

ЛЕКЦИИ (3 лекции)

1. Теплота сгорания топлива

Теплота сгорания топлива – это количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы топлива.

Теплоту сгорания твердого и жидкого топлива обычно относят к 1 кг, а газообразного - к 1 м³ (в нормальных условиях) на рабочее, сухое или сухое беззольное состояние. По ГОСТ она определяется в калориметре.

Различают *высшую и низшую теплоту сгорания топлива*. Низшая меньше, чем *высшая*, на количество затрат теплоты на испарение.

$$Q_s^r = Q_i^r + 25(9 \cdot H^r + W^r),$$

где H^r и W^r , %;

Q_i^r - низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

Q_s^r - высшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

Максимальная теплота сгорания твердых топлив доходит до $Q_i^r = 28$ МДж/кг (тощие угли и антрациты), минимальная может в зависимости от содержания балласта опускаться до $Q_i^r = 10$ МДж/кг и ниже.

Теплота сгорания обезвоженных мазутов $Q_i^r = 39 - 41,5$ МДж/кг.

Зависимость теплоты сгорания (МДж/кг) широкого круга органических веществ от их элементного состава (%) хорошо иллюстрирует формула Д. И. Менделеева:

$$Q_i^r = 0,34 \cdot C^r + 1,03 \cdot H^r - 0,11 \cdot (O^r - S_c^r) - 0,025 \cdot W^r.$$

Теплоту сгорания газообразного топлива обычно относят к 1 м³ сухого газа (так называемая низшая теплота сгорания сухого газа Q_i^d) в нормальных условиях и рассчитывают через теплоты сгорания составляющих его компонентов (кДж/м³):

$$Q_i^d = 358,2 \cdot CH_4 + 637,5 \cdot C_2H_6 + 912,5 \cdot C_3H_8 + 590,6 \cdot C_2H_4 + \\ + 1190 \cdot C_4H_{10} + 126,4 \cdot CO + 108 \cdot H_2 + 234 \cdot H_2S$$

Теплота сгорания Q_i^d :

- сухого природного газа – 33,5 – 35,6 МДж/ м³;
- коксового газа – 16,6 МДж/ м³;
- доменного газа – 4 МДж/ м³;
- сжиженного газа – 88,5 МДж/ м³;
- биогаза – 18 – 23 МДж/ м³.

2. Состав и основные характеристики твердого топлива

Топливом называется горючее вещество, используемое в качестве источника получения теплоты в энергетических, промышленных и отопительных установках.

В зависимости от типа реакций, в результате которых выделяется теплота из топлива, различают *органическое* и *ядерное топливо*.

Ископаемые твердые топлива (за исключением сланцев) являются продуктами разложения органической массы растений. Твердые топлива можно разделить:

1) *Торф* (самое молодое топливо). Представляет собой плотную массу, образовавшуюся из перегнивших остатков болотных растений. Выход летучих до 70 %. Высокая влажность 40 – 50 %. Низкая теплота сгорания 8,38 – 10,48 МДж/кг.

2) *Бурые угли*. Плотность 500 – 1300 кг/м³. Низшая теплота сгорания на рабочую массу 10,0 – 17,0 МДж/кг. Выход летучих 40 – 50 %. Влажность 30 – 58 %.

3) *Каменные угли*. Плотность 1150 – 1500 кг/м³. Обладают повышенной прочностью и меньшей пористостью, чем бурые. Высшая

теплота сгорания во влажном беззольном состоянии более 24,0 МДж/кг.
Выход летучих более 9 %.

4) *Антрацит*. Плотность 1400 – 1700 кг/м³. Наиболее старый из всех. Выход летучих на менее 9 %. Низшая теплота сгорания на рабочую массу 23,0 – 27,0 МДж/кг.

5) *Древесина*. Является возобновляемым твердым топливом. Доля ее в энергобалансе мира сейчас чрезвычайно невелика.

Твердые и жидкие топлива состоят из горючих (углерода - *C*, водорода - *H*, серы - *S*) и негорючих (азота - *N* и кислорода - *O*) элементов и балласта (золы - *A*, влаги - *W*).

Свойства топлива как горючего материала определяются составом его в сухом беззольном состоянии (обозначается индексом «*daf*»). В него включаются элементы, составляющие органическую массу топлива, и колчеданная сера, сгорающая вместе с органической массой.

$$C^{daf} + H^{daf} + O^{daf} + N^{daf} + S_c^{daf} = 100\%,$$

где S_c - суммарное содержание горючей серы, %.

Горючими в органическом топливе являются: *углерод, водород и сера*.

С увеличением возраста топлива:

- содержание углерода увеличивается (от 40 у древесины до 93 % у антрацита);
- содержание водорода - слегка уменьшается (от 6 до 2 %);
- содержание кислорода уменьшается (от 42 до 2 %).

При полном сгорании углерода образуется относительно безвредный диоксид углерода CO_2 .

При сгорании серы образуется токсичный сернистый ангидрид SO_2 и (в небольших количествах) еще более токсичный серный ангидрид SO_3 . Выброс их с продуктами сгорания вызывает загрязнение воздушного бассейна.

При сгорании азотсодержащих соединений в высокотемпературных топках образуются сильнотоксичные оксид NO и диоксид NO_2 (при температуре свыше $1200\text{ }^\circ\text{C}$ они образуются также и из атмосферного азота).

Топливо в том виде, в котором оно сжигается в технических устройствах, характеризуется его *рабочим состоянием* (индекс r). В его состав входят зола A и влага W , составляющие *балласт* топлива:

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

Влажность топлива определяется по ГОСТ высушиванием навески при $105\text{--}110\text{ }^\circ\text{C}$. Максимальная влажность в рабочем состоянии доходит до 50% и более и определяет экономическую целесообразность использования данного горючего материала и возможность его сжигания.

