует рабочему давлению 100 кг/см<sup>2</sup> только при температуре 200 °С. При повышенной температуре допускаемое рабочее давление уменьшают. При высокой температуре среды и при высоком давлении среды применяют только стальную арматуру.

*Арматура по назначению:*

- запорная;
- регулирующая;
- предохранительную;
- продувочную.

*К арматуре котла относят:*

- манометры;
- водоуказательные приборы;

*Запорная арматура делится на:*

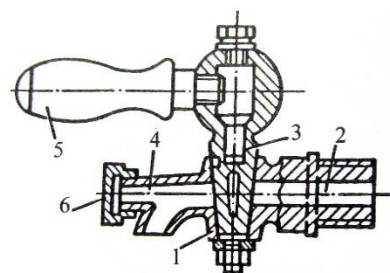
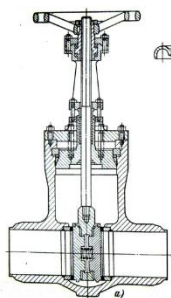
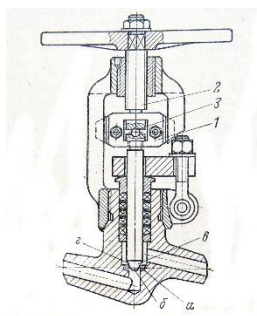
- приводная – приводится в действие вручную или с помощью электропривода;
- самодействующая – приводится в действие энергией среды (пар, вода, газ).

К приводным арматурам относятся: а) вентили; б) задвижки; в) краны;

а)

б)

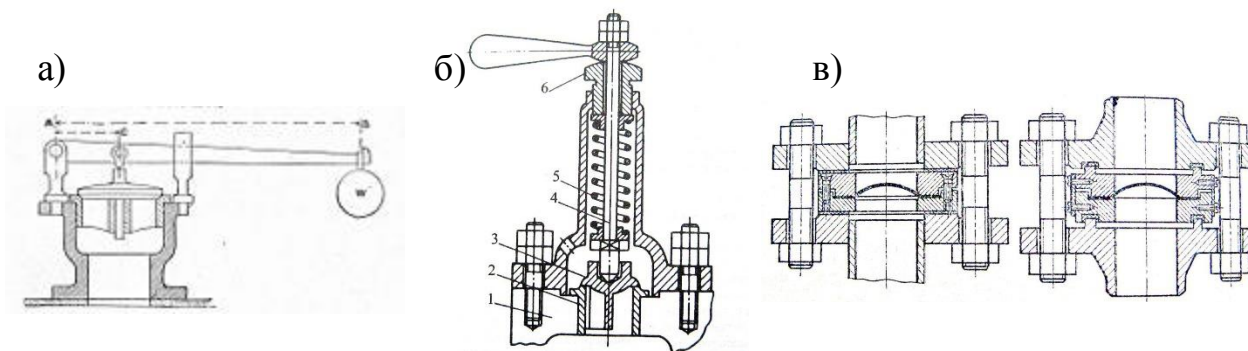
в)



*К самодействующим относятся:* предохранители и обратные клапаны;

*Предохранительная арматура делится на:*

- рычажно-грузовой предохранительный клапан (а);
- пружинный предохранительный клапан (б);
- мембранное предохранительное устройство (в).



*Гарнитурой называется устройство, предназначенное для обслуживания газоходов котла: лазы, гляделки, взрывные клапана, обдувочные устройства. Лазы могут быть прямоугольными не менее 400x500мм и круглыми, диаметром не менее 450 мм.*

Обдувочные аппараты делятся на:

- переносные;
- стационарные.

Обдувка производится струёй пара, воздуха или воды.

## 9. Эксплуатация парогенераторов.

### 9.1 Пуск барабанного котла в работу

При пуске в результате неравномерного прогрева металла в поверхностях дополнительно возникают термические напряжения:  $\sigma_t = \varepsilon_t \cdot E_t \cdot \Delta t$

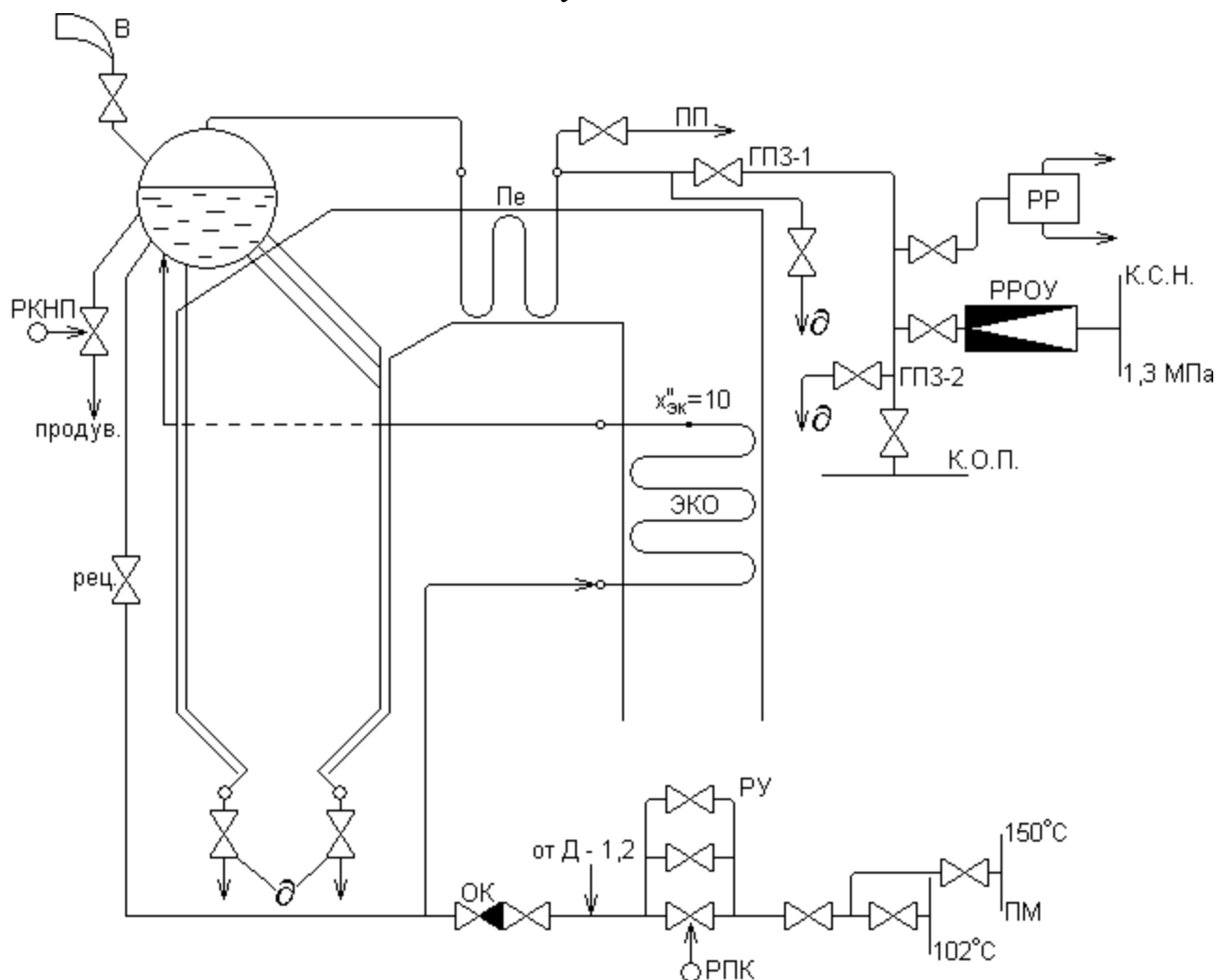
$\varepsilon_t$  – коэффициент линейного расширения.

$E_t$  – модуль упругости стали.

$$\Delta t = C \cdot \frac{\delta_{ст}^2}{2a} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta \tau}$$

$\sigma_t$  растёт с ростом  $\delta_{ст}^2$  и  $\Delta \tau$ . Поэтому растопку ведут медленно и осторожно, чтобы скорость и термическое напряжение не превышало допустимых.  $\vartheta_t < \left(\frac{\Delta t}{\Delta \tau}\right)_{доп}$ ,  $\sigma_t < \sigma_t^{доп}$ .

## Пусковая схема



- РКНП – регулировочный клапан непрерывной продувки
- В – воздушник
- рец. – линия рециркуляции
- ∂ – дренажи
- ПП – продувка пароперегревателя
- ГПЗ – главная паровая задвижка
- СП – соединительный паропровод
- РР – растопочный расширитель
- РРОУ – растопочная редукционно-охлаждающая установка
- К.С.Н. – коллектор собственных нужд
- К.О.П. – коллектор острого пара
- РПК – регулировочный питательный клапан
- РУ – растопочный узел
- ПМ – питательная магистраль

### Последовательность пуска

1. Внешний осмотр (поверхности нагрева, обмуровка, горелки, предохранительные клапаны, водоуказательные устройства, регулирующие органы, вентилятор и дымосос).

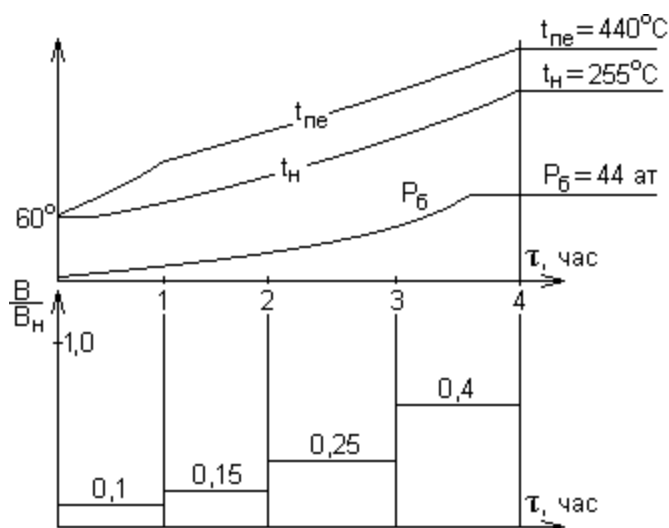
2. Закрывают дренажи. Открывают воздушник и продувку пароперегревателя.

3. Через нижние точки котел заполняют деаэрированной водой с температурой, соответствующей условию:  $t_e - t_{cm}^{бар} < 40^\circ\text{C}$  ( $\downarrow\sigma_t$ ).

4. Время заполнения 1–1,5 ч. Заполнение заканчивается, когда вода закрывает опускные трубы. При заполнении следят, чтобы  $\Delta t = t_{cm}^{верх} - t_{cm}^{ниж} < 40^\circ\text{C}$ .

5. Включают дымосос и вентилятор и вентилируют топку и газоходы 10–15 мин.

6. Устанавливают разряжение на выходе из топки  $S_m'' = 1 \text{ кг/м}^2$ , устанавливают расход  $V_{раст} = 0,1 \cdot V_{ном}$ .



7. Выделившаяся при сжигании топлива теплота расходуется на нагрев поверхностей нагрева, обмуровки, воды, на парообразование. С увеличением продолжительности растопки  $\uparrow Q_{\text{парообр}}$  и  $\downarrow Q_{\text{нагр}}$ .

8. При появлении пара из воздушников, их закрывают. Расхолаживание пароперегревателя производят растопочным паром, выпуская его через ПП. Сопротивление продувочной линии  $\sim D_n^2 \rightarrow \uparrow P_б$ .

9. При  $P = 0,3 \text{ МПа}$  продувают нижние точки экранов и воздухоуказательные. При  $P = 0,5 \text{ МПа}$ , закрывают ПП, открывают ГПЗ–1 и прогревают СП, выпуская пар через растопочный расширитель.

10. Периодически подпитывают барабан водой и контролируют уровень воды.

11. Увеличивают расход топлива.  $\frac{\Delta t}{\Delta \tau} = 1 \div 1,5 \text{ }^\circ\text{C/мин}$ .

12. При  $P = 1,1 \text{ МПа}$  включают непрерывную продувку и используют линию рециркуляции (для защиты ЭКО от пережога).

13. При  $P = 1,4$  МПа закрывают растопочный расширитель и открывают растопочные редуционно-охладительные установки. Увеличивают расход топлива.

14. При  $P = P_{\text{ном}} - 0,1$  МПа и  $t_{\text{п}} = t_{\text{ном}} - 5^{\circ}\text{C}$  проверяют качество пара, увеличивают нагрузку до 40%, открывают ГПЗ-2 и включают котел в коллектор острого пара.

15. Включают подачу основного топлива и увеличивают нагрузку до номинальной.

16. Переходят на питание котла через регулирующий питательный клапан и полностью загружают пароохладитель.

17. Включают автоматику.

### ***Плановый останов котла.***

1. Плавно снижают нагрузку до 40%, о чём заблаговременно предупреждают потребителя.

2. Котёл подпитывают водой до предельного её уровня в барабане.

3. Прекращают подачу топлива.

4. Вентилируют топку и газоходы 15 мин.

5. Закрывают ГПЗ-2 и открывают РРОУ.

6. Производят продувку котла через дренажи.

7. Через 8–15 часов продувку повторяют.

8. Периодически подпитывают котёл водой при скорости расхолаживания

$$\frac{\Delta t}{\Delta \tau} = 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C/мин.}$$

9. При  $t = 50^{\circ}\text{C}$  и  $P \approx 1$  атм котёл опорожняют через дренажи.

## **9.2 Техника безопасности при эксплуатации парогенераторов**

Требования к безопасной эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением (сосуды, трубопроводы пара и горячей воды, являющиеся неотъемлемой частью котельной установки, паровые и водогрейные котлы, в т.ч. парогенераторы) регламентируются следующими основными нормативными документами:

1. Единый регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» ТР ТС 032/2013, утвержден Решением Комиссии ЕЭК № 41 от 02.07.2013 и вступил в силу 01.02.2014.

2. «Правила промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденные Постановлением МЧС Республики Беларусь от 28 января 2017 года, №7.

3. Закон Республики Беларусь «О промышленной безопасности».

К основным требованиям безопасной эксплуатации парогенераторов можно отнести:

1. Своевременное проведение технического освидетельствования и технического диагностирования котлов.

2. Обеспечение 100% контроля качества сварных швов.
3. Установка приборов сигнализирующих об уровне воды её температуре и давлении пара.
4. Установка предохранительных устройств от превышения давления пара (рычажно-грузовые, пружинные, импульсные, с разрушающимися мембранами.)
5. К обслуживанию котлов могут быть допущены лица, не имеющие медицинских противопоказаний, обученные, прошедшие проверку знаний в установленном порядке по правилам промышленной безопасности эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением.
6. Владелец котла должен обеспечить своевременный ремонт котлов по утвержденному графику планово-предупредительного ремонта.
7. Работы по проектированию, изготовлению и монтажу, эксплуатации, техническому диагностированию, реконструкции и ремонту с применением сварки котлов, экономайзеров и трубопроводов могут выполняться только предприятиями и др. субъектами хозяйствования, имеющими специальное разрешение (лицензию) на право выполнения работ в области промышленной безопасности.

Минимальное значение пробного давления  $P_{пр}$  при гидравлическом испытании паровых и водогрейных котлов (за исключением электродкотлов), автономных пароперегревателей и экономайзеров, а также трубопроводов в пределах котла следует принимать:

- при рабочем давлении не более 0,5 МПа - 1,5 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа;
- при рабочем давлении более 0,5 МПа - 1,25 рабочего давления, но не менее, чем рабочее давление плюс 0,3 МПа.

При проведении гидравлического испытания барабанных котлов, а также их пароперегревателей, экономайзеров и трубопроводов в пределах котла за рабочее давление при определении значения пробного давления следует принимать давление в барабане котла, а для безбарабанных и прямоточных котлов с принудительной циркуляцией - давление питательной воды на входе в котел, установленное проектной документацией.

Эксперт Госпромнадзора, должностное лицо Госпромнадзора (аттестованное в качестве эксперта) проводит техническое освидетельствование котлов – для поднадзорных объектов по факту обращения субъекта хозяйствования, но не реже:

- наружный и внутренний осмотры – одного раза в четыре года;
- гидравлическое испытание – одного раза в восемь лет.

### **9.3 Требования к автоматике при эксплуатации парогенераторов**

Основная задача эксплуатации – это обеспечение надежной работы оборудования при максимально возможной экономичности и соблюдении



диспетчерского графика нагрузки. Система управления включает в себя следующие подсистемы:

- информационная;
- сигнализация;
- система дистанционного управления;
- система автоматического регулирования;
- системы технологических защит и блокировок.