Состав топлива в сухом состоянии:

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

Зола включает в себя минеральные примеси, занесенные водой и ветром в период образования пластов топлива, и просто частицы породы, захватываемые вместе с ним при добыче. В соответствии с существующими санитарными нормами образующуюся при сгорании топлива золу необходимо улавливать.

Процентное содержание: S_c^{daf} до 9% ; C^{daf} до 93% ; N^{daf} - $1\text{--}2\%$; W^r до 50% ; A^d - 50% и более.

При нагревании твердого топлива без доступа воздуха его органическая масса разлагается, в результате чего образуются газы, водяные и смоляные пары и углеродсодержащий остаток. Суммарное количество выделяющихся летучих веществ увеличивается с ростом температуры и времени выдержки. Этот процесс в основном заканчивается при $700\text{--}800\text{ }^\circ\text{C}$. По ГОСТ выход летучих V^{daf} в процентах на сухое беззольное состояние определяется путем прокаливания 1 г топлива в

закрытом тигле при 850 ± 10 °С в течение 7 мин. *Выход летучих является важнейшей характеристикой топлива* и уменьшается по мере увеличения его возраста. Чем больше выход летучих, т. е. чем больше сухой беззольной массы превращается при нагревании в горючий газ, тем проще зажечь это топливо и легче поддерживать устойчивое горение. Органическая часть древесины и горючих сланцев при нагревании без доступа воздуха почти целиком переходит в летучие вещества ($V^{daf} = 85 - 90$ %), в то время как у антрацитов $V^{daf} = 3 - 4$ %. Именно большой выход летучих определяет хорошую горючесть древесины.

К характеристикам твердого топлива также относят *свойства кокса и теплоту сгорания*.

3. Состав и основные характеристики жидкого топлива

Практически все жидкие топлива пока получают путем переработки нефти. Сырую нефть нагревают до 300 - 370 °С (легкие нефти) или 550-600 (тяжелые нефти), после чего полученные пары разгоняют на *фракции*, конденсирующиеся при различной температуре:

- 1) *сжиженный газ* (выход около 1 %);
- 2) *бензиновую* (около 15 %, 30 -180 °С);
- 3) *керосиновую* (около 17 %, 120 -135 °С);
- 4) *дизельную* (около 18 %, 180 - 350 °С);
- 5) *жидкий остаток* с температурой начала кипения 330 – 350°С

называется *мазутом*.

Мазут. Мазутная фракция может подвергаться дальнейшей переработке на светлые нефтепродукты путем крекинга, т.е. расщепления тяжелых молекул на более легкие. Мазут, как и моторные топлива, представляет собой сложную смесь углеводородов ($C^r = 84 - 86$ %) и водород ($H^r = 10 - 12$ %).

Мазуты, получаемые из нефти ряда месторождений, могут содержать много серы (до 4,3 %), что резко усложняет защиту оборудования и окружающей среды при их сжигании.

Зольность мазута не должна превышать 0,14 %, а содержание воды должно быть не более 1,5 %.

Нефтяные мазуты в зависимости от области применения подразделяют на *флотский мазут* (Ф5, Ф12), *котельное и печное топливо* (*топочный* М40, М100). Последние подразделяются, согласно ГОСТ, на *малосернистые* ($S^r \leq 0.5\%$), *сернистые* ($S^r = 0.5 - 2.0\%$) и *высокосернистые* ($S^r = 2.5 - 3.5\%$).

К характеристикам мазута также относят *теплоту сгорания*.

Основными моторными топливами являются *бензины* и *дизельные топлива*, получаемые путем переработки нефти и представляющие собой смеси различных углеводородов. Используются также *сжатые и сжиженные газы*; *синтетические топлива*, получаемые переработкой угля, сланцев, битуминозных песков; *спирты*; *эфир*ы (являющиеся изомерами спиртов).

Бензины. Автомобильные бензины представляют собой смеси углеводородов, выкипающих в диапазоне температур 35...205°C. В России вырабатываются бензины марок А-72, А-76, АИ-93 (АИ-92), АИ-95, АИ-98 по ГОСТ 2084-77 а также бензины с *улучшенными экологическими* свойствами (НОРСИ АИ-80, НОРСИ АИ-92, НОРСИ АИ-95). С 1.01.1999 г. в РФ введен новый ГОСТ Р 51105 на автомобильные бензины неэтилированных марок: нормаль-80; регуля-91; премиум-95; супер-98. В 1998г. доля неэтилированных бензинов составила 81 % общего выпуска. В последние годы в ряде стран начато производство экологически чистых модифицированных бензинов с обязательным добавлением кислородсодержащих компонентов. Цифры в марке бензина показывают октановое число (ОЧ), которое

характеризует *детонационную стойкость* бензинов. Наименьшей детонационной стойкостью обладают парафины, наибольшей - ароматические углеводороды. С увеличением количества атомов углеводорода в молекуле ОЧ уменьшается.

Испаряемость бензинов определяется в основном кривой фракционной разгонки (фракционным составом) и давлением насыщенных паров.

Важными эксплуатационными свойствами бензинов являются также *прокачиваемость, склонность к образованию отложений, коррозионная активность* и др.

Дизельные топлива. Топлива для дизелей вырабатывают в основном из гидроочищенных фракций прямой перегонки нефти. Дизельные топлива включают следующие группы углеводородов (%): нормальные парафиновые - 5...30, изопарафиновые - 18.. .46, нафтеновые - 23.. .60, ароматические - 14...35.

В России вырабатывают три сорта дизельного топлива: "л" (*летнее*) - для эксплуатации при температуре окружающего воздуха 0 °С и выше, "з" (*зимнее*) - для эксплуатации при температуре – 20 °С и выше, "а" (*арктическое*) - для температуры окружающего воздуха - 50 °С и выше.