1. **Информационная система** обеспечивает непрерывный сбор и обработку информации о состоянии оборудования и ходе технологического процесса.

2. **Подсистема сигнализации** выдает оперативному персоналу информацию в виде светового и звукового сигналов о нарушениях в режиме работы, которые приводят к выбегу конкретных параметров за первый предел. Аварийная сигнализация срабатывает при превышении параметров по второму пределу. Сообщает об отключении механизмов.

3. **Подсистема дистанционного управления** осуществляет воздействие на запорную и регулируемую арматуру со щита управления котлом и с местных щитов.

4. **Подсистема автоматического регулирования** позволяет выполнять следующие основные функции:

- Стабилизирует и поддерживает параметры на заданном уровне;
- Поддерживает соответствие между зависимыми величинами. Например, топливо-воздух;
- Изменяет регулируемую величину по заданному закону.

5. **Подсистема технологической защиты и блокировки** применяется для защиты от повреждений и снижения последствий аварий при выбеге основных контролируемых параметров за допустимые пределы, не допускает выполнения неверных (опасных) операций.

Различают: защиты на останов и защиты на разгрузку котла.

Блокировки предотвращают неправильное воздействие оперативного персонала на ключи управления арматурой и вспомогательными механизмами котла.

Котел должен быть немедленно остановлен действием защит в случаях, предусмотренных инструкцией по эксплуатации, и в частности, в случаях:

- повышения давления пара в котле выше разрешенного на 10 % при работе котельных без постоянного обслуживающего персонала;
- снижения уровня воды ниже низшего допустимого уровня;
- повышения уровня воды выше высшего допустимого уровня;
- недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямоточного котла до встроенных задвижек;
- погасания факелов в топке при камерном сжигании топлива;
- снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого значения;
- снижения (повышения) давления воды в тракте водогрейного котла ниже (выше) допустимого;

- повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла до значения на 20 °С ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла;
- неисправности автоматики безопасности или аварийной сигнализации, включая исчезновение напряжения на этих устройства, а персоналом в случаях обнаружения неисправности предохранительного клапана;
- повышения давления пара в котле выше разрешенного на 10 % и продолжение роста давления, несмотря на принимаемые персоналом меры;
- прекращения действия всех питательных насосов;
- прекращения действия всех указателей уровня воды прямого действия;
- если в основных элементах котла (барабане, коллекторе, камере, пароводоперепускных и водоопускных трубах, паровых и питательных трубопроводах, жаровой трубе, огневой коробке, кожухе топки, трубной решетке, внешнем сепараторе, арматуре) будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
- возникновения в котельной пожара, угрожающего обслуживающему персоналу или котлу.

## 10. Теплообмен в поверхностях нагрева котла. Тепловой расчет парогенераторов.

### 10.1 Радиационный теплообмен. Основные определяющие параметры радиационного теплообмена и характеристики экранов

Радиационный теплообмен является основным способом передачи тепла топочным экранам; в ширмовых пароперегревателях-60-70%, в конвективных перегревателях-20-40%, в остальных низкотемпературных поверхностях нагрева до 10%.

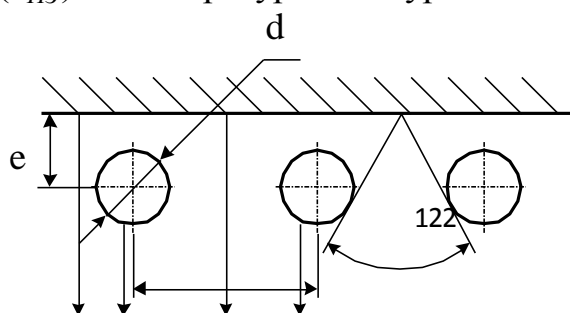
Плотность падающего теплового потока по закону Стефана-Больцмана можно записать в следующем виде:

$$q_{Л} = a_{\Phi} \cdot c_0 \cdot \left(\frac{T_{\Phi}}{100}\right)^4 \cdot 10^{-3}, \left[\frac{кВт}{м^2}\right],$$

где:  $a_{\Phi}$ -степень черноты факела;  $C_0$ -константа излучения;  $T_{\Phi}$ -абсолютная температура факела.

Излучающая способность газовой среды, которая характеризуется степенью черноты, которая определяется концентрацией в продуктах сгорания трехатомных газов (RO<sub>2</sub>), водяных паров (H<sub>2</sub>O), золовых и коксовых частиц.

При передаче тепла топочным экранам имеет место взаимодействие падающего, отраженного и воспринятого тепловых потоков. Величина отраженного теплового потока определяется температурой наружных загрязнений ( $T_{НЗ}$ ) и температурой обмуровки.



$$q_{OTR} \quad S \quad \alpha$$

$$q_{ПАД}$$

$q_{ПАД}$  - падающий тепловой поток,  
 $q_{OTR}$  - отраженный тепловой поток,  
 $\alpha$  - угол прямого видения,  
 $e$  – расстояние от оси труб до обмуровки  
 $S$  – шаг труб

Воспринятый тепловой поток:

$$q_L = q_{ПАД} - q_{OTR}.$$

$\psi$  - коэффициент тепловой эффективности.

$$\psi = \frac{q_L}{q_{ПАД}} = \frac{q_{ПАД} - q_{OTR}}{q_{ПАД}} \quad - \text{ это доля теплового потока, воспринятого}$$

топочными экранами.

$$\psi = x \cdot \xi$$

$x$  - угловой коэффициент топчного экрана;  
 $\xi$  - коэффициент загрязнения, величина которого достаточно стабильна и зависит от вида сжигаемого топлива:

$\xi = 0,45$  - твердое топливо;

$\xi = 0,55$  - мазут;

$\xi = 0,65$  - газ.

$$\xi = \frac{T_{\Phi}^4 - T_{НЗ}^4}{T_{\Phi}^4}$$

– показывает долю теплового потока, воспринятого топчными экранами, к потоку падающему на поверхность труб.

Всегда  $\psi \leq \xi$ , так как  $x \in (0; 1)$ .

$x$  - показывает долю теплового потока, падающего на экранные трубы.

$$x = f\left(\frac{S}{d}, \frac{e}{d}\right) = f(\alpha).$$

Увеличение  $\alpha$  ведет к снижению этой доли.

Таким образом, чем больше шаг труб( $S$ ), и меньше расстояние до обмуровки ( $e$ ), тем меньше угловой коэффициент ( $x$ ).

Для топчных экранов из гладких труб  $x=0,97-0,99$

Для газоплотных топчных экранов  $x=1$ .

$H_L$  - лучевоспринимающая поверхность нагрева экрана.

$$H_L = x \cdot F_{CT}.$$

Излучение трехатомных газов, заполняющих топочный объем, определяется их концентрацией и толщиной объема излучения.

Коэффициент излучения газовой среды рассчитывается по закону Бугера:

$$a_{\Gamma} = 1 - e^{-K_{\Gamma} P_{n} S}, \text{ где:}$$

$k_{\Gamma}$  - коэффициент ослабления лучей газовой средой;

$P_n$  - парциальное давление трехатомных газов и водяных паров;

$$P_n = r_n \cdot P = (r_{H_2O} + r_{RO_2}) \cdot P.$$

$r_{H_2O}$ ,  $r_{RO_2}$  – доли водяных паров и трехатомных газов в продуктах сгорания;

$P$  – давление в топке;

$S$  – толщина излучающего слоя.

$a_{\Gamma}$  составляет 0,4-0,5.

Для всех твердых топлив коэффициент излучения факела в топке записывается в виде:

$$a_{\Phi} = 1 - e^{-K_{TB} P_{n} S}.$$

Коэффициент ослабления топочной среды:

$$k_{TB} = k_{\Gamma} \cdot r_n + k_{ЗЛ} \cdot \mu_{ЗЛ} + k_{КОКС} \cdot \text{вид}, \text{ где}$$

$k_{\Gamma}$ ,  $k_{ЗОЛЫ}$ ,  $k_{КОКСА}$  - это коэффициенты ослабления лучей газовой средой, золовыми и коксовыми частицами.

$\mu_{ЗЛ}$  - концентрация золы в дымовых газах.

вид – учитывает вид сжигаемого твердого топлива.

Для газомазутного факела:

$$a_{\Phi} = m \cdot a_{СВ} + (1 - m) \cdot a_{\Gamma};$$

где:  $m$  – доля светящейся части факела (доля объема).

$m=0,1$  – для газа.

$m=0,5$  – для мазута.

Имея величину степени черноты факела можно рассчитать коэффициент теплового излучения топочной камеры (**степень черноты топки**).

$$a_T = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{a_{\Phi}} - 1\right) \cdot \psi_{\text{Э}}}$$

Степень черноты топки  $a_T$  определяется видом сжигаемого топлива и составляет примерно:

Для газа -  $a_T=0,5$ .

Для мазута -  $a_T=0,7$ .

Для твердых топлив -  $a_T=0,75-0,95$ .

Средний тепловой поток, воспринятый топочными экранами определяется по выражению

$$q_{\text{Л}} = c_0 \cdot a_T \cdot \psi_{\text{Э}} \cdot \left(\frac{T_{\Phi}}{100}\right)^4 \cdot 10^{-3} \left[\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}\right].$$

Таким образом, определяющими факторами радиационного теплообмена являются:

1. температура газового факела ( $T_{\Phi}$ );
2. температура наружных загрязнений ( $T_{\text{НЗ}}$ );

3. степень черноты топки ( $a_T$ ), которая определяется коэффициентом тепловой эффективности экранов ( $\psi_{\Sigma}$ ), концентрацией трехатомных газов и водяных паров ( $r_n$ ), концентрацией золы и коксовых частиц.

### Расчет теплообмена излучения в топочной камере

Из уравнений теплового баланса количество тепла, воспринятое в топке излучением:

$$Q_L = \phi \cdot (Q_T - I_T'').$$

Здесь  $\phi = \frac{q_5}{\eta_{KA}^{BP} + q_5}$  - коэффициент сохранения тепла (часть тепла покидает топку через обмуровку).

Полное количество тепла, которое передается в топке:

$$B_P \cdot Q_L = c_0 \cdot a_T \cdot x \cdot F_{CT} \cdot (T_{\Phi}^4 - T_{H3}^4) \cdot 10^{-11}$$

В этих двух уравнениях тепловыделение в топке определяется по следующему выражению:

$$Q_T = Q_P^P \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + (Q_B - Q_{B.VH}) + Q_{PЦ}$$

$Q_{PЦ}$  - тепло с рециркулирующими газами.

$Q_B$  - тепло, вносимое с воздухом в топку.

$Q_{B.VH}$  - внешний подогрев воздуха (в калорифере).

Основной определяющей величиной полезного тепловыделения в топке является располагаемое тепло.

При расчете используется понятие адиабатической температуры газов.

$$\vartheta_A = \frac{I_A}{V \cdot c_p} = \frac{Q_T}{V \cdot c_p}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad \text{или} \quad T_A = \vartheta_A + 273, \text{ } ^\circ\text{K}$$

где  $I_A$  - адиабатическая энтальпия.

$c_p$  - средняя теплоемкость при  $p = \text{const}$ .

$V$  - объём газов.

Адиабатическая температура в топке и температура факела определяются, в основном, располагаемым теплом топлива ( $Q_P^P$ ), а для твердого топлива и газа - его теплотой сгорания ( $Q_H^P$ ).

При поверочном расчете топки, при заданной конструкции методом последовательных приближений определяется её тепловосприятие. Для этого задаются температурой газов за топкой ( $\vartheta_T''$ ) для определения степени черноты топки ( $a_T$ ) и среднего значения  $V c_p$ .

Далее рассчитывается температура газов за топкой по полуэмпирическому выражению.

$$\vartheta_T'' = \frac{T_A}{M \cdot \left( \frac{\sigma_0 \cdot \psi_{CP} \cdot a_T \cdot T_A^3}{\phi \cdot B_P \cdot V c_p} \right)^{0.6} + 1} - 273 \text{ [}^\circ\text{C]},$$

где:

$T_A$  - абсолютная адиабатическая температура.

$\sigma_0$  - коэффициент излучения абсолютно черного тела

$\psi_{CP}$  - средний коэффициент тепловой эффективности топочных экранов

$F_{CT}$  - суммарная площадь стен топки

$B_p$  - расчетный расход топлива

$M$  – коэффициент, учитывающий положение факела в топке.

$M=A - B \cdot X$ ,

где:

$A, B$ - коэффициенты

$X = X_{\Gamma} + \Delta X$  - безразмерный параметр уровня расположения горелок

$\Delta X$  - поправка, учитывающая тип горелочного устройства.

$X_{\Gamma}$  - относительный уровень расположения горелок

При многоярусном расположении горелок, величина  $X_{\Gamma}$  рассчитывается как средневзвешенное:

$$X_{\Gamma} = M \frac{\square_1 \cdot n_1 + \square_2 \cdot n_2 + \square_3 \cdot n_3 + \dots}{n_1 + n_2 + n_3 + \dots} / H_T$$

Из уравнения для  $\vartheta_T''$  следует, что для повышения температуры газов за топкой можно увеличить расход топлива или сократить коэффициент  $M$ , за счет поднятия ядра факела.

Повышение данной температуры снижает долю тепла, переданного излучением и повышает долю конвективного тепла. Данная температура имеет ограничение по шлакованию поверхностей нагрева, расположенных за топкой ( $\vartheta_T'' < t_1$ ).

## 10.2 Расчет конвективного теплообмена

К конвективным относятся поверхности нагрева, расположенные в поворотном газоходе за фестоном или ширмами и в конвективной шахте котла.

Здесь сравнительно низкая температура газов и интенсивность радиационного теплообмена снижается.

Основными уравнениями конвективного теплообмена являются:

а) Уравнение теплопередачи.

$$Q_T = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{B_p} \left[ \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right], \left[ \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} \right].$$

б) Уравнение теплового баланса по греющей среде.

$$Q_B^{\Gamma} = \phi \cdot (I' - I'' + \Delta \alpha \cdot I_{\text{ПРИС}}) \left[ \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right].$$

в) Уравнение теплового баланса по рабочей среде.

$$Q_B^{\text{PC}} = \frac{D}{B_p} \cdot (h_{\text{ПЕ}} - h'' + \Delta h_{\text{ПО}}).$$

Для установившегося процесса тепловосприятия должны быть одинаковые:

$$Q_T = Q_B^{\Gamma} = Q_B^{\text{PC}},$$

где

$k$  – коэффициент теплопередачи;

$\Delta t$  - температурный напор;

$H$  – поверхность нагрева;  
 $B_p$  - расчетный расход топлива;  
 $\phi$  - коэффициент сохранения тепла;  
 $\Gamma$  – энтальпия газов на входе в поверхность нагрева;  
 $\Gamma''$  – энтальпия газов на выходе из поверхности нагрева;  
 $\Delta\alpha$  - присос воздуха в газопровод поверхности нагрева;  
 $I_{\text{ПРИС}}$  - энтальпия присоса;  
 $h''$  – энтальпия сухого насыщенного пара на входе в пароперегреватель;  
 $h_{\text{ПЕ}}$  - энтальпия перегретого пара;  
 $\Delta h_{\text{но}}$  - съем тепла в пароохладителе.

При поверочном расчете конвективных поверхностей нагрева, по заданной конструкции, методом последовательных приближений определяется тепловосприятие.

При конструктивном расчете ПЕ, ЭК, ВП мы имеем тепловосприятие, которое определяется уравнением теплового баланса, и определяем поверхность, которая обеспечивает данное тепловосприятие. Рассмотрим особенности расчета К:

$$K = \frac{1}{\sum R_t} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{НЗ}}}{\lambda_{\text{НЗ}}} + \frac{\delta_{\text{МЕ}}}{\lambda_{\text{МЕ}}} + \frac{\delta_{\text{НАК}}}{\lambda_{\text{НАК}}} + \frac{1}{\alpha_2}}$$

Где:  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  - коэффициенты теплоотдачи от газов к наружным загрязнениям и от накипи к обогреваемой среде.

$\delta_{\text{НЗ}}, \delta_{\text{МЕ}}, \delta_{\text{НАК}}$  - толщина наружных загрязнений, металла и накипи.  
 $\lambda$  - соответствующие коэффициенты теплопроводности.

Поскольку  $R_{t\text{МЕ}} \approx 0$  и  $\frac{\delta_{\text{Н}}}{\lambda_{\text{Н}}} \approx 0$  (накипи не должно быть).

Термическое сопротивление наружных загрязнений оценивается величиной коэффициента загрязнения ( $\varepsilon$ ).

$$\varepsilon = \frac{\delta_{\text{НЗ}}}{\lambda_{\text{НЗ}}}$$

К, при сжигании твердых топлив и поперечном омывании поверхности нагрева с шахматным расположением труб:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2}}$$

Для всех остальных случаев, кроме воздухоподогревателей:

$$K = \psi \cdot \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}}, \text{ где } \psi - \text{коэффициент тепловой эффективности.}$$

При расчете теплопередачи воздухоподогревателем для всех видов топлив К рассчитывается по формуле:

$$K = \xi \cdot \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}}, \text{ где } \xi - \text{коэффициент использования.}$$

При расчете экономайзера и фестона, где тепло передается жидкости или пароводяной смеси  $\alpha_2 \gg \alpha_1$  и мы пренебрегаем термическим сопротивлением со стороны обогреваемой среды (воды п.в. смеси)

$$\frac{1}{\alpha_2} \rightarrow 0 \Rightarrow K = \psi \cdot \alpha_1 \text{ поэтому } K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \varepsilon}$$

Расчетная величина поверхности нагрева определяется со стороны наибольшего термического сопротивления. Для всех поверхностей нагрева кроме ВП наибольшее термическое сопротивление с газовой стороны  $\frac{1}{\alpha_1}$ . Поэтому поверхность рассчитывается по наружному диаметру:

$$H = \pi \cdot d_{\text{НАР}} \cdot m \cdot l_{\text{ТР}}$$

При расчете ВП; где термические сопротивления близки  $\frac{1}{\alpha_1} \approx \frac{1}{\alpha_2}$ , поверхность нагрева рассчитывается по среднему диаметру:

$$H = \pi \cdot d_{\text{СР}} \cdot z_0 \cdot l_{\text{ТР}}$$

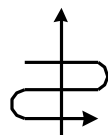
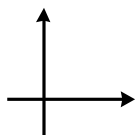
Температурный напор  $\Delta t$  - средняя температура между греющей и обогреваемой средой.

Наиболее точное выражение:  $\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{Б}} - \Delta t_{\text{М}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{Б}}}{\Delta t_{\text{М}}}}$  (среднелогарифмическое),

где  $\Delta t_{\text{Б}}$  и  $\Delta t_{\text{М}}$  - большая и меньшая разницы температур на сторонах поверхности нагрева при прямотоке и противотоке.

Максимальный температурный напор ( $\Delta t$ ) имеем при противотоке.

Если  $\frac{\Delta t_{\text{Б}}}{\Delta t_{\text{М}}} \leq 1,7$ , то температурный напор рассчитывается как среднеарифметическое  $\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{Б}} + \Delta t_{\text{М}}}{2}$ .



Для перекрестного омывания продуктами сгорания поверхностей нагрева, температурный напор рассчитывается по выражению  $\Delta t = \Delta t_{\text{ПРОТИВ}} \cdot \psi$ ,

где  $\psi$  - поправочный коэффициент, учитывающий особенности поверхности нагрева и определяется по номограммам.

Таким образом, определяющими параметрами конвективного теплообмена для существующей конструкции поверхности нагрева являются:

1. Скорость теплообменивающихся сред [особенно среды, теплоотдача от которой имеет наибольшее термическое сопротивление (чаще всего с газовой)].
2. Температурный напор ( $\Delta t$ ).



## 11. Парогенераторы атомных электростанций (АЭС)

Парогенератор АЭС производит пар для питания турбинной установки и систем собственных нужд атомной электростанции. Это важнейший элемент АЭС с реактором с водой под давлением, от которого зависит не только выработка энергии, но и безопасность станции. В парогенераторе нагретая вода первого контура передает тепло кипящей воде; образовавшийся насыщенный пар отводится в паровой коллектор. Сепарация влаги осуществляется внутри парогенератора. Запас котловой воды пополняется непрерывной подачей питательной воды. Накипеобразующие соли и шламы отводятся продувкой. Парогенератор нужен для отделения радиоактивного теплоносителя первого контура от нерадиоактивного пара и воды второго контура. Это с одной стороны делает всю паросиловую часть АЭС нерадиоактивной, с другой снижает КПД станции. Парогенератор – крупногабаритное теплообменное устройство с большим сроком изготовления (до 36 месяцев) и стоимостью.

Изготавливается на специализированных заводах, поставляется в составе реакторной установки и размещается в реакторном отделении АЭС внутри герметичной оболочки. В отношении парогенератора АЭС не может быть поставлена стандартная для инженера-теплофизика задача выбора оборудования по каталогу под заданную тепловую мощность и термодинамические параметры. Каждый комплект парогенераторов реакторной установки уникален. Срок службы парогенератора составляет 30–60 лет с возможностью продления по данным обследования. Для обеспечения этого срока требуется правильное изготовление, транспортировка и монтаж изделия, постоянная кропотливая работа по поддержанию водно-химического режима, управлению и контролю, ремонту, диагностике и профилактике. Нормы безопасности постоянно совершенствуются, анализируется опыт 7 эксплуатации, поэтому в течение срока службы неоднократно осуществляют модернизацию парогенераторов. К парогенераторам атомных электростанций предъявляются высокие требования по надежности, непрерывности работы и обеспечению заданных параметров пара.

Парогенератор не может быть отключен. Как максимум допустимо снижение тепловой нагрузки путем остановки соответствующего главного циркуляционного насоса АЭС (ГЦНА) при рабочем абсолютном давлении. Парогенератор радиоактивен, закрыт теплоизоляцией, помещен в бокс, который расположен внутри герметичной оболочки. Свободный доступ к парогенераторам невозможен. Периодичность возможного доступа – раз в год, в новых проектах – раз в полтора-два года. В парогенераторе передается огромное количество тепла, образующееся в реакторе за счет ядерных процессов, во всех режимах, в том числе и аварийных. Парогенератор (ПГ) – это зона, где взаимодействуют между собой среды («вода» и «вода-пар») с разными температурами и скоростями, возникают температурные поля и напряжения. Более того, ПГ – огромный отстойник всего второго контура и конденсата

питательного тракта. Сюда направляются прямым путем все загрязнения, которые есть во втором контуре. В него подается (для блока 1000 МВт) полторы тысячи тонн воды в час, а выходит в двести раз меньше – остальная часть выходит в виде пара. В таких условиях ПГ превращается в настоящую коррозионную машину, где все загрязнения упариваются и концентрируются. Если характеризовать состояние дел на данный момент, то следует признать, что коррозионные процессы в ПГ изучены еще недостаточно.

Развитие ПГ для российских (ВВЭР) и зарубежных реакторов (PWR) происходит принципиально разными путями. В PWR применяются вертикальные ПГ, в которых используются горизонтальные трубные доски и вертикальные U-образные трубки. В СССР с самого начала создания ВВЭР был взят курс на горизонтальные ПГ. В таких аппаратах корпус расположен горизонтально, трубки устанавливаются горизонтально в виде плоских горизонтальных змеевиков, а они, в свою очередь, соединяются с вертикальными коллекторами. Из сравнения опыта эксплуатации ПГ двух типов, горизонтальные ПГ в целом лучше. Кроме этого, парогенераторы отличаются друг от друга выбором конструкционных материалов. На первых порах и в СССР, и в США использовались похожие материалы для производства ПГ – нержавеющие стали. Но применение нержавеющей стали SS304 на первой коммерческой атомной станции в США – АЭС «Шиппингпорт» – дало отрицательный результат. Уже спустя 150 часов после пуска станции в ПГ стали течь две теплообменные трубки. Проблемы продолжились на «Янки Роу», первом блоке «Индианы Пойнт» и целом ряде некоммерческих реакторов. Столкнувшись с трудностями, американские специалисты приняли решение о переходе на сплав 600МА. Они посчитали, что сплав с высоким содержанием никеля окажется коррозионностойким. Но время показало, что это не так. Начиная с 1980 года, на АЭС США и других стран, построенных по американским проектам, пошла череда замен ПГ. Вместо сплава 600МА, новые вертикальные аппараты изготавливаются из сплава 690ТТ. Проблема коррозии для них пока утратила свою остроту, зато проявились другие неприятные эффекты (например, износ вследствие вибрации). Предугадать негативные явления на стадии проектирования оказалось практически невозможно. Почти все они были обнаружены только при эксплуатации. Чем хороши горизонтальные ПГ? Перечислим их основные преимущества перед вертикальными:

1. Умеренная паровая нагрузка и простая схема сепарации. Приведенная скорость выхода пара с зеркала испарения составляет 0,2–0,3 м/с. Это позволяет использовать простую схему сепарации при надежном обеспечении требуемой влажности пара.

2. Малые скорости выхода пара (до 0,5 м/с). При таких скоростях устраняется опасность вибрации трубок и других элементов ПГ.

3. Вертикальные коллекторы исключают накопление шлама на трубах. Шлам в горизонтальных ПГ идет свободно вниз и не оказывает воздействия на трубчатку.

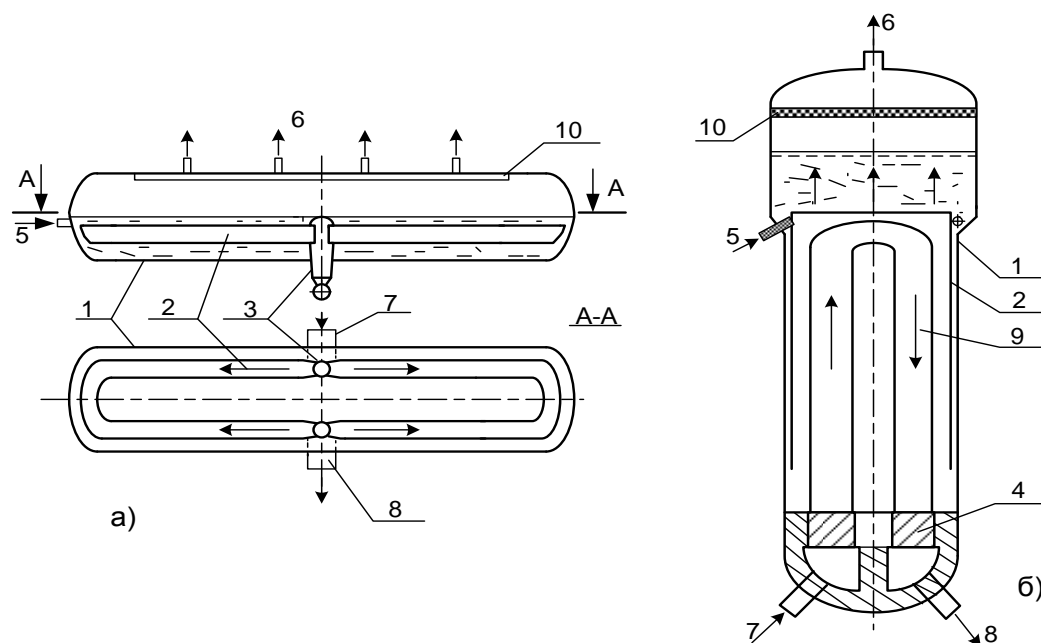
4. Горизонтальные ПГ позволяют обеспечить наличие большего, чем в случае вертикальных ПГ, запаса воды во втором контуре. Это положительно сказывается на безопасности всей установки: например, способствует более надежному расхолаживанию через ПГ при прекращении нормальной и аварийной питательной воды и смягчает переходные режимы.

5. В горизонтальных ПГ используется принцип ступенчатого испарения. Благодаря этому из ПГ более эффективно выводятся примеси: их концентрация в ответственных зонах ПГ поддерживается на несколько порядков ниже, чем балансная концентрация в продувочной воде. 6. При горизонтальном расположении поверхности теплообмена становится более надежной естественная циркуляция среды по первому контуру.

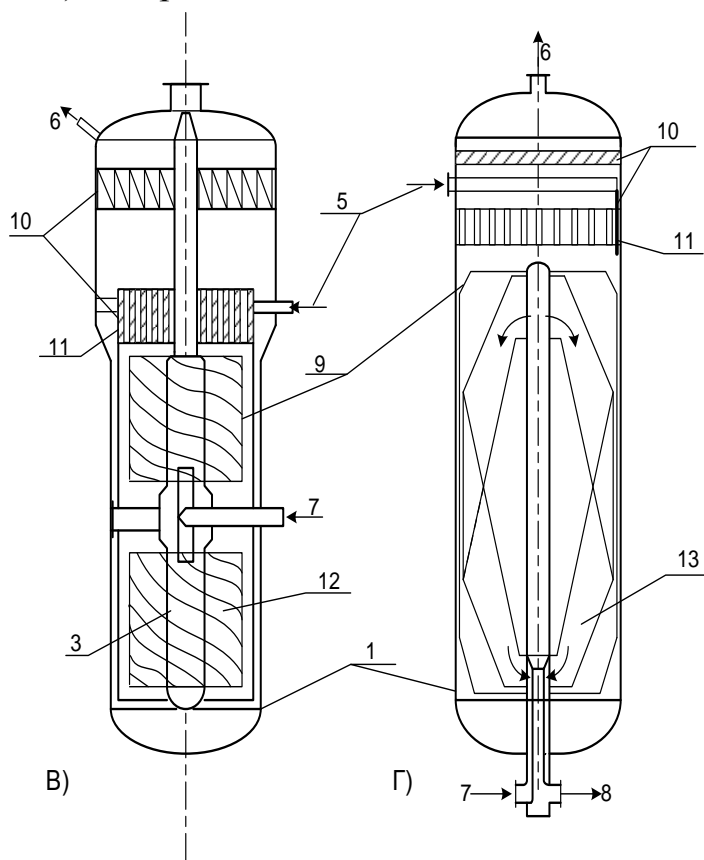
7. В горизонтальных ПГ проще реализовать удаление газов. Как известно, скопления неконденсирующихся газов способны воспрепятствовать циркуляции теплоносителя. Верхние части вертикальных коллекторов служат как газовые накопители с объемом до 0,5 м<sup>3</sup> («верхняя точка»), из которых сравнительно легко можно сбрасывать газ в систему газоудаления.

8. Очень важное преимущество горизонтальных ПГ с точки зрения их обслуживания: наличие удобного доступа к трубчатке как со стороны первого, так и второго контура. На вертикальных ПГ приходится разрабатывать и использовать сложные системы технического обслуживания. 131

9. ПГ из нержавеющей стали намного менее радиоактивны, чем аналогичные изделия из сплава 600МА, так как в них меньше концентрация никеля и сопутствующего кобальта. Для изучения процессов, идущих в ПГ, применяют целый набор научных дисциплин. Это тепло- и массообмен, гидродинамика, механические дисциплины, сопромат, металловедение, химия (включая электрохимию), математическая статистика и многие другие.



- а) горизонтальный ПГ.  
 б) вертикальный ПГ с U-образными трубками.  
 в) с винтообразными трубками.  
 г) с ширмами.



- 1 - корпус;  
 2 - U – образная трубная система;  
 3 - коллектор с трубной решеткой;  
 4 - трубная доска;  
 5 - подвод питательной воды;  
 6 - выход пара;  
 7 – подвод теплоносителя;  
 8 - отвод теплоносителя;  
 9 - разделительные обечайки;  
 10 - генератор;  
 11 - раздающие трубы питательной воды;  
 12 - пучок винтообразных труб;  
 13 - ширмы.

## **Практический раздел**

## Лабораторная работа №1

### Определение технических характеристик твёрдого топлива

- Цель работы: 1) определение влажности твердого топлива;  
 2) определение зольности твердого топлива;  
 3) определение выхода летучих веществ твердого топлива.

#### Определение влажности твердого топлива.

Под влажностью топлива понимается относительное содержание влаги в данной массе топлива. Различают следующие виды влаги: абсорбционную, капиллярную, коллоидную механически удержанную и кристаллогидратную.

Капиллярная влага – это влага, находящаяся в капиллярах топлива; она зависит от пористости топлива.

Коллоидная влага – это влага, являющаяся связанной и входит непосредственно в структуру коллоидов в количестве, обратно пропорциональном степени углефикации топлива.

Механически удержанная влага – это влага, остающаяся в топливе после контакта её с водой за счёт смешивания. Она зависит от фракционного состава топлива и его зольности.

Кристаллогидратная влага – это влага входит в кристаллическую структуру минеральных примесей топлива.

Аппаратура для проведения испытаний.

1. Сушильный шкаф.
2. Алюминиевые стаканчики с крышками.
3. Весы аналитические с погрешностью не более 0,0002 г.
4. Эксикатор по ГОСТ 6371-81 с осушающим веществом.
5. Шпатель и щипцы тигельные.