Наиболее важными: эксплуатационными свойствами дизельных топлив являются *испаряемость, воспламеняемость, низкотемпературные свойства, прокачиваемость.* *Испаряемость* определяется фракционным составом, плотностью и вязкостью топлива. Для улучшения экологических свойств топлив необходимо ограничивать содержание в топливе ароматических углеводов (не более 15 %) и серы (0,05...0,15 %). Производство дизельного топлива с содержанием серы менее 0,2 % в 1998г. составило 88 % общего выпуска.

Воспламеняемость дизельных топлив оценивают *цетановым числом* (ЦЧ). Наибольшие ЦЧ имеют алканы, наименьшие - бициклические ароматические углеводороды. Углеводороды, имеющие высокие ЦЧ, обладают низкой детонационной стойкостью (малые ОЧ):

$$\text{ЦЧ} = 60 - \frac{\text{ОЧ}}{2}.$$

Повышение ЦЧ дизельного топлива, как правило, улучшает пусковые свойства двигателя.

Для надежной работы топливных систем дизелей важными являются *низкотемпературные свойства*, оцениваемые температурами *помутнения* (из топлива начинают выпадать твердые углеводороды), *застывания* (топливо теряет подвижность) и *предельной температурой фильтруемости* (топливо после охлаждения способно проходить через фильтр с установленной скоростью). Улучшение низкотемпературных свойств возможно как изменением состава и удалением *n*-парафиновых углеводородов (это сопровождается снижением ЦЧ), так и добавлением специальных (депрессорных) присадок.

Для дизельных топлив желательно иметь возможно меньшую склонность к нагарообразованию и образованию отложений, меньшую коррозионную активность. Эти свойства оцениваются такими показателями топлив, как *кислотность*, *содержание серы*, *коксообразность*, *зольность* и др.

4. Состав и основные характеристики газообразного топлива

К газообразным топливам относится:

1) *Природный газ*. Основным его компонентом является метан CH_4 . содержатся небольшие количества азота N_2 , высших углеводородов $\text{C}_n \text{H}_m$, диоксида углерода CO_2 .

2) Попутный газ. Выделяется при добыче нефти. Содержит меньше метана, чем природный, но больше высших углеводородов и поэтому выделяющий при сгорании больше теплоты (Сургутская КЭС мощностью 2,5 ГВт).

3) *Сжиженный газ*. Получается при первичной переработке нефти и попутных нефтяных газов. По ГОСТ на его основе выпускают технический пропан, технический бутан и их смеси. Эти газы транспортируют в жидком виде в баллонах под небольшим давлением (менее 2 МПа).

4) *Коксовый и доменный газы*. Получают на металлургических заводах в качестве попутных продуктов. И тот и другой используются здесь же на заводах для отопления печей и технологических аппаратов.

5) *Биогаз*. продукт анаэробной ферментации (сбраживания) органических отходов (растительных остатков, мусора, сточных вод и т. д.).

Важнейшими характеристиками горючих газов являются теплота сгорания, плотность, концентрационные пределы взрываемости.

5. Условное топливо

Условное топливо - это топливо теплота сгорания которого принята равной 29,35 МДж/кг (7000 ккал/кг), что соответствует хорошему малозольному сухому углю.

Назначение:

- 1) экономические расчеты;
- 2) сравнение показателей топливоиспользующих устройств друг с другом;
- 3) планирование.

6. Производство тепла на ТЭЦ.

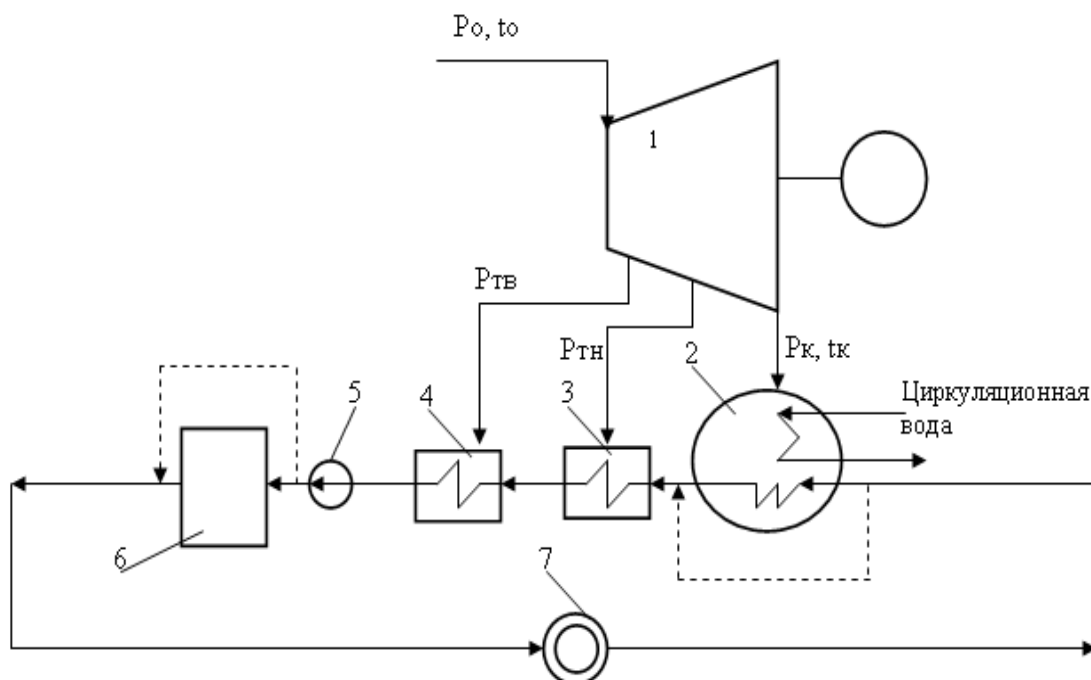


Рис. 3. Принципиальная схема подогрева сетевой воды на ТЭЦ:

1. Турбина типа Т; 2. Конденсатор; 3. Нижний сетевой подогреватель;
4. Верхний сетевой подогреватель; 5. Сетевой насос; 6. ПВК; 7.

Тепловой потребитель.

Классическая схема сетевой подогревательной установки ТЭЦ приведена на рис. 3. На современных ТЭЦ подогрев сетевой воды в зимний период проводится обычно в трех или четырех последовательно включенных ступенях подогрева. Возвращаемая из тепловой сети охлажденная (обратная) вода поступает через обратный коллектор в трубный пучок конденсатора для предварительного подогрева сетевой воды отработавшим паром, поступающим в конденсатор. Из трубного пучка конденсатора сетевая вода поступает в два последовательно включенных сетевых подогревателя, питаемых паром из нижнего и верхнего теплофикационных отборов.

Давление в нижнем отборе может поддерживаться постоянным в интервале от 0,05 до 0,2 МПа, а в верхнем - от 0,06 до 0,25 МПа в

зависимости от температурного графика сетевой воды. Затем сетевая вода поступает в сетевой насос и подается им непосредственно или через пиковый водогрейный котел в подающую магистраль сети через подающий коллектор. Подогрев сетевой воды в пиковом обычно водогрейном котле производится только при тех режимах, при которых температура сетевой воды на выходе из верхнего теплофикационного подогревателя недостаточна для удовлетворения тепловой нагрузки присоединенных абонентов. Обычно такие режимы характерны для отопительного периода при низких температурах наружного воздуха.

7. Принципиальная схема паровых и водогрейных котельных. Основные характеристики котельных Забайкальского края.

Водогрейные котельные (рис. 8) часто сооружаются во вновь застраиваемых районах до ввода в действие ТЭЦ и магистральных тепловых сетей от ТЭЦ до указанных котельных. Таким образом, подготавливается тепловая нагрузка для ТЭЦ, чтобы к моменту ввода в эксплуатацию теплофикационных турбин их отборы были по возможности полностью загружены. После ввода в действие ТЭЦ и магистральных тепловых сетей от них до котельных последние обычно используются в качестве пиковых или резервных источников теплоты. Отпуска теплоты как с паром, так и с горячей водой. Подогрев сетевой воды паром производится в пароводяных подогревателях. При работе на твердом топливе паровые котельные с пароводяными подогревателями сетевой воды обладают большей маневренностью и надежностью в эксплуатации по сравнению с водогрейными.

Паровые котельные (рис. 9) могут быть использованы для отпуска теплоты как с паром, так и с горячей водой. Подогрев сетевой воды паром производится в пароводяных подогревателях. При работе на твердом

топливе паровые котельные с пароводяными подогревателями сетевой воды обладают большей маневренностью и надежностью в эксплуатации по сравнению с водогрейными.

Анализ результатов тепловых испытаний котельных Забайкальского края [4] свидетельствует о высоких удельных расходах топлива на большинстве водогрейных котельных. Диапазон значений удельных расходов топлива достаточно широкий и составляет 150,4 - 742,39 кг.у.т./МВтч. Этим значениям соответствует КПД по низшей теплоте сгорания 81,68 - 16,55 %.

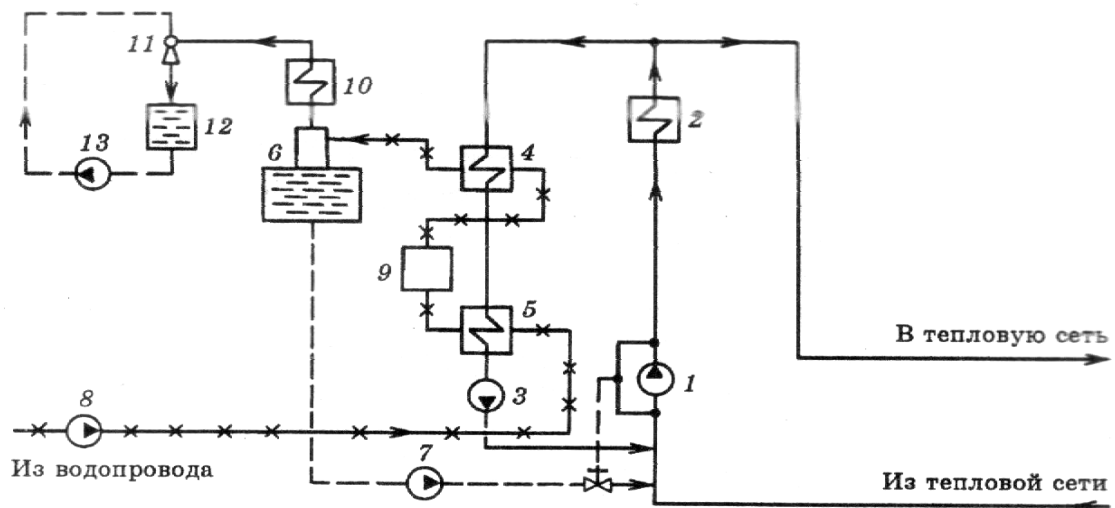


Рис. 8. Принципиальная схема водогрейной котельной

1 - сетевой насос; 2 - водогрейный котел; 3 - циркуляционный насос; 4 - подогреватель химически очищенной воды, 5 - подогреватель сырой воды; 6 - вакуумный деаэратор, 7 - подпиточный насос; 8 - насос сырой воды; 9 - химводоподготовка; 10 - охладитель выпара; 11 - водоструйный эжектор; 12 – расходный бак эжектора; 13 - эжекторный насос.