Таблица 1 – Результаты взвешивания тары с навеской топлива

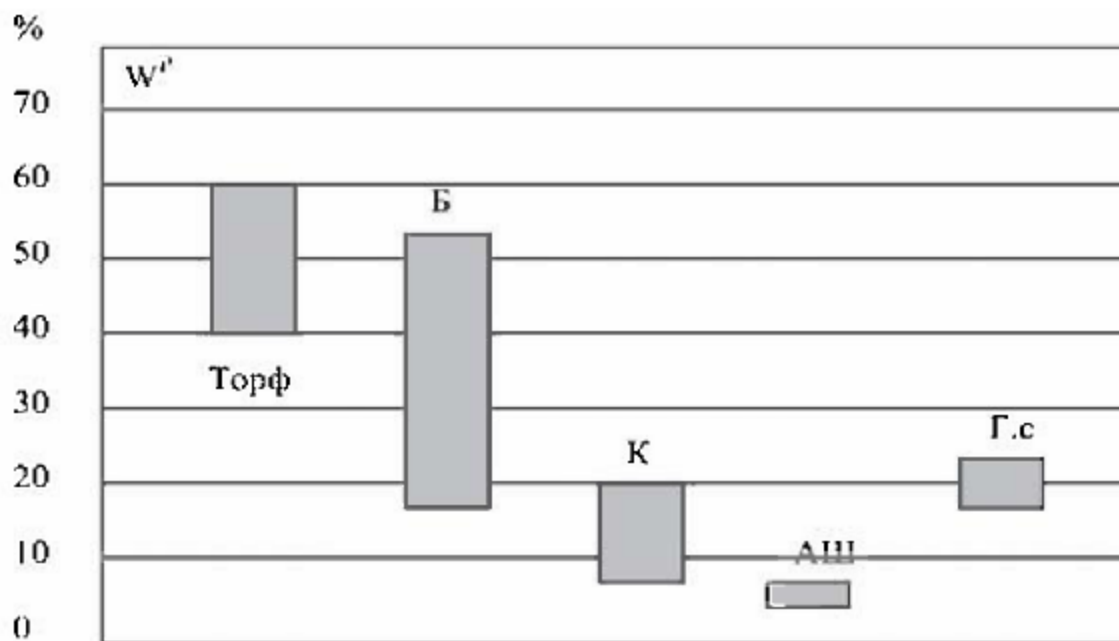
Масса пустого стаканчика с крышкой, m0,г	Масса стаканчика с крышкой и с навеской топлива до опыта, m1 ,г	Масса навески топлива, m1-m0,г	Масса стаканчика с крышкой и с навеской топлива после опыта, m2,г	Убыль массы навески топлива, m1-m2,г
23,1415	24,1465	1,005	24,0579	0,0886

#### Обработка результатов анализа

$$W_a = [(m1 - m2) / (m1 - m0)] * 100 = (0,0886 / 1,005) * 100 = 8,816 \%$$

$$W_p = W_{вн} + W_a * (100 - W_{вн}) / 100 = 5 + 8,816 * (100 - 5) / 100 = 13,375\%$$

где  $W_{вн} = 5\%$



### Определение зольности твердого топлива.

Под зольностью понимают относительное содержание негорючих веществ, остающихся в результате полного сгорания всех горючих компонентов топлива после завершения всех превращений, которые происходят в минеральной части топлива при свободном доступе воздуха и заданной температуре.

Аппаратура для проведения испытаний.

1. Муфельная печь с электрическим обогревом.
2. Термопара для измерения температуры до 1000 °С со вторичным измерительным прибором.
3. Эксикатор по ГОСТ 6371-81 с осушающим веществом.
4. Тигли фарфоровые с диаметром основания не менее 18 – 20 мм.
5. Весы аналитические с погрешностью не более 0,0002 г.
6. Шпатель, щипцы тигельные, ухватик с длинной ручкой.

Таблица 2 – Результаты взвешивания тары с навеской топлива

Масса пустого тигля, m0,г	Масса тигля с навеской топлива до опыта, m1,г	Масса навески топлива, m1-m0,г	Масса тигля с зольным остатком навески после прокаливания, m2,г	Зольный остаток навески топлива, m2-m0,г
10,2998	10,8448	0,545	10,3477	0,0479

### Обработка результатов анализа

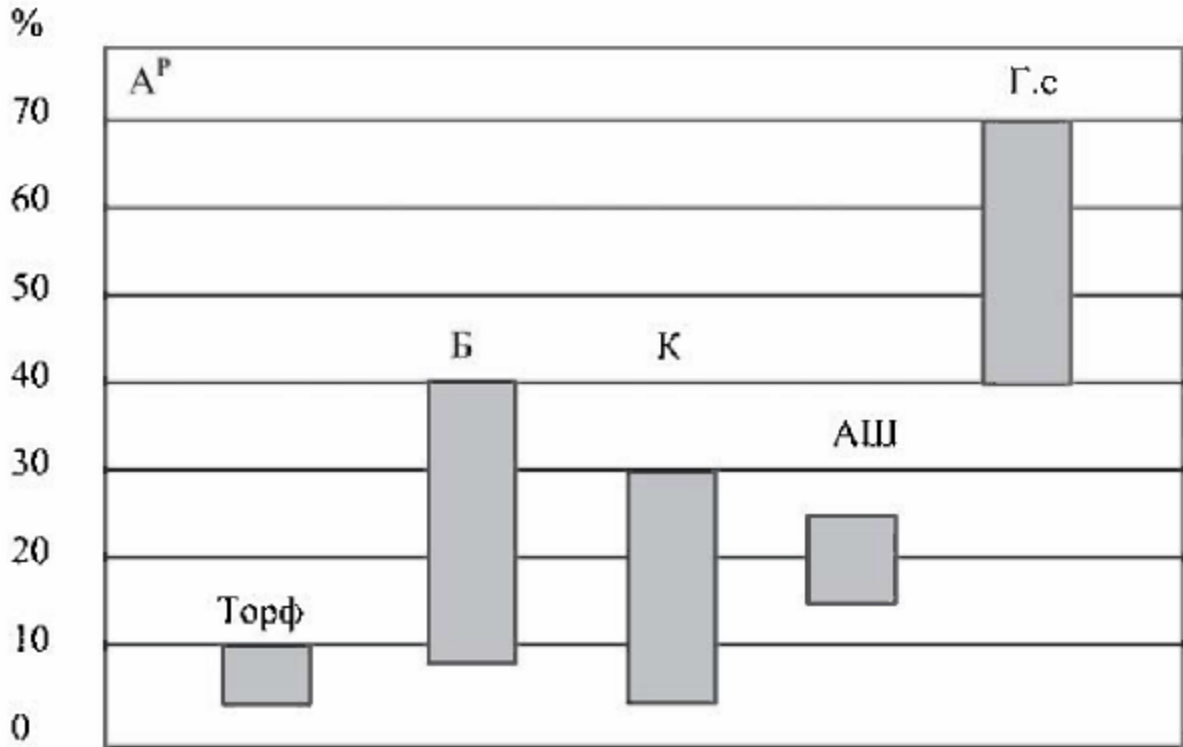
$$A_a = [(m_2 - m_0) / (m_1 - m_0)] * 100 = (0,0479 / 0,545) * 100 = 8,789 \%$$

$$A_c = A_a * 100 / (100 - W_a) = 8,789 * 100 / (100 - 8,816) = 9,639 \%,$$

где  $W_a$  - из предыдущего опыта

$$A_p = A_a * (100 - W_a) / (100 - W_p) = 8,789 * (100 - 8,816) / (100 - 13,375) = 9,252 \%,$$

где  $W_a, W_p$  - из предыдущего опыта



### Определение выхода летучих твердого топлива.

Летучими веществами твердого топлива называют смесь газообразных и парообразных продуктов, образующихся при нагреве без доступа воздуха.

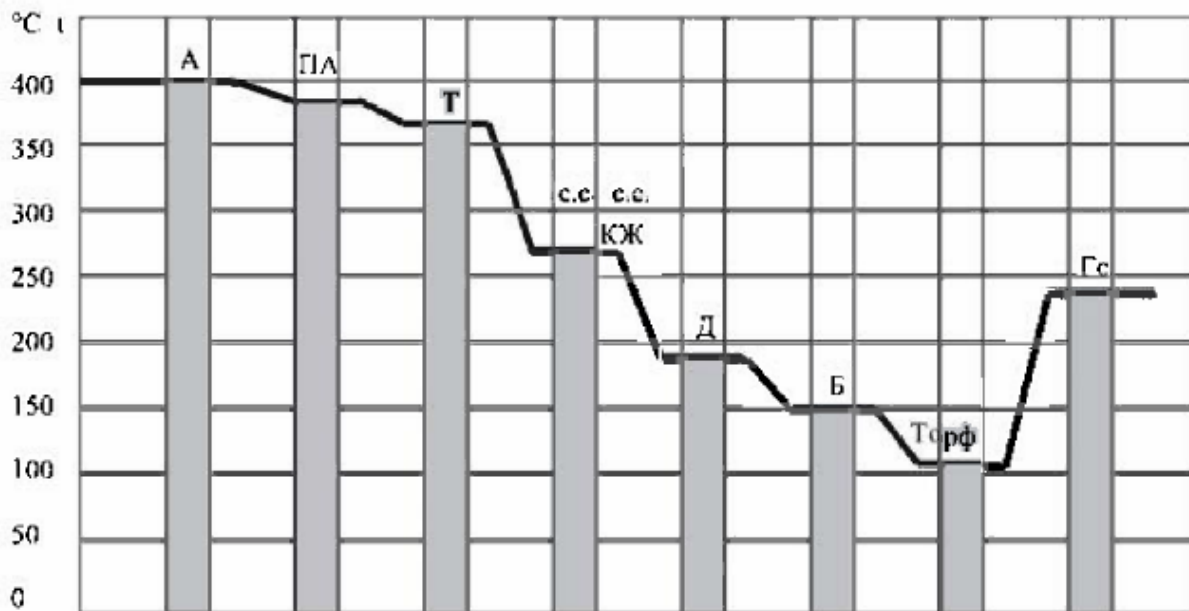
Аппаратура для проведения испытаний.

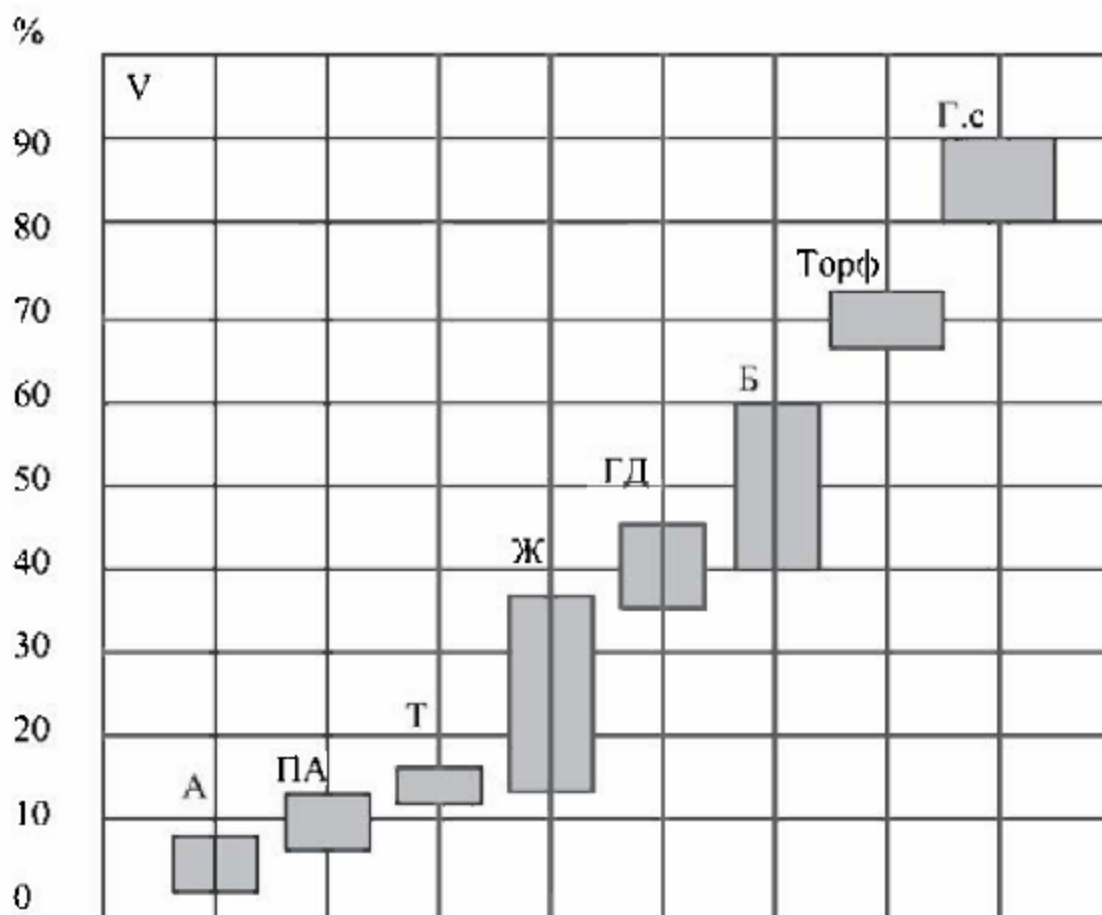
1. Муфельная печь с электрическим обогревом ( $t=840 - 860^\circ\text{C}$ ).
2. Термопара для измерения температуры до  $1000^\circ\text{C}$  со вторичным измерительным прибором.
3. Эксикатор по ГОСТ 6371-81 с осушающим веществом.
4. Тигли фарфоровые конические с крышками. Высота тиглей 40 мм, диаметр крышки 30 мм.
5. Весы аналитические с погрешностью не более 0,0002 г.
6. Подставка для тиглей по ГОСТ 12766-77.
7. Пресс для брикетирования.
8. Шпатель, щипцы тигельные, ухватик.



Таблица 3 – Результаты взвешивания тары навеской топлива.

Масса пустого тигля с крышкой, m0,г	Масса тигля с крышкой и с навеской топлива до опыта, m1,г	Масса навески топлива, m1-m0,г	Масса тигля с крышкой и летучим остатком после опыта, m2,г	Убыль массы навески топлива, m1-m2,г
25.9615	26,9711	1,0096	26,4755	0,4956





### Обработка результатов анализа

$$V_a = [(m_1 - m_2) / (m_1 - m_0)] * 100 - W_a = (0,4956 / 1,0096) * 100 - 8,816 = 40,273 \%$$

где  $W_a$  - из предыдущего опыта

$$V_r = V_a * 100 / (100 - W_a - A_a) = 40,273 * 100 / (100 - 8,816 - 8,789) = 48,878 \%$$

$$(NV)_a = 100 - V_a - W_a = 100 - 40,273 - 8,816 = 50,911\%$$

$$(NV)_r = [(NV)_a - A_a] * 100 / (100 - W_a - A_a) =$$

$$= (50,911 - 8,789) * 100 / (100 - 8,816 - 8,789) = 51,122 \%$$

Таблица 4 – Сводная таблица результатов экспериментов

Влажность топлива,			Зольность топлива,			Выход летучих,	
$W_a$	$W_{вн}$	$W_p$	$A_a$	$A_c$	$A_p$	$V_a$	$V_r$
8,816	5	13,375	8,789	9,639	9,252	40,273	48,878
Характеристика нелетучего осадка							
Выход нелетучего осадка,						$(NV)_a$	50,911
						$(NV)_r$	51,122

Вывод по работе. В ходе данной работы мы определили:

1. Влажность твердого топлива.
2. Зольность твердого топлива.
3. Выход летучих твердого топлива.

1. Влажность твердого топлива мы определяли с помощью аналитических весов и алюминиевого стаканчика с торфом. Результаты опыта нам дали:

$$W_a=8,816\% , W_{ВН}=5\% , W_p=13,375\% .$$

2. Зольность твердого топлива мы определяли с помощью аналитических весов , тиглей фарфоровых и термопары для измерения температуры. Результаты опыта нам дали:

$$A_a=8,789\% , A_c=9,639\% , A_p=9,252\% .$$

3. Выход летучих твердого топлива мы определяли с помощью аналитических весов, муфельной печи, тиглей фарфоровых и пресса для брикетирования.