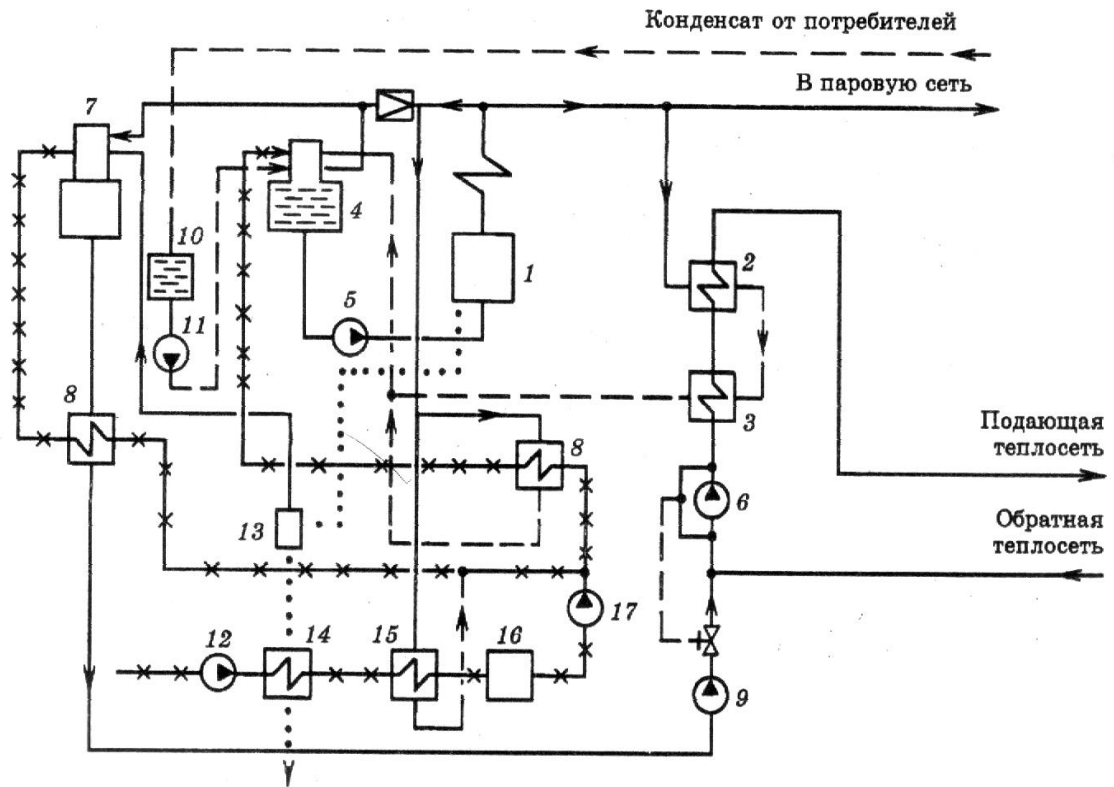


Рис. 9. Принципиальная схема паровой котельной

1 - паровой котел низкого давления; 2 - пароводяной подогреватель сетевой воды; 3 - охладитель конденсата; 4 - деаэратор питательной воды котла; 5 - питательный насос; 6 - сетевой насос; 7 - деаэратор подпиточной воды; 8 - подогреватели химически очищенной воды; 9 - подпиточный насос; 10 – сборный бак конденсата; 11 - конденсатный насос; 12 - насос сырой воды; 13 - сепаратор продувочной воды; 14 - охладитель продувочной воды; 15 - пароводяной подогреватель сырой воды; 16 - химводоподготовка; 17 - насос химически очищенной воды.

8. Тепловая нагрузка

Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, ее можно разбить на две группы *по характеру протекания во времени*:

- 1) Сезонная нагрузка;
- 2) Круглогодичная нагрузка.

Сезонная нагрузка. Изменение сезонной нагрузки зависит, главным образом, от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и т.п. Основную роль играет наружная температура. Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой график нагрузки. К сезонной тепловой нагрузке относятся:

- 1) Отопление;
- 2) Вентиляция;
- 3) Кондиционирование.

Наибольшей по величине, как правило, является нагрузка отопления. Основная задача отопления - поддержание температуры на заданном уровне.

Уравнение теплового баланса потребителя имеет вид:

$$Q = Q_T + Q_u = Q_o + Q_{mв},$$

где: Q - суммарные тепловые потери здания, Вт;

Q_m - теплопотери теплопередачи через наружное ограждение;

Q_u - теплопотери инфильтрацией;

Q_o - подвод теплоты к зданию через отопительную систему;

$Q_{mв}$ - внутреннее тепловыделение;

$$Q_T = \sum k \cdot F \cdot \Delta t; \quad t_H = -38^\circ C; \quad Q_u = (0,25 \div 0,3) \cdot Q_T.$$

Часто на практике расчетные тепловые нагрузки определяют не по уравнению теплопередачи для каждого помещения, а по укрупненным показателям. Расчетная отопительная $Q_{от}$ и вентиляционная $Q_{вен}$ тепловые нагрузки здания, Вт, определяются соответственно по формулам:

$$Q_{от} = \alpha \cdot q_0 V (t'_в - t'_н) \cdot (1 + K_{ИНФ}),$$

$$Q_{вен} = \alpha \cdot q_B V (t'_в - t'_н) \cdot (1 + K_{ИНФ}),$$

где: q_0 - удельная отопительная характеристика здания, $\frac{Вт}{м^3 \cdot ^\circ C}$,

определяемая в зависимости от типа здания, года постройки, температуры наружного воздуха и т.п., для некоторых зданий значения приведены в приложении 5;

q_V - удельная вентиляционная характеристика здания, $\frac{Вт}{м^3 \cdot ^\circ C}$,

определяемая в зависимости от типа здания, года постройки, температуры наружного воздуха и т.п., для некоторых зданий значения приведены в приложении 4;

V - объем здания по наружному обмеру, $м^3$;

t_e^p - расчетная температура воздуха в помещениях, $^\circ C$, определяемая в зависимости от типа и назначения здания.

t_n^p - расчетная температура наружного воздуха для холодного периода года, $^\circ C$, определяемая по СНИП как температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 ($t_n = -38^\circ C$ - для города Читы);

α - поправочный коэффициент для удельных тепловых характеристик, определяемый по формуле:

$$\alpha = 0,54 + \frac{22}{(t_e^p - t_n^p)};$$

$K_{инф}$ - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при расчетной температуре наружного воздуха; данный коэффициент *обязательно учитывают только при расчете промышленных зданий*:

$$K_{инф} = 10^{-2} \sqrt{\left[2 \cdot g \cdot L \left(1 - \frac{273 + t_n^p}{273 + t_e^p} \right) + w_p^2 \right]},$$

где: g - ускорение свободного падения, $м/с^2$;

L - свободная высота здания, $м$;

w_p - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с, ($w_p = 2,1$ м/с - для города Читы).

Расчетная отопительная Q_{om} тепловая нагрузка жилого здания, Вт, может быть также определена по формуле:

$$Q_{om} = q_{0F} \cdot F,$$

где: q_{0F} - удельный показатель расчетного расхода тепла на отопление 1 м² общей площади квартир, Вт/м², определяется по СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий», некоторые данные приведены в приложении 4;

F - общая площадь квартир, м².

Средняя нагрузка отопления и вентиляции за отопительный период, Вт, находятся по формулам:

$$Q_{om}^{cp} = Q_{om} \cdot \frac{t_6^p - t_n^{cp.om.}}{t_6^p - t_n^p},$$

$$Q_{вен}^{cp} = Q_{вен} \cdot \frac{t_6^p - t_n^{cp.om.}}{t_6^p - t_n^p},$$

где: $t_n^{cp.om.}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С, определяемая по СНИП как средняя температура за период со среднесуточной температурой наружного воздуха ниже +8 °С ($t_n^{cp.om.} = -11,3$ °С - для города Читы) [5].

Тепловая нагрузка Q_{om}^t и $Q_{вен}^t$ при любых температурах наружного воздуха определяется аналогично среднеотопительной нагрузке с подстановкой вместо $t_n^{cp.om.}$ соответствующего значения температуры.

График сезонной тепловой нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха представлен на рис. 10.

Круглогодичная нагрузка. К круглогодичной нагрузке относятся технологическая нагрузка и горячее водоснабжение. Исключением являются только некоторые отрасли промышленности, главным образом, связанные с переработкой сельскохозяйственного сырья, работа которых

имеет сезонный характер. График технологической нагрузки зависит от профиля производственных предприятий и режима их работы, а график нагрузки горячего водоснабжения - от благоустройства жилых и общественных зданий, состава населения и распорядка его рабочего дня, а также от режима работы коммунальных предприятий. Технологическая нагрузка и горячее водоснабжение в отличие от сезонной нагрузки весьма слабо зависят от наружной температуры. Эти нагрузки имеют переменный суточный график. Годовые графики технологической нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения также в определенной мере зависят от времени года. Как правило, летние нагрузки ниже зимних вследствие более высокой температуры перерабатываемого сырья и водопроводной воды, а также благодаря меньшим теплотерям трубопроводов.

Технологическая нагрузка задается технологами предприятий на основе расчетов или испытаний. Доля расхода теплоты на технологические нужды в общем балансе теплоснабжения обычно составляет:

- 90 - 97 % - нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность;
- 80 - 90 % - текстильная промышленность;
- 70 - 80 % - пищевая промышленность.

Вторичная теплота может быть использована для отопления и горячего водоснабжения. Основное требование к пароснабжению - высокая надежность.

Давление пара на теплотехнические нужды имеет следующий ряд: 0,6 МПа; 1 МПа; 1,3 МПа; 1,5 МПа. Пар обычно отпускается из промышленных отбор турбин, реже из РОУ.