Результаты опыта нам дали:

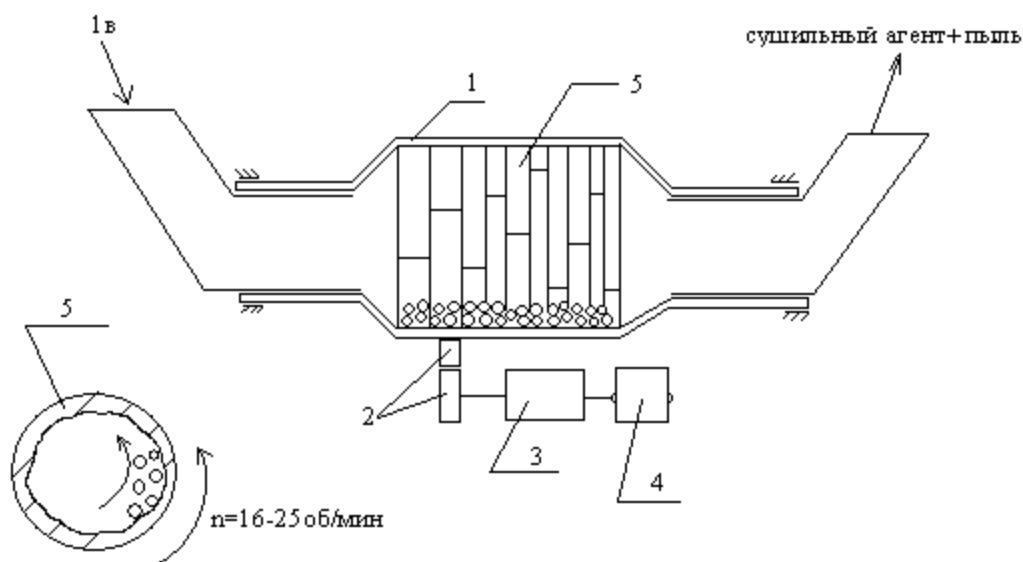
$$V_a=40,273\% , V_{Г}=48,878\% , (NV)_a=50,911\% , (NV)_{Г}=51,122\% .$$

## Лабораторная работа №2

### Определение относительного лабораторного коэффициента размолонеспособности твердого топлива

#### 2.1 Общие сведения

#### *Шаровая барабанная мельница (ШБМ)*



- 1 – барабан;
- 2 – шестеренка;
- 3 – редуктор;
- 4 – электродвигатель;
- 5 – броневые плиты.

$$D_{\bar{o}} = 2 \div 4 \text{ м};$$

$$L_{\bar{o}} = 3 \div 8 \text{ м};$$

$$d_{ш} = 30 \div 60 \text{ мм};$$

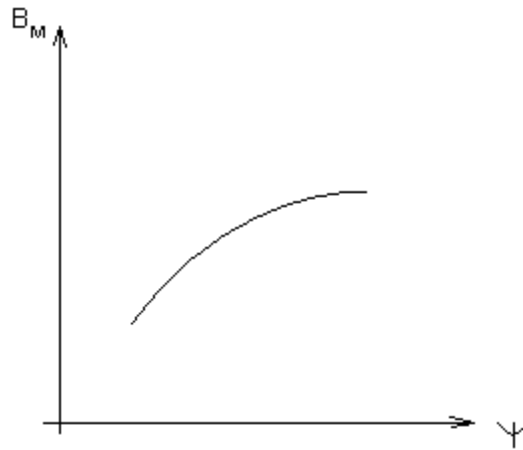
$$t_1 = 380 \div 420^\circ \text{C}.$$

*Факторы, влияющие на размол:*

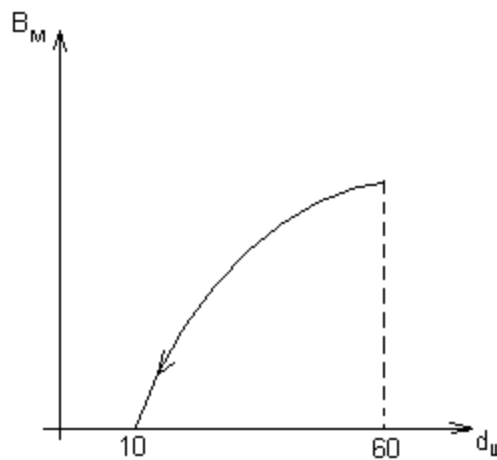
3. частота вращения барабана. С ростом частоты возрастает производительность мельницы, но при  $n > n_{кр} = \frac{42,3}{\sqrt{D_{\bar{o}}}}$ , все шары прижмутся к внутренней поверхности барабана и  $V_m = 0$ , поэтому  $n_{раб} = 0,75 \cdot n_{кр}$ ;

4. доля шаровой загрузки:

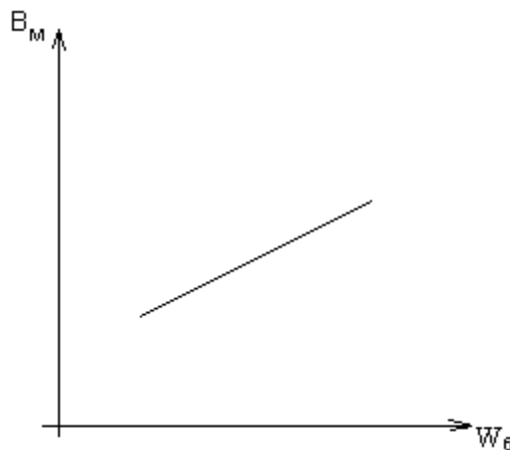
$$\Psi = \frac{V_{шар}}{V_{бар}} \cong 0,25$$



5. диаметр шаров. При уменьшении диаметра шаров, снижается  $V_M$ .  
Износ шаров составляет  $\approx 150 \div 300 \frac{\text{гр}}{\text{т.угля}}$

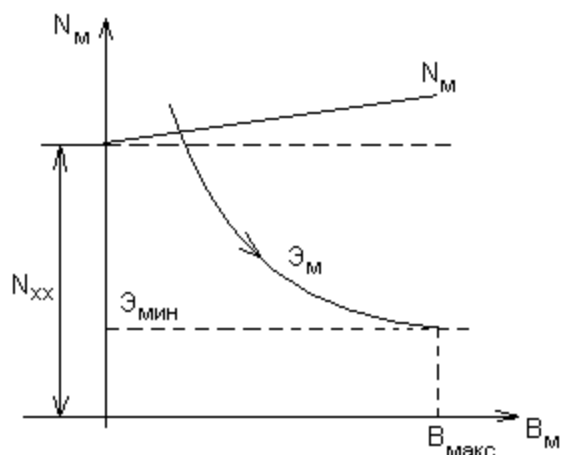


6. скорость вентиляции  
 $W_6 = 1 \div 3 \text{ м/с}$



7. удельные энергозатраты на помол

$$\mathcal{E}_M = \frac{N_M}{B_M}; N_M = N_{xx} + b \cdot B_M, \text{ кВт}$$



Достоинства:

- ПЫЛЬ ТОНКОГО ПОМОЛА.

Недостатки:

- громоздкость;
- грохот;
- высокие энергозатраты  $\mathcal{E}_m = 30 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}}$

Применяют при размоле антрацита и углей класса Г.

**2.2. Необходимая аппаратура и материалы**

1. Лабораторная шаровая мельница.
2. Машина для отсева пыли.
3. Набор сит с размерами отверстий 200 и 88 мкм.
4. Весы лабораторные технические.
5. Баночки для взвешивания проб.
6. Эталонное топливо - АШ.
7. Испытуемое топливо - угли марки Б, Д, Г и другие.

**2.3. Результаты**

Результаты расчетов и определения величины относительного коэффициента размолоспособности каменного угля приведены в таблице 2.1

**Таблица 2.1 – Результаты расчета относительного лабораторного коэффициента размолоспособности**

Наименование топлива	Вес пробы до размола, b ,г	Время размола t, мин	Проход через сито 88,г	К <sub>ло</sub>
Антрацит	b <sub>эт</sub> =100 b <sub>х</sub> =100	t <sub>эт</sub> =20 t <sub>х</sub> =20	g <sub>эт</sub> =10 g <sub>х</sub> =12	1 0,91

### Лабораторная работа №3

## ПОСТРОЕНИЕ ЗЕРНОВЫХ (СИТОВЫХ) ХАРАКТЕРИСТИК ПЫЛЕЙ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

### 3.1 Общие сведения

Качество помола топлива влияет на экономичность парогенератора. Чем меньше размер частиц, тем больше поверхность соприкосновения их с воздухом, лучше горение. Тонкий помол нежелателен, так как увеличивается удельный расход электроэнергии на помол. Устанавливают оптимальный размол топлива, при котором удельный расход электроэнергии на тонну помола невелик, а тонкость помола достаточная для ведения нормального процесса горения. Определение качества пыли по тонкости помола производится с помощью сит.

### 3.2 Необходимые приборы и материалы

1. Машина для отсева пыли.
2. Набор сит с размером отверстий 200 и 88 мкм.
3. Весы лабораторные технические.
4. Баночки для взвешивания.
5. Угольная пыль.

### 3.3. Выполнение работы

1. На лабораторных технических весах взвешиваем 50 г. воздушно-сухой угольной пыли.
2. Высыпают угольную пыль на верхнее сито, закрывают крышкой и закрепляют в машине для отсева.
3. Производят рассев в течение 15-20 мин. По истечении времени выключают машину и взвешивают остатки на ситах. Опыт выполняем 2 раза. Данные заносят в таблицу.
4. Строим неполную зерновую характеристику.

### 3.4. Результаты

Время отсева	Полный остаток на сите		Полный остаток на сите	
	$g_{88}, \Gamma$	$R_{88}, \%$	$g_{200}, \Gamma$	$R_{200}, \%$
№1 – 15 минут	32,5	65	6	12
№2 – 15 минут	32,5	65	6	12

Примечание: для большей точности производят две просевки - одна является основной, вторая - контрольной. Расхождение между ними не должно превышать 1 %.

По результатам опыта строим неполную зерновую характеристику. Соединяем полученные точки плавной кривой. Результаты приведены на рисунке 1.

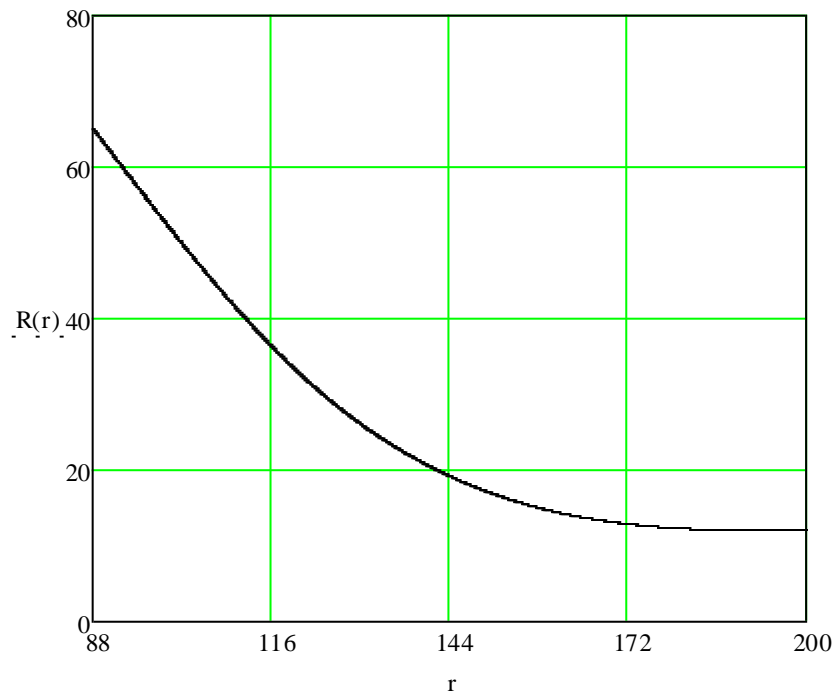


Рисунок 1. Неполная зерновая характеристика угольной пыли.  
( $R$ - остаток на сите, %,  $r$  – размер ячеек сита, мкм)



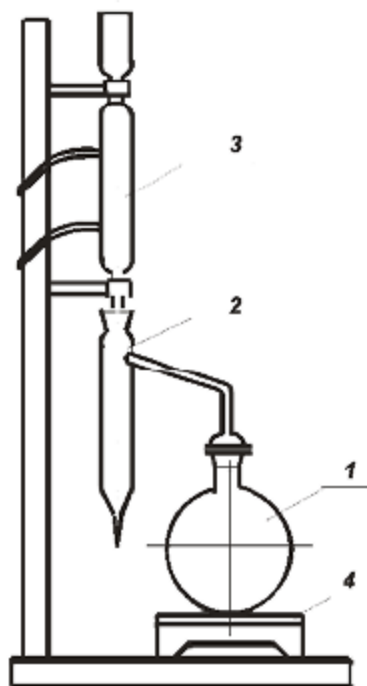
**Лабораторная работа №4**  
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ЖИДКОГО ТОПЛИВА**  
**(топливо – мазут марки М100)**

**4.1 Определение содержания влаги жидкого топлива**

*Общие сведения*

Одной из физико-технических характеристик топочного мазута является содержание в нем влаги, которое должно быть не более 1,0 % для мазута марки М40 и не более 2,5 % для мазута М100 и М200. Однако топочный мазут может содержать и повышенное количество влаги, достигающее до 6-8 %, из-за обводнения его при водных перевозках, а также при разогреве в цистерне паром. Сущность метода определения содержания влаги в жидком топливе заключается в выпаривании её из определённой навески топлива с последующей конденсацией.

*Необходимая аппаратура, реактивы, материалы*



**Установка для определения содержания влаги:**

**1 - колба; 2 - приемник -ловушка; 3 -холодильник; 4 –нагреватель**

*Результаты выполнения работы*

Вес пустой колбы, G, г	Вес колбы с навеской мазута, G <sub>1</sub> , г	Навеска мазута, G <sub>1</sub> -G, г	Объем воды в приемнике ловушке, мл
300	750	450	10

Содержание влаги в весовых процентах ( $W_{вес}$ ) вычисляется по формуле:

$$W_{вес} = \frac{\rho v 100}{G_2}, \%,$$

$$W_{вес} = \frac{1 \cdot 10 \cdot 100}{450} = 2,25\%,$$

где  $v$  - объём воды в приёмнике-ловушке в мл;

$\rho$  - удельный вес воды, равный 1 г/мл;

$G_2$  - навеска мазута, взятая для опыта,  $G_2 = G_1 - G$ .

В качестве жидкого топлива использовался мазут марки М100.

Влага испытываемого мазута, % $W_{вес}$	Влага мазута по справочным данным, % $W_{сп}$
2,25	2,5

#### **4.2 Определение условной вязкости жидкого топлива**

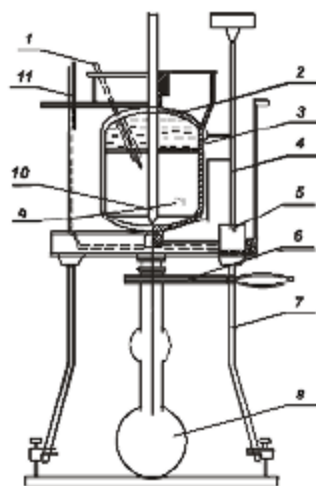
##### ***Общие сведения***

Вязкость нефти и главным образом мазута определяет возможность транспортирования их по трубопроводам, а также распыления при сжигании: чем выше вязкость топлива, тем труднее перекачивать и распылять его.

Вязкость нефти, нефтепродуктов и мазута выражают в единицах условной вязкости ВУ. Условной вязкостью называют отношение времени истечения из вискозиметра типа ВУ 200 мл испытуемого нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20°C, являющемуся постоянной (водным числом) прибора. Величина этого отношения выражается как число условных градусов. Условная вязкость при температуре  $t$  обозначается сокращённо ВУ<sub>t</sub>.

Определение условной вязкости нефтепродуктов осуществляется в вискозиметре типа ВУ.

##### ***Необходимая аппаратура, реактивы и материалы***



**Вискозиметр типа ВУ для определения условной вязкости:**

- 1, 11 - термометры; 2 - крышка; 3 - резервуар для испытуемого топлива;  
 4 - резервуар внешний; 5 - мешалка; 6 - нагреватель; 7 - треножник; 8 - колба;  
 9 - штифты-показатели уровня; 10 - запорный деревянный стержень.