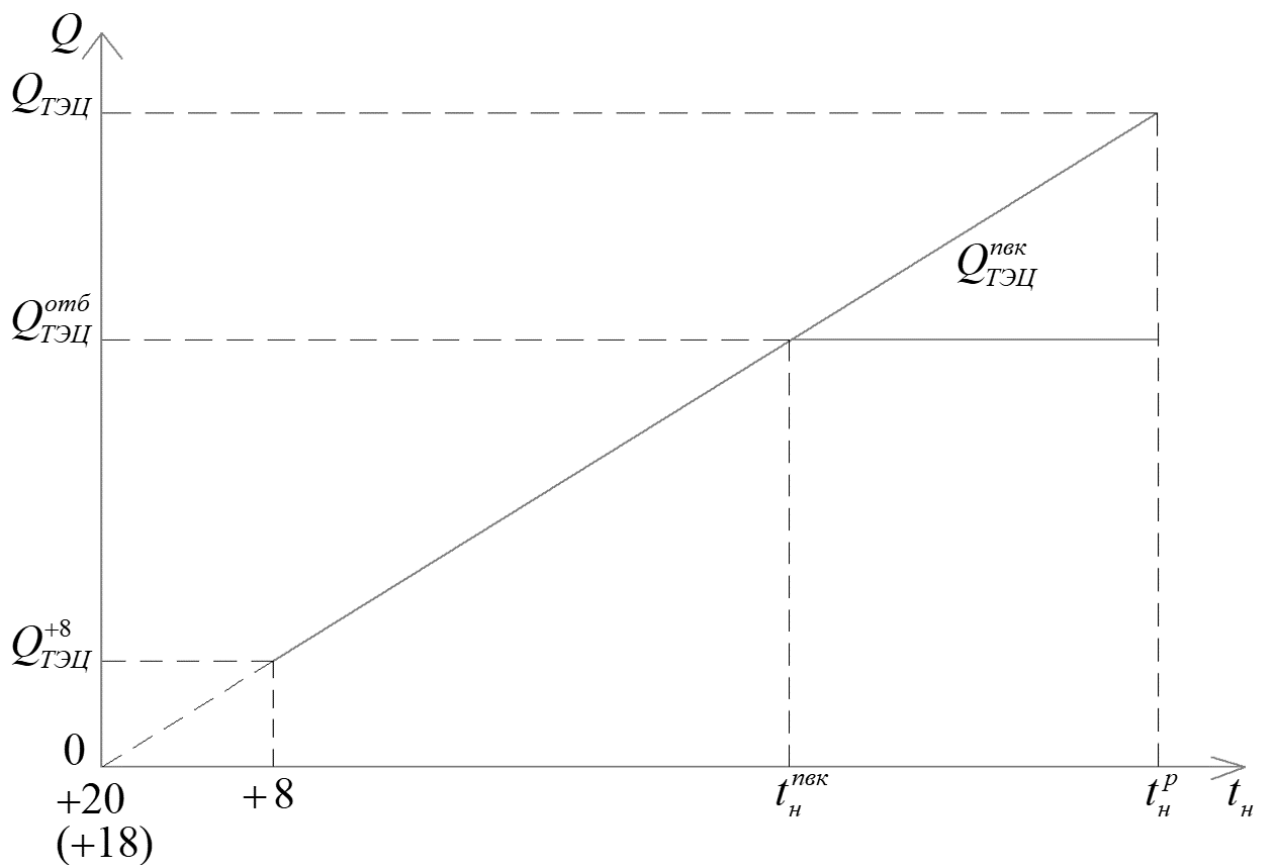


Рис. 10. График отопительно-вентиляционной нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха (без нагрузки горячего водоснабжения)

Нагрузка горячего водоснабжения имеет неравномерный характер как в течении суток, так и в течении недели.

Среднесуточный расход тепла на горячее водоснабжение:

$$Q_{гвс}^{ср.сут} = q_{сут}^{ср} \cdot c_6 \cdot (t_{гв} - t_{хз}) + Q_{ном},$$

где: $q_{сут}^{ср}$ - среднесуточная норма расхода воды, кг/с, устанавливается нормами в зависимости от типа водопотребителя или типа водоразборных приборов (для некоторых групп водопотребителей данные приведены в приложении 4);

c_6 - удельная теплоемкость воды, $\frac{Дж}{кг \cdot К}$, для практических расчетов допускается принимать равной $4190 \frac{Дж}{кг \cdot К}$;

$t_{гв}=(55-75) \text{ }^{\circ}\text{C}$ - температура горячей воды, принимается в зависимости от вида системы горячего водоснабжения, для закрытых систем обычно принимают равной $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$t_{хз}$ - температура холодной воды в зимний период, $^{\circ}\text{C}$, при отсутствии данных принимается равной $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$Q_{ном}$ - потери в трубопроводе горячего водоснабжения, Вт, определяются экспериментально или принимаются равными 3-5 % от $Q_{сут}^{сп}$.

Годовой расход теплоты определяется для расчета расхода топлива, разработки режимов работы оборудования, определения лимита теплопотребления, Вт·ч:

$$Q_{год} = Q_{от}^{год} + Q_{вент}^{год} + Q_{гвс}^{год} + Q_{техн}^{год},$$



Рис. 11. Суточный график нагрузки горячего водоснабжения жилого района

Годовой расход теплоты на отопление при наличии дежурного отопления, Вт·ч:

$$Q_{от}^{год} = Q_{от}^{сп} \cdot \left[(n_o - n_d) + n_d \cdot \frac{t_{вд} - t_{н}^{сп.от.}}{t_{вн} - t_{н}^{сп.от.}} \right],$$

где: n_o - продолжительность отопительного периода, ч, определяется по СНиП, задается теплоснабжающей организацией или потребителем ($n_o = 238 \text{ сут} = 5712 \text{ ч}$ - для города Читы);

n_d - длительность работы дежурного отопления, ч;

t_{6d} - температура внутреннего воздуха при работе дежурного отопления, °C.

Годовой расход теплоты на отопление при отсутствии дежурного отопления, Вт·ч:

$$Q_{om}^{год} = Q_{om}^{cp} \cdot n_o,$$

Годовой расход теплоты на вентиляцию находится по формуле, Вт·ч:

$$Q_{вен}^{год} = Q_{вен}^{cp} \cdot n_в,$$

где $n_в$ - продолжительность работы системы вентиляции, ч.

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение, Вт·ч, находится по формуле:

$$Q_{гвс}^{год} = Q_{гвс}^{cp.сут} \cdot \left[n_o + \varphi_{г}^л \cdot \frac{t_{гг} - t_x^л}{t_{гг} - t_{гз}} \cdot (n_г - n_o) \right],$$

где: $\varphi_{г}^л$ - коэффициент снижения горячего водоснабжения в летний период (при отсутствии данных принимается $\varphi_{г}^л = 0,8$);

$t_x^л$ - температура холодной воды в летний период (15 °C);

$n_г$ - длительность работы горячего водоснабжения за год, ч (при отсутствии данных принимается, с учетом 15 суток/год на ремонт тепловых сетей, равной 8400 ч).

График тепловой нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха (отопительно-вентиляционная и ГВС) и график продолжительности тепловой нагрузки приведен на рис. 12. Для данного графика:

$$Q_{ТЭЦ} = Q_{ТЭЦ}^{от.вен.} + Q_{ТЭЦ}^{ГВС};$$

$$Q_{ТЭЦ}^{ГВС} = Q_{ТЭЦ} \cdot (0,15 \div 0,25);$$

$$Q_{ТЭЦ}^{отб} = Q_{ТЭЦ} \cdot \alpha_{ТЭЦ};$$

$$Q_{ТЭЦ}^{нвк} = Q_{ТЭЦ} - Q_{ТЭЦ}^{отб};$$

$$Q_{ТЭЦ}^{+8} = Q_{ТЭЦ}^{ГВС} + Q_{ТЭЦ}^{от.вент.} \cdot \frac{t_г^p - 8}{t_г^p - t_n^p};$$

где: $Q_{ТЭЦ}$ - расчетная тепловая мощность ТЭЦ;

$Q_{ТЭЦ}^{от.вент.}$ - расчетная тепловая мощность ТЭЦ по отоплению и вентиляции;

$Q_{ТЭЦ}^{ГВС}$ - расчетная тепловая мощность ТЭЦ по ГВС;

$Q_{ТЭЦ}^{отб}$ - расчетная тепловая мощность отборов ТЭЦ;

$\alpha_{ТЭЦ}$ - коэффициент теплофикации;

$Q_{ТЭЦ}^{пвк}$ - расчетная тепловая мощность ПВК ТЭЦ;

$Q_{ТЭЦ}^{+8}$ - расчетная тепловая мощность ТЭЦ при +8 °С (начало или конец отопительного периода);

$n_{пвк}$ - продолжительность работы ПВК в течение года.

ПРАКТИКА (3 практики)

Решить задачи используя «Сборник задач по теплотехнике» Панкратов Г.П.

Задача 7.12. Теплоэлектроцентраль израсходовала $V_{ТЭЦ}=94 \cdot 10^6$ кг/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_n^p=24700$ кДж/кг, выработав при этом электроэнергию $\mathcal{E}^{вир}=61 \cdot 10^{10}$ кДж/год и отпустив теплоту внешним потребителям $Q^{омн}=4,4 \cdot 10^{11}$ кДж/год. Определить кпд ТЭЦ брутто по выработке электроэнергии и теплоты, если расход топлива на выработку отпущенной теплоты составляет $B_Q=23 \cdot 10^6$ кг/год.

Ответ: $\eta_{ТЭЦ}^{эбр}=0,348$; $\eta_{ТЭЦ}^{Qбр}=0,775$.

Задача 7.13. Теплоэлектроцентраль израсходовала $V_{ТЭЦ}=72 \cdot 10^6$ кг/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_n^p=25500$ кДж/кг, выработав при этом электроэнергию $\mathcal{E}^{вир}=48 \cdot 10^{10}$ кДж/год и отпустив теплоту внешним потребителям $Q^{омн}=3,1 \cdot 10^{11}$ кДж/год. Определить кпд ТЭЦ брутто по выработке электроэнергии и теплоты, если кпд котельной установки $\eta_{ку}=0,88$.

Ответ: $\eta_{ТЭЦ}^{эбр}=0,33$; $\eta_{ТЭЦ}^{Qбр}=0,88$.

Задача 7.14. Теплоэлектроцентраль израсходовала $V_{ТЭЦ}=82 \cdot 10^6$ кг/год бурого угля с низшей теплотой сгорания $Q_n^p=15800$ кДж/кг, выработав при этом электроэнергию $\mathcal{E}^{вир}=38 \cdot 10^{10}$ кДж/год и отпустив теплоты внешним потребителям $Q^{омн}=3,2 \cdot 10^{11}$ кДж/год. Определить кпд ТЭЦ нетто по отпуску электроэнергии и теплоты, если расход электроэнергии на собственные нужды 8% от выработанной энергии, расход топлива на выработку отпущенной теплоты $B_Q=20 \cdot 10^6$ кг/год и расход топлива на выработку электроэнергии для собственных нужд $B_{сн}=4,6 \cdot 10^6$ кг/год.

Ответ: $\eta_{ТЭЦ}^{энт}=0,385$; $\eta_{ТЭЦ}^{Qнт}=0,823$.

Задача 7.15. Теплоэлектроцентраль израсходовала $V_{ТЭЦ}=96 \cdot 10^6$ кг/год бурого угля с низшей теплотой сгорания $Q_n^p=15200$ кДж/кг, выработав при этом электроэнергию $\mathcal{E}^{вир}=39 \cdot 10^{10}$ кДж/год и отпустив теплоты внешним потребителям $Q^{омн}=3,6 \cdot 10^{11}$ кДж/год. Определить кпд ТЭЦ нетто по отпуску электроэнергии и теплоты, если расход электроэнергии на собственные нужды $\mathcal{E}^{сн}=3,5 \cdot 10^{10}$ кДж/год, кпд котельной установки $\eta_{ку}=0,9$ и расход топлива на выработку электроэнергии для собственных нужд $B_{сн}=5 \cdot 10^6$ кг/год.

Ответ: $\eta_{ТЭЦ}^{энт}=0,356$; $\eta_{ТЭЦ}^{Qнт}=0,776$.

Задача 7.19. Теплоэлектроцентраль израсходовала $V_{ТЭЦ}=78 \cdot 10^6$ кг/год топлива, выработав при этом электрической энергии $\mathcal{E}^{вир}=54 \cdot 10^{10}$ кДж/год и отпустив теплоты внешним потребителям $Q