***Результаты выполнения работы***

Условную вязкость испытуемого жидкого топлива при температуре  $t$  ВУ<sub>t</sub> в условных градусах вычисляют по формуле

$$ВУ_t = \frac{\tau_t}{t_{20}^{H_2O}}$$

где  $\tau_t$  - время истечения из вискозиметра 200 мл испытуемого жидкого топлива при температуре испытания в секундах;  
 $t_{20}^{H_2O}$  - водное число вискозиметра в секундах.

$t_{20}^{H_2O}$	$\tau_t$	ВУ <sub>t</sub> , условные градусы	ВУ <sub>t</sub> , справочное значение
50	785	15,7	16

**4.3 Определение температуры вспышки жидкого топлива**

***Общие сведения***

Температура вспышки определяет воспламеняемость жидкого топлива при сгорании его в топке котлоагрегата, а также пожарную опасность, которую оно представляет.

Температурой вспышки называют такую температуру испытуемого топочного мазута, нагреваемого в определенных лабораторных условиях, при которой пары его образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени.

Определение температуры вспышки мазута осуществляют в открытом тигле прибора, состоящего из песочной бани с электрическим или газовым

обогревом, фарфорового тигля и термометра, закрепленного в держателе штатива.

### ***Необходимая аппаратура и материалы***



#### **Прибор для определения температуры вспышки:**

состоит из поджигающего устройства, медного испытательного тигля, держателя термометра, ручки управления нагревателем и электрического нагревателя. Используется для определения температуры вспышки и воспламенения всех нефтепродуктов, кроме котельных топлив и жидкостей, имеющих температуру вспышки в открытом тигле ниже 79°C (175°F).

Поджигающее устройство изготовлено в соответствии с требованиями спецификаций. Навесной держатель термометра поднимается для удобства установки и выемки испытательного тигля. Размер пламени регулируется встроенным игольчатым клапаном. Прибор оснащен электронагревателем (1000 Вт) с регулятором скорости нагрева и устройством поджига с электроприводом. Корпус прибора изготовлен из нержавеющей стали. Поджигающее устройство и держатель термометра изготовлены из никеля с медным покрытием.

№ опыта	Температура вспышки, $t_{всп}$ , °С	Температура вспышки, $t_{всп}$ , °С по справочным данным
1	109	110
2	112	110

Расхождение в результатах эксперимента  $\Delta t = 3$  °С допускается при температуре вспышки до 150 °С

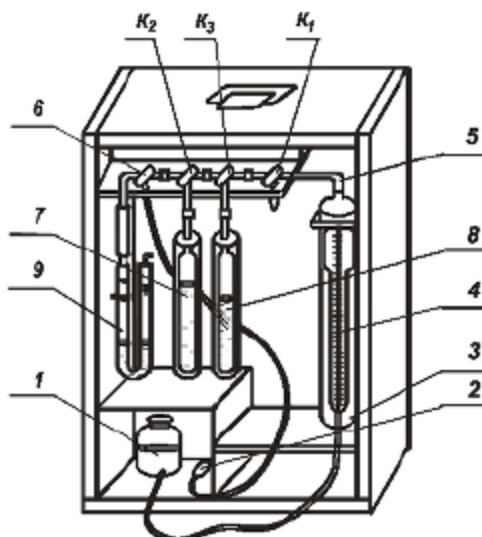
**Лабораторная работа №5**  
**АНАЛИЗ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ**  
**С ПОМОЩЬЮ ГАЗОАНАЛИЗАТОРА ГХП (КГА-1)**  
**(Топливо – мазут)**

**Общие сведения**

Действие химического переносного газоанализатора основано на принципе поглощения реактивами из продуктов сгорания искомого компонента количество которого определяется путем замера объёмов пробы газа. Время анализа - 5...8 мин. Погрешность определения компонентов по объему составляет  $\pm 0,1\%$ .

**Устройство и порядок проведения опыта с помощью газоанализатора типа ГХП-ЗМ (КГА-1)**

Газоанализатор состоит из двух поглотительных сосудов 7, 8; измерительной бюретки 4, соединительной гребенки 5, напорного сосуда 1, трехходового крана 6, резиновой груши-насоса 2 и фильтра 9.



Общий вид газоанализатора ГХП-ЗМ

**Вычисление результатов работы**

По данным определения содержания компонентов в сухих продуктах горения производят проверку правильности газового анализа. Количество кислорода, которое содержится в сухих продуктах горения, можно определить по формуле:

$$O_2' = \frac{100 \cdot (RO_2^{max} - RO_2)}{4,76 \cdot RO_2^{max}} \quad \%$$

Совершенство процесса горения характеризует коэффициент избытка воздуха, который можно вычислить следующими способами:

1. По «азотной» формуле:

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76 \cdot O_2},$$

2. По «углекислотной» формуле:

$$\alpha = \frac{RO_2^{\max}}{RO_2}.$$

3. По «кислородной» формуле:

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2}.$$

Вид топлива	RO <sub>2</sub> <sup>max</sup> , %
Природный газ (тюменский)	11,8
Природный газ других месторождений	11,8±0,2
Мазут	15,9
Торф	19,6
Сланцы	18
Бурые угли	19,4...19,1
Каменные угли:	
Д, Г	18,7...18,6
Ж, ПЖ	18,6...18,8
Т	18,8...19,0
Полуантрацит	19,4...19,2
Антрацит	19,5...20,1

Количество газа на анализ, см <sup>3</sup>	Содержание RO <sub>2</sub>	Содержание O <sub>2</sub>	Коэффициент избытка воздуха, α
100	11,78	5,44	1,35
100	11,61	5,67	1,37
100	11,53	5,78	1,38

## Лабораторная работа №6 АНАЛИЗ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ГАЗОАНАЛИЗАТОРА TESTO 300XL

Действие газоанализатора основано на способности измерительных ячеек прибора преобразовывать концентрацию входящих в дымовые газы составляющих в электрический сигнал.

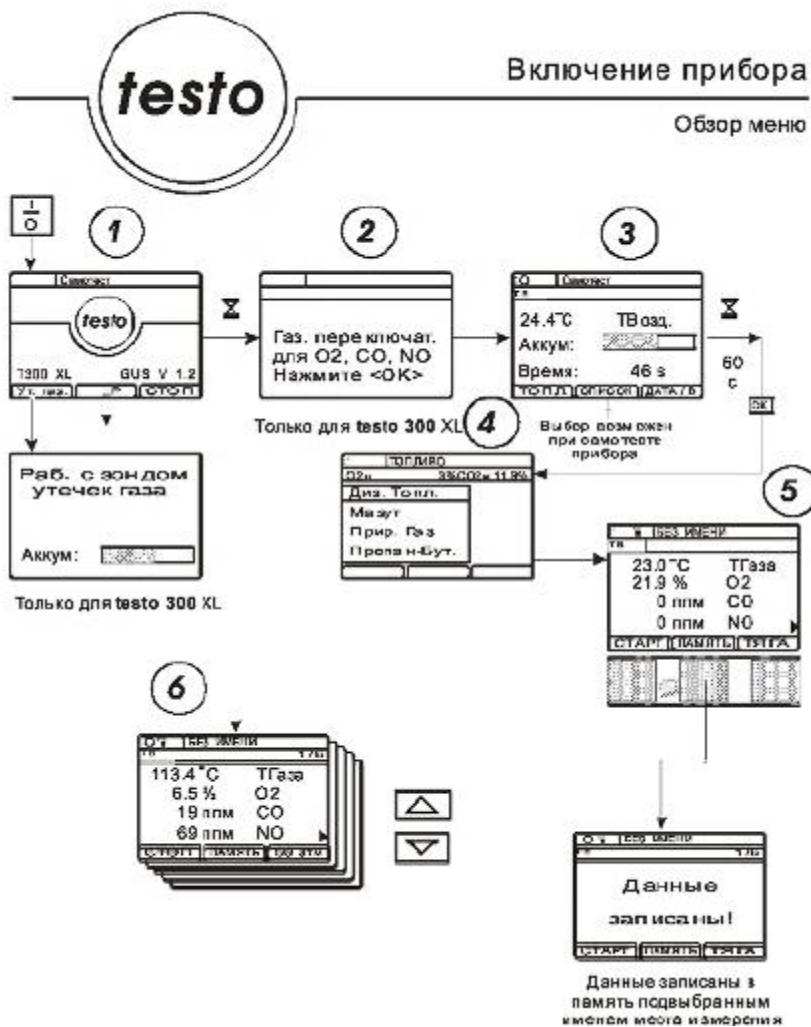
### Технические данные прибора

1. Измерение температуры	
– диапазон измерения, °C	-40...+1200
– погрешность, %	±0,5
– разрешающая способность, °C	0,1
2. Измерение O <sub>2</sub>	
– диапазон измерения, %	0...21
– погрешность, %	±0,2
– разрешающая способность, °C	0,1
3. Измерение CO <sub>2</sub>	
– диапазон измерения, %	0 – CO <sub>2</sub> <sup>max</sup>
– погрешность, %	±0,2
– разрешающая способность, °C	0,01
4. Измерение CO	
– диапазон измерения, ППМ	0 – 8000
– погрешность, ППМ	±20
5. Расчет КПД установки	
– диапазон измерения, %	0...120
– разрешающая способность, %	0,1
6. Потери тепла	
– диапазон измерения, %	0...99,9
– разрешающая способность, %	0,1
7. Рабочая температура прибора, °C +4...45	
В комплект прибора входят	
– прибор Testo300XL	
– компактный зонд с термопарой, длиной 300 мм	
– блок питания	
– зарядное устройство	
– блок осушки	
– инфракрасный принтер	

### Проведение анализа с помощью прибора

1. Извлечь прибор, зонд и блок осушителя из чехла.
2. Подключить зонд к прибору в соответствии с маркировкой зонда и прибора.
3. Включить питание прибора.

Далее действовать в соответствии с рисунком, причем после пункта 4 необходимо ввести зонд в газоход котла. После выполнения анализа зонд извлечь из газохода. Но включить питание можно только после продувки прибора чистым воздухом, т.е. пока на табло прибора не установится O<sub>2</sub>=21 %.



## Результаты расчетов

Количество газа на анализ см <sup>3</sup>	Содержание RO <sub>2</sub>	Содержание O <sub>2</sub>	Коэффициент избытка воздуха
100	11,78	5,44	1,35
100	11,61	5,67	1,37
100	11,53	5,78	1,38

Топливо мазут марки М-100 RO<sub>2</sub>max=15,9



## **Раздел контроля знаний**

## Вопросы к экзамену по учебной дисциплине «Парогенераторы ТЭС»

### Зимняя экзаменационная сессия

1. Состав рабочего топлива и влияние  $A_r$ ,  $W_r$  на работу котла.
2. Высшая и низшая теплота сгорания топлива.
3. Приведенная зольность и влажность. Подразделение топлива от приведенной зольности и влажности. Условное топливо.
4. Классификация каменных углей. Маркировка антрацитов. Классификация мазута.
5. Теоретическое количество воздуха для твердого и жидкого топлива. Действительное количество воздуха.
6. Теоретические объемы продуктов сгорания  $3x$  атомных газов и водяных паров для твердого и жидкого топлива
7. Действительные объемы продуктов сгорания
8. Парциальное давление трехатомных газов и водяных паров. Концентрация золы в продуктах сгорания
9. Энтальпия продуктов сгорания
10. Объем сухих газов для твердого и жидкого топлива при контроле процесса горения.
11. Уравнение неполного горения и определение его  $CO$
12. Уравнение полного горения  $RO_2$  и  $RO_2 \max$
13. Определение коэффициента избытка воздуха
14. Способы составления теплового баланса котла. КПД котла
15. Располагаемая теплота котла
16. Определение полезного использования теплоты котла
17. Потери теплоты с уходящими газами  $Q_2$
18. Потеря теплоты с химическим недожогом топлива
19. Потеря теплоты с механическим недожогом топлива
20. Потери теплоты от наружного охлаждения
21. Скорость химических реакций при горении топлива
22. Закон Аррениуса
23. Цепные реакции
24. Химическая и диффузионная область горения
25. Процессы воспламенения и распространения пламени
26. Концентрационные границы зажигания
27. Скорость распространения пламени
28. Определение нормальной скорости распространения пламени
29. Особенности горения твердого топлива
30. Пути интенсификации горения твердого топлива

31. Особенности горения жидкого топлива
32. Пути интенсификации горения жидкого топлива
33. Классификация топочных устройств по аэродинамическому признаку
34. Дробление твердого топлива
35. Закономерности размола твердого топлива
36. Свойства и характеристики угольной пыли
37. Шаровая барабанная мельница(ШБМ)
38. Молотковые Мельницы (ММ)
39. Мельницы-вентиляторы для размола бурого угля

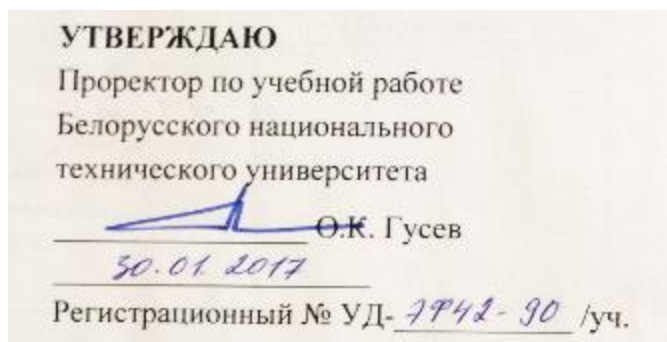
### **Летняя экзаменационная сессия**

40. Системы приготовления пыли
41. Элементы систем пылеприготовления
42. Выбор типа мельниц
43. Топки и горелочные устройства для пылевидного сжигания топлива с твердым шлакоудалением
44. Топки для пылевидного сжигания топлива с жидким шлакоудалением
45. Топки для жидкого и газообразного топлива
46. Гидравлическое сопротивление движения потока в трубах
47. Тепловая разверка и тепловая неравномерность
48. Гидравлическая неравномерность и нестабильность
49. Гидравлический расчет контуров естественной циркуляции
50. Показатели надежности естественной циркуляции
51. Способы повышения надежности естественной циркуляции
52. Причины загрязнения пара
53. Сепарационные устройства
54. Устройства для промывки пара
55. Питательная вода котельных агрегатов
56. Водный режим котлоагрегата
57. Ступенчатое испарение
58. Загрязнения поверхностей нагрева летучей золой
59. Износ поверхности нагрева летучей золой
60. Коррозия поверхностей нагрева со стороны греющих газов
61. Металлы котлостроения и расчет прочности основных элементов котлов
62. Парогенерирующие поверхности нагрева котлов
63. Пароперегреватели котлов.
64. Устройства для регулирования температуры перегретого пара.
65. Водяной экономайзер
66. Воздухоподогреватели
67. Защита низкотемпературной поверхности нагрева от коррозии.

68. Компоновка хвостовых поверхностей нагрева котла
69. Каркас, обмуровка, тепловая изоляция котла
70. Арматура и гарнитура котла.

## **Вспомогательный раздел**

# Белорусский национальный технический университет



## ПАРОГЕНЕРАТОРЫ ТЭС

Учебная программа учреждения высшего образования

по учебной дисциплине для специальности

1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

2017 г.

Учебная программа составлена на основе образовательного стандарта ОСВО 1-43 01 04-2013.

**СОСТАВИТЕЛЬ:**

Г.И. Жихар, профессор кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор.

**РЕЦЕНЗЕНТЫ:**

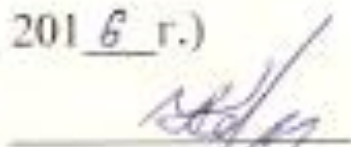
**И.Е. Мигуцкий** доцент кафедры «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» Белорусского национального технического университета, кандидат технических наук, доцент;

**В.М. Сыропушинский**, начальник производственно-технического отдела РУП «Белнипиэнергопром», кандидат технических наук.

**РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:**

Кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета  
(протокол № 6 от 16.12 2016 г.)

Заведующий кафедрой



Н.Б. Карницкий

Методической комиссией факультета энергетического факультета  
Белорусского национального технического университета  
(протокол № 4 от 22.12 2016 г.)

Председатель методической комиссии



Е.Г. Пономаренко

Научно-методическим советом Белорусского национального технического университета (протокол № 1 секции №1 от 20.05 2017 г.)

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Учебная программа по учебной дисциплине «Парогенераторы ТЭС» разработана для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции».

Парогенераторы ТЭС – основное оборудование тепловых электрических станций. В парогенераторах вырабатывается пар, который поступает в паровую турбину. Турбина соединена с электродвигателем, вырабатывающим электрическую энергию. Надежность и экономичность работы парогенератора определяет надежность и экономичность всей тепловой электростанции.

Целью изучения дисциплины является приобретение знаний о физико-химических процессах сжигания органических топлив, процессах, протекающих в газо-воздушном и водяном трактах парогенераторов, и о теплообмене с поверхностями нагрева.

Основной задачей преподавания учебной дисциплины является подготовка студентов к будущей практической деятельности.

Учебная дисциплина базируется на знаниях, полученных при изучении таких дисциплин как: «Физика», «Тепломассообмен», «Механика», «Гидрогазодинамика», «Техническая термодинамика».

В результате изучения учебной дисциплины студент должен:

**знать:**

- технологию производства пара на ТЭС. Конструктивные характеристики и принципы работы парогенераторов ТЭС, их элементов и вспомогательных механизмов;
- факторы, влияющие на экономичность работы котлоагрегатов;
- режимы работы и эксплуатации котлоагрегатов;

**уметь:**

- анализировать техническое состояние парогенератора, организовывать и проводить необходимые испытания отдельных элементов и котельной установки в целом;
- разрабатывать и выполнять мероприятия по повышению экономичности и надежности парогенератора путем совершенствования и реконструкции их узлов и элементов;



- самостоятельно принимать решения в процессе эксплуатации, поддерживать оптимальный режим, обеспечивать безопасность работы подчиненного персонала;

**владеть:**

- конструкторским и поверочным тепловыми расчетами котлоагрегатов;
- основами организации и управления процессами, обеспечивающими надежную работу парогенератора с минимальными расходами топлива и электрической энергии;
- методами повышения экономичности работы отдельных элементов и котельной установки в целом.

Освоение данной учебной дисциплины обеспечивает формирование следующих компетенций:

АК-1. Уметь применять базовые научно-теоретические знания для решения теоретических и практических задач.

АК-6. Владеть междисциплинарным подходом при решении проблем;

ПК-7. Анализировать перспективы развития тепловых электрических станций, котельных, систем теплоснабжения и водоподготовительных установок в целом и отдельных их элементов и технологий их сооружения;

ПК-20. Готовить доклады, материалы к презентациям;

ПК-22. На основе правил, норм, технической документации и информации о техническом состоянии теплоэнергетических объектов и установок тепловых электрических станций составлять график периодичности планово-предупредительного ремонта, определять объемы ремонтных работ и потребности в материалах и запасных частях.

Согласно учебным планам на изучение учебной дисциплины отведено:

- для очной формы получения высшего образования всего 400 ч., из них аудиторных - 142 часа;

- для заочной формы получения высшего образования всего 400 ч., из них аудиторных - 34 часа.

Распределение аудиторных часов по курсам, семестрам и видам занятий приведено ниже.

Таблица 1.

Очная форма получения высшего образования					
Курс	Семестр	Лекции, ч.	Лабораторные занятия, ч.	Практические занятия, ч.	Форма текущей аттестации
3	5	36	18	18	экзамен
3	6	42	-	28	экзамен
4	7	-	-	-	курсовой проект

Таблица 2.

Заочная форма получения высшего образования					
Курс	Семестр	Лекции, ч.	Лабораторные занятия, ч.	Практические занятия, ч.	Форма текущей аттестации
6	5	12	4	2	экзамен
7	6	10	-	6	курсовой проект, экзамен

## **СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА**

### **Раздел I. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО**

#### **Тема 1.1. ЭЛЕМЕНТАРНЫЙ СОСТАВ ТОПЛИВА**

Пересчет элементарного состава с одной массы на другую. Теплота сгорания топлива: высшая, низшая; методы их определения. Условное топливо. Выход летучих веществ. Влияние летучих веществ на воспламенение и развитие горения.

#### **Тема 1.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВНОГО БАЛЛАСТА**

Минеральная часть топлива, химсостав, температурные характеристики и возможности ее использования. Влажность топлива. Сера в топливе. Технические характеристики энергетических топлив (твердого, жидкого и газообразного). Приведенные влажность, зольность и сернистость топлива. Классификация и маркировка топлива. Основные месторождения ископаемых топлив. Энергохимическое использование энергетических топлив.

### **Раздел II. ГОРЕНИЕ ТОПЛИВА И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

#### **Тема 2.1. МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ**

Теоретически необходимое количество воздуха. Коэффициент избытка воздуха. Состав и объем продуктов сгорания. Уравнение полного и неполного горения. Определение коэффициента избытка воздуха по газовому анализу. Энтальпия продуктов сгорания.

#### **Тема 2.2. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ПАРОГЕНЕРАТОРА**

Общее уравнение теплового баланса. Располагаемая теплота. Теплота, затраченная на производство пара. Определение КПД парогенератора по прямому и обратному балансу. Расход топлива на парогенератор.

#### **Тема 2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПОТЕРЬ ТЕПЛОТЫ В ТЕПЛОВОМ БАЛАНСЕ**

Составляющие потерь теплоты и их анализ. Методы определения химического и механического недожога. Определение потерь теплоты с уходящими газами. Определение потерь теплоты от наружного охлаждения парогенератора и с физической теплотой шлаков. Определение присосов в газоходах парогенератора. Влияние коэффициента избытка воздуха на потери теплоты. Основы проведения балансовых испытаний парогенератора.

#### **Тема 2.4. КИНЕТИКА ХИМИЧЕСКИХ РЕАКЦИЙ ГОРЕНИЯ**

Скорость химических реакций. Классификация химических реакций. Зависимость скорости химической реакции от температуры (Закон Аррениуса). Влияние давления на скорость химической реакции при постоянной температуре. Зависимость скорости химической реакции от состава газовой среды при постоянном давлении и температуре. Цепные реакции.

#### **Тема 2.5. ПРОЦЕССЫ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ГОРЕНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА**

Способы воспламенения горючих смесей. Стационарная теория теплового самовоспламенения. Скорость распространения пламени. Концентрационные границы зажигания. Определение нормальной скорости распространения пламени. Кинетическая и диффузионная области реагирования. Интенсификация сжигания газообразного топлива.

#### **Тема 2.6. ГОРЕНИЕ ЖИДКОГО ТОПЛИВА**

Горение капли жидкого топлива. Влияние топкости распыла жидкого на время горения. Сжигание жидкого топлива в факеле. Стадии горения жидкого топлива. Мероприятия, обеспечивающие рациональное и высокоинтенсивное горение жидкого топлива.

#### **Тема 2.7. ГОРЕНИЕ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА**

Механизм и кинетика горения углерода. Кинетическая и диффузионная области горения углерода. Термическое разложение твердых топлив. Роль летучих в процессе горения твердого топлива. Тепловой режим горения частицы твердого топлива. Распределение концентраций и температур в свободной турбулентной струе при горении твердого топлива. Интенсификация сжигания твердого топлива.

## **Раздел III. ПОДГОТОВКА ТОПЛИВА К СЖИГАНИЮ**

### **Тема 3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВ**

Классификация топочных устройств по аэродинамическому признаку: слоевые топки, топки с кипящим слоем, факельные топки и циклонные топки. Принципы работы указанных топок. Преимущества и недостатки каждого типа топок. Примеры конструкций этих топок. Преимущества факельных топок перед слоевыми.

### **Тема 3.2. ОСНОВНЫЕ СТАДИИ ПОДГОТОВКИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА К ПЫЛЕВИДНОМУ СЖИГАНИЮ**

Дробление твердого топлива. Кратность дробления. Конструкции дробилок. Свойства и характеристики угольной пыли. Закономерности размола. Определение экономически целесообразной топкости помола. Лабораторный коэффициент размолоспособности топлива. Зерновая характеристика пыли. Конструкции мельниц для размола твердого топлива.

### **Тема 3.3. СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ**

Замкнутые системы приготовления пыли с прямым вдуванием. Системы приготовления пыли с пылевым бункером. Индивидуальная система пылеприготовления с разомкнутым циклом. Центральные системы приготовления пыли. Элементы системы приготовления пыли (сепараторы пыли, циклоны, питатели пыли, затвор-мигалка, делитель пыли).

## **Раздел IV. СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА В ТОПКАХ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ**

### **Тема 4.1. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ ТОПЛИВ**

Подготовка к сжиганию газообразного и жидкого топлива. Конструкции топочных камер газомазутных парогенераторов. Горелочные устройства и их размещение. Воздушные регистры. Запальные устройства. Основы расчета газовых горелок. Способы распыла жидкого топлива. Типы мазутных форсунок. Горелки мазутные и газомазутные. Расчетные характеристики топочных камер. Вопросы эксплуатации и режима работы: малые избытки воздуха, использование присадок, рециркуляция газов. Ступенчатое сжигание, как средство снижения  $N_{ox}$ . Техника безопасности на газомазутных ТЭС.

#### **Тема 4.2. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО ТВЕРДОГО ТОПЛИВА**

Схемы топочных камер для сжигания твердого топлива. Основные характеристики топочных камер. Типы горелочных устройств. Применяемые скорости первичного и вторичного воздуха. Схемы расположения горелок на стенах топочной камеры и их особенности. Конструктивное оформление камерных топок с твердым и жидким шлакоудалением. Топки с вертикальным вихревым факелом. Сущность циклонного метода сжигания топлив. Циклонные топки и предтопки. Топки с кипящим слоем. Сопоставимый анализ различных топочных камер.

### **Раздел V. ПРОФИЛЬ ПАРОГЕНЕРАТОРА. КОМПОНОВКА И УСЛОВИЯ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА**

#### **Тема 5.1. ОСНОВНЫЕ ПРОФИЛИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ И ИХ ОСОБЕННОСТИ**

Парообразующие поверхности прямоточных и барабанных парогенераторов. Развитие парогенераторов. Основные профили парогенераторов и их особенности. Конструктивные и компоновочные решения современных парогенераторов. Влияние технических характеристик топлива, параметров пара и мощности на профиль парогенераторов. Принцип компоновки поверхностей нагрева по ходу продуктов сгорания. Парообразующие поверхности прямоточных и барабанных парогенераторов. Компоновка топочных экранов барабанных и прямоточных парогенераторов. Типы экранов: схемы навивок, двухступенчатые экраны. Схемы включения панелей экранов, условия их работы. Газоплотные экраны, условия их работы, меры, повышающие их надежность. Ошипованные экраны, области применения, температурный режим.

#### **Тема 5.2. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА**

Классификация пароперегревателей. Зоны размещения первичного и вторичного пароперегревателей. Условия работы металла труб. Конвективные и радиационные пароперегреватели и их конструктивное оформление. Ширмовые пароперегреватели. Компоновка пароперегревателей и влияние на нее параметров пара. Условия работы пароперегревателей и методы повышения надежности. Особенности выполнения промежуточных пароперегревателей. Методы регулирования температуры пара поверхностными и впрыскивающими пароохладителями. Паро-паровой теплообменник и схемы его включения. Регулирование температуры вторичного пара рециркуляцией продуктов сгорания, изменением положения факела в топке и байпасированием продуктов сгорания и среды.

### **Тема 5.3. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ И ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ**

Одно- и двухступенчатая компоновка низкотемпературных поверхностей нагрева. Распределение температурных напоров. Типы экономайзеров и их размещение. Интенсифицированные поверхности нагрева и условия их работы. Классификация воздухоподогревателей. Конструктивное оформление трубчатых и регенеративных воздухоподогревателей; компоновочные решения. Нагрев воздуха с применением промежуточного теплоносителя.

### **Тема 5.4. КОРРОЗИЯ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА СО СТОРОНЫ ГРЕЮЩИХ ГАЗОВ**

Ванадиевая коррозия. Окалинообразование. Кислородная коррозия. Применение присадок в продукты сгорания для защиты низкотемпературных поверхностей нагрева от коррозии. Предотвращение коррозии путем повышения температуры стенки металла выше температуры точки росы. Предварительный подогрев воздуха в паровых калориферах. Рециркуляция горячего воздуха.

### **Тема 5.5. ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ЛЕТУЧЕЙ ЗОЛОЙ**

Поведение минеральных примесей топлива в парогенераторе. Механизм образования отложений. Износ конвективных поверхностей нагрева летучей золой. Выбор наиболее выгодной скорости газов. Коэффициент образования золы топлив. Обдувка конвективных поверхностей нагрева. Вибрационная очистка поверхностей нагрева. Дробеочистка.

### **Тема 5.6. МЕТАЛЛЫ И РАСЧЕТ ПРОЧНОСТИ ДЕТАЛЕЙ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ**

Условия работы металла элементов парогенераторов. Обозначение марок сталей. Углеродистые стали, применяемые в парогенераторостроении. Низколегированные стали. Высоколегированные стали. Специальные сорта сталей, применяемые в парогенераторостроении. Выбор марки стали. Расчет прочности основных элементов парогенераторов. Эксплуатационный контроль за металлом.

**Раздел VI. ТЕПЛООБМЕН В ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА И ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОГЕНЕРАТОРА**



### **Тема 6.1. ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛООБМЕНА В ТОПКЕ**

Относительное местоположение максимальных температур в топке. Степень черноты факела. Коэффициент тепловой эффективности. Коэффициент загрязнения экранов. Угловой коэффициент экрана. Степень экранирования топки.

### **Тема 6.2. РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕНА В ТОПКЕ**

Выбор температуры продуктов сгорания на выходе из топочной камеры. Полезное тепловыделение в топочной камере. Теоретическая температура сгорания топлива. Уравнение теплового баланса топки. Уравнение теплообмена в топочной камере. Расчетное определение температуры продуктов сгорания на выходе из топки и лучистой поверхности топки. По зонный расчет топки.

### **Тема 6.3. ТЕПЛООБМЕН В ГАЗОХОДАХ КОТЛА**

Лучистый теплообмен в газоходах котла. Степень черноты газовой среды. Конвективный теплообмен. Средний температурный напор. Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке. Коэффициент теплопередачи при поперечном омывании труб. Коэффициент теплоотдачи при продольном омывании. Коэффициент теплопередачи для регенеративных воздухоподогревателей. Выбор оптимальной скорости продуктов сгорания в конвективных газоходах.

### **Тема 6.4. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОГЕНЕРАТОРА**

Задачи поперечного и конструкторского расчетов парогенератора. Последовательность поперечного расчета барабанного и прямоточного парогенераторов. Последовательность конструкторского расчета парогенератора. Методика проведения теплового расчета парогенератора и его элементов на ЭВМ.

## **Раздел VII. ГИДРОДИНАМИКА И ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА**

### **Тема 7.1. ГИДРОДИНАМИКА И НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА**

Особенности пароводяной смеси как двухфазного потока. Характеристики движения пароводяной смеси. Структура двухфазного потока в вертикальных и горизонтальных трубах. Основные понятия о методах изучения структуры и параметров двухфазного потока. Гидравлическое сопротивление одно- и двухфазного потока. Движение рабочей среды в

парогенераторах различных систем. Кризисы теплообмена в парообразующих трубах. Температура стенки трубы и ее зависимость от различных условий обогрева. Влияние внутренних отложений на температуру стенки.

#### **Тема 7.2. ОСНОВНЫЕ СХЕМЫ И КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ КОНТУРОВ С ПРИНУДИТЕЛЬНЫМ ДВИЖЕНИЕМ СРЕДЫ**

Схемы контуров с принудительным движением среды. Гидравлическая устойчивость потока в горизонтальных парообразующих трубах. Методы устранения неустойчивости характеристик потока. Принципы выполнения парообразующих поверхностей парогенератора с многократной принудительной циркуляцией. Тепловая и гидравлическая разверка в системе параллельно включенных труб. Роль гидравлической и тепловой не тождественности в парогенераторах большой мощности. Гидравлическая и тепловая разверка в пароперегревателях и кипящих экономайзерах. Влияние схемы включения коллекторов на распределение рабочей среды по трубам. Допустимая тепловая разверка. Конструктивное оформление поверхностей нагрева с целью уменьшения тепловой разверки.

#### **Тема 7.3. ГИДРОДИНАМИКА КОНТУРОВ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ**

Схемы контуров с естественной циркуляцией. Движущий и полезный напор. Основное уравнение циркуляции. Высота экономайзерного участка и его влияние на работу контуров. Простой и сложный контуры естественной циркуляции. Кратность циркуляции. Сопротивление подъемных труб. Сопротивление опускных труб.

#### **Тема 7.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОСТОГО И СЛОЖНОГО КОНТУРОВ ЦИРКУЛЯЦИИ**

Расчет циркуляции в простом контуре. Расчет циркуляции в сложных контурах. Гидродинамика опускных труб и ее влияние на надежность циркуляции. Предельно допустимое значение кратности циркуляции. Явление застоя и опрокидывания циркуляции, образование и попадания пара в опускные трубы. Методы повышения надежности циркуляции.

### **Раздел VIII. ЧИСТОТА ПАРА И ВОДНЫЙ РЕЖИМ**

#### **Тема 8.1. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К КАЧЕСТВУ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ И ПАРА**

Влияние загрязнений на работу оборудования. Источники загрязнения питательной воды. Растворимость примесей в водном теплоносителе и закономерности образования отложений. Растворимость примесей в рабочей среде СКД и области их отложений.

#### **Тема 8.2. РАСТВОРИМОСТЬ ПРИМЕСЕЙ В ПЕРЕГРЕТОМ ПАРЕ ДО КРИТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ОТЛОЖЕНИЯ**

Растворимость веществ в паре. Пути перехода примесей из воды в пар. Коэффициент распределения. Механизм и закономерности уноса влаги паром. Поведение примесей пара в перегревателе и турбине.

#### **Тема 8.3. ВОДНЫЙ РЕЖИМ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ**

Задачи водного режима. Водный режим барабанных парогенераторов. Методы вывода примесей из цикла на ТЭС. Водный режим прямоточных парогенераторов (гидразинно-аммиачный, нейтральный комплексный). Безнакипный водный режим барабанных котлов. Солевой баланс цикла с барабанным и прямоточным парогенератором. Методы получения чистого пара. Паросепарационные устройства (внутрибарабанные, выносные). Паропромывочные устройства. Распределительные устройства с паровой подушкой. Барботаж и сущность барботажной промывки пара. Ступенчатое испарение.

### **Раздел IX. СТРОИТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА**

#### **Тема 9.1. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ПАРОГЕНЕРАТОРА**

Каркас парогенераторов. Обмуровка и тепловая изоляция парогенератора. Назначение арматуры и требования к ней. Гарнитура парогенератора. Обдувочные аппараты.

### **Раздел X. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ**

#### **Тема 10.1. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РЕЖИМЫ И ПОКАЗАТЕЛИ**

Основные положения. Допустимые скорости сброса и наброса давления в барабанном паровом парогенераторе. Стационарные режимы эксплуатации парогенераторов. Нестационарные режимы работы в диапазоне допустимых нагрузок. Пусковые схемы блоков с барабанным и прямоточным парогенератором. Скользящие параметры.

#### **Тема 10.2. РЕЖИМЫ ПУСКА И ОСТАНОВА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ**

Предпусковая промывка энергоблока. Режимы растопки парогенератора и пуска блока из различных тепловых состояний. Режимы останова и сброса нагрузки парогенератора. Директивные материалы по эксплуатации парогенераторов.

### **Раздел XI. ПАРОГЕНЕРАТОРЫ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

#### **Тема 11.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС И ИХ ОСОБЕННОСТИ**

Реактор как генератор пара одноконтурных АЭС. Виды теплоносителей, их свойства, достоинства и недостатки. Принципиальные схемы производства пара на АЭС. Требования к парогенераторам АЭС.

#### **Тема 11.2. КОНСТРУКЦИИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС С РАЗЛИЧНЫМИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯМИ**

Парогенераторы двухконтурных АЭС с водным теплоносителем, их схемы и особенности. Парогенераторы с жидкометаллическим и газовым теплоносителями, их схемы. Особенности водного режима АЭС.

### **ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ**

Целью курсового проекта по дисциплине «Парогенераторы ТЭС» является приобретение обучающимися представления о конструкции парогенератора, методике теплового расчета и выборе вспомогательных механизмов коглоагрегата.

Данный курсовой проект представляет собой тепловой расчет парогенератора (поверочный). Тепловой расчет выполняется для типового барабанного или прямоточного парогенератора по имеющимся в каталогах или других источниках конструктивным характеристикам для заданного топлива.

Отдельные разделы расчетной части проекта рекомендуется выполнять с использованием ЭВМ.

Также необходимо произвести расчет и выбор тягодутьевых механизмов парогенератора.

В качестве спецвопроса студентам рекомендуется произвести аэродинамический расчет части воздушного или газового тракта; расчет на прочность элементов парогенератора и др.

Графическая часть проекта состоит из двух-трех листов чертежей, которые включают в себя резервы парового котла с соответствующими расчету геометрическими размерами.

Примерный объем курсового проекта 40-50 печатных страниц формата А4.

На выполнение курсового проекта учебным планом отводится 60 часов.

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ**  
**очная форма получения высшего образования**

Номер раздела, темы, занятия	Название раздела, темы, занятия; перечень изучаемых вопросов	Количество аудиторных занятий					Материальное обеспечение занятий (наглядные, методические пособия и др.)	Количество часов УСР	Форма контроля знаний
		Лекции	Практические занятия	Семинарские	Лабораторные	Иное			
1	2	3	4		5	6	7	8	9
	<b>5 семестр</b>								
	Введение	<b>2</b>					Плакаты		
<b>1.</b>	<b>Энергетическое топливо</b>	<b>4</b>	<b>8</b>		<b>8</b>				
1.1	Элементарный состав топлива.	2	4		4		Образцы топлива		
1.2.	Характеристики топливного балласта.	2	4		4				Контрольный опрос
<b>II.</b>	<b>Горение топлива и эффективность его использования.</b>	<b>16</b>	<b>6</b>		<b>10</b>				
2.1	Материальный баланс процесса горения.	2	2		4				
2.2	Тепловой баланс парогенератора.	2	4		6		Плакаты		

2.3	Определение составляющих потерь теплоты в тепловом балансе.	4							
2.4	Кинетика химических реакций горения.	2							
2.5	Процессы воспламенения и горения газообразного топлива.	2							
2.6	Горение жидкого топлива.	2							

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.7	Горение твердого топлива.	2						Контрольный опрос
<b>III</b>	<b>Подготовка топлива к сжиганию.</b>	<b>8</b>						
3.1	Классификация топочных устройств.	2				Плакаты		
3.2	Основные стадии подготовки твердого топлива к пылевидному сжиганию.	2						
3.3	Системы пылеприготовления.	4				Плакаты		
<b>IV</b>	<b>Сжигание топлива в топках парогенераторов.</b>	<b>6</b>	<b>4</b>					
4.1	Топки для сжигания газообразных и жидких топлив	2	2			Плакаты, детали мазутных форсунок		
4.2	Топки для сжигания пылевидного твердого топлива	4	2			Плакаты		Контрольный опрос
	Итого за семестр	<b>36</b>	<b>18</b>		<b>18</b>			Экзамен
	<b>6 семестр</b>							



V	<b>Профиль парогенератора. Компоновка и условия работы поверхностей нагрева.</b>	12	4						
5.1	Основные профили парогенераторов и их особенности. Парообразующие поверхности прямоточных и барабанных парогенераторов.	2					Справочник, плакаты		
5.2	Пароперегреватели и их классификация. Методы регулирования температуры перегретого пара.	2	2				Плакаты		
5.3	Низкотемпературные поверхности нагрева. Водяные экономайзеры и воздухоподогреватели.	2	2				Плакаты		
5.4	Коррозия поверхностей нагрева со стороны греющих газов.	2					Коррозионные образцы		
5.5	Загрязнение поверхностей нагрева летучей золой.	2							

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.6	Металлы и расчет прочности деталей парогенераторов.	2				Справочник		Контрольный опрос
<b>VI</b>	<b>Теплообмен в поверхностях нагрева и тепловой расчет парогенератора.</b>	<b>8</b>	<b>22</b>					
6.1	Особенности теплообмена в топке.	2	2					
6.2	Расчет теплообмена в топке.	2	2					
6.3	Теплообмен в газоходах парогенератора.	2	2					
6.4	Тепловой расчет парогенератора.	2	16					
<b>VII</b>	<b>Гидродинамика и температурный режим поверхностей нагрева.</b>	<b>8</b>	<b>2</b>					
7.1	Гидродинамика и надежность работы поверхностей нагрева.	2						
7.2	Основные схемы и классификация гидравлических контуров и с принудительным движением.	2				Плакаты		
7.3	Схемы контуров с естественной циркуляцией. Гидродинамика контуров с естественной циркуляцией.	2				Плакаты		
7.4	Методика расчета простого и сложного контуров.	2	2					Контрольный опрос

<b>VIII</b>	<b>Чистота пара и водный режим.</b>	<b>4</b>							
8.1	Требования, предъявляемые к качеству питательной воды и пара.	1					Справочник		
8.2	Растворимость примесей в перегретом паре до критического давления и ее влияние на отложения.	1							
8.3	Водный режим парогенераторов.	2							
<b>IX</b>	<b>Строительные конструкции и вспомогательные устройства.</b>	<b>2</b>							
9.1	Вспомогательные элементы парогенератора.	2							
<b>X</b>	<b>Эксплуатация парогенераторов.</b>	<b>4</b>							
10.1	Эксплуатационные режимы и показатели.	2							

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.2	Режимы пуска и останова парогенераторов.	2				Плакаты		Контрольный опрос
<b>XI</b>	<b>Парогенераторы атомных электростанций.</b>	<b>4</b>						
11.1	Классификация парогенераторов АЭС и их особенности.	2				Справочник		
11.2	Конструкции парогенераторов АЭС с различными теплоносителями.	2				Плакаты		
	Итого за семестр	<b>42</b>	<b>28</b>					Экзамен
	<b>7 семестр</b>							
	Курсовой проект							Защита курсового проекта
	Всего аудиторных часов	<b>142</b>						

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ**  
**заочная форма получения высшего образования<sup>1</sup>**

Номер раздела, темы	Название раздела, темы	Количество аудиторных часов					Материальное обеспечение занятий (наглядные, методические пособия и др.)	Количество часов УСР	Форма контроля знаний
		Лекции	Практические	Семинарские	Лабораторные	Иное			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Установочная лекция	2							
	<b>6 семестр</b>								
<b>I.</b>	<b>Энергетическое топливо</b>	<b>2</b>							
1.1	Элементарный состав топлива	1					Образцы топлива		
1.2.	Характеристики топливного балласта	1	2		4				
<b>II.</b>	<b>Горение топлива и эффективность его использования</b>	<b>4</b>							
2.1	Материальный баланс процесса горения	2							

<sup>1</sup> Темы учебного материала, не указанные в Учебно-методической карте, отводятся на самостоятельное изучение студентом.

2.2	Тепловой баланс парогенератора	2					Плакаты		
<b>III</b>	<b>Подготовка топлива к сжиганию</b>	<b>2</b>							
3.1	Классификация топочных устройств.	2					Плакаты		
<b>IV</b>	<b>Сжигание топлива в топках парогенераторов</b>	<b>2</b>							
4.1	Топки для сжигания газообразных и жидких топлив	2					Плакаты		
	Итого за семестр	<b>12</b>	<b>2</b>		<b>4</b>				экзамен
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Установочная лекция	<b>2</b>							
	<b>7 семестр</b>								
<b>VI</b>	<b>Теплообмен в поверхностях нагрева и тепловой расчет парогенератора.</b>	<b>3</b>	<b>6</b>						
6.1	Особенности теплообмена в топке	1							
6.2	Расчет теплообмена в топке		2						
6.3	Теплообмен в газоходах парогенератор.	1	2						
6.4	Тепловой расчет парогенератора	1	2						
<b>VII</b>	<b>Гидродинамика и температурный режим поверхностей нагрева.</b>	<b>1</b>							
7.1	Гидродинамика и надежность работы поверхностей нагрева.	1							

<b>IX</b>	<b>Строительные конструкции и вспомогательные устройства.</b>	<b>1</b>							
9.1	Вспомогательные элементы парогенератора.	1							
<b>X</b>	<b>Эксплуатация парогенераторов.</b>	<b>2</b>							
10.1	Эксплуатационные режимы и показатели.	1							
10.2	Режимы пуска и останова парогенераторов.	1							
<b>XI</b>	<b>Парогенераторы атомных электростанций.</b>	<b>1</b>							
11.1	Классификация парогенераторов АЭС и их особенности.	1					Справочник		
	Курсовой проект								
	Итого за семестр	<b>10</b>	<b>6</b>						экзамен, защита курсового проекта
	Всего аудиторных часов	<b>34</b>							

## ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### Список литературы

#### Основная литература

1. Резников, М.И. Паровые котлы тепловых электростанций: учебник / М.И. Резников, Ю.М. Липов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 240 с.
2. Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: Ижевск, 2003. – 591 с.
3. Хзмалян, Д.М. Теория топочных процессов / Д.М. Хзмалян. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 189 с.
4. Жихар, Г.И. Тепловой расчет парогенераторов: учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплинам «Парогенераторы ТЭС» и «Котельные установки ТЭС» / Г.И. Жихар. – Минск: БНТУ, 2011. – 249 с.
5. Жихар, Г.И. Котельные установки тепловых электростанций / Г.И. Жихар. – Минск: «Вышэйшая школа», 2015. – 513 с.

#### Дополнительная литература

6. Стырикович, М.А. Парогенераторы электростанций / М.А. Стырикович, К.Я. Котковская, Е.П. Серов. – М.: - Л.: Энергия, 1966. – 232 с.
7. Хзмалян, Д.М. Теория горения и топочные устройства / Д.СМ. Хзмалян, Я.А. Каган. – М.: Энергия, 1976. – 345 с.
8. Парогенераторы / Под ред. А.П. Ковалева. – М.: Энергоатомиздат, - 1985.
9. Безгрешнов, А.Н. Расчет паровых котлов в примерах и задачах / А.Н. Безгрешнов, Ю.М. Липов, Б.М. Шлейфер. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 125 с.
10. Липов, Ю.М. Компоновка и тепловой расчет парового котла / Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В. Виленский. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 258 с.
11. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В. Кузнецова [и др.]. – М.: Энергия, 1973. – 369 с.

#### Средства диагностики результатов учебной деятельности

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утвержденными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента рекомендуется использовать следующий диагностический инструментарий:

- устный опрос во время практических занятий;
- проведение текущих контрольных работ (заданий) по отдельным темам;
- защита выполненных на лабораторных занятиях индивидуальных заданий;
- защита выполненных в рамках самостоятельной работы индивидуальных заданий;
- выступление студента на конференции по подготовленному реферату;



- защита курсового проекта;
- сдача экзамена.

### **Перечень тем практических занятий**

1. Расчет элементарного состава топлива, пересчетные характеристики. Расчет объемов воздуха, продуктов сгорания и энтальпий.
2. Тепловой баланс парового котла. КПД брутто, нетто. Потери тепла и влияние на них различных факторов.
3. Поверочный расчет теплообмена в топочной камере. Основные тепловые и геометрические характеристики топочной камеры.
4. Тепловой расчет радиационного пароперегревателя, ширм, фестона.
5. Расчет конвективных поверхностей нагрева.
6. Расчет аэродинамического сопротивления газового тракта и выбор дымососов.
7. Расчет сопротивления воздушного тракта и выбор дутьевого вентилятора.

### **Перечень тем лабораторных работ**

1. Технический анализ твердого топлива (определение влажности, зольности и выхода летучих).
2. Определение характеристики мазута (вязкость, температура вспышки).
3. Газовый анализ продуктов сгорания.
4. Балансовые испытания парогенератора с выполнением газового анализа продуктов сгорания.
5. Определение КПД по обратному балансу.

### **Перечень контрольных вопросов и заданий для самостоятельной работы студентов**

1. Пересчет элементарного состава топлива из одной массы на другую.
2. Влияние минеральной части топлива на процесс сжигания.
3. Определение коэффициента избытка воздуха при полном и неполном сжигании топлива.
4. Влияние присосов воздуха в парогенераторе на его КПД.
5. Мероприятия, обеспечивающие высокоэффективное сжигание жидкого и газообразного топлив.
6. Недостатки факельного сжигания твердого топлива.
7. Способы снижения выбросов оксидов озона при сжигании различных органических топлив.
8. Использование теплоты уходящих газов парогенераторов.
9. Влияние наличия солей в паре на надежность работы парогенератора и паровой турбины.

## **Методические рекомендации по организации и выполнению самостоятельной работы студентов**

При изучении дисциплины рекомендуется использовать следующие формы самостоятельной работы:

- контролируемая самостоятельная работа в виде решения индивидуальных задач в аудиториях во время проведения практических занятий под контролем преподавателя в соответствии с расписанием;
- подготовка рефератов по индивидуальным темам;
- подготовка курсового проекта по индивидуальным заданиям.
- подготовка курсовой работы по индивидуальным заданиям, в том числе разноуровневым заданиям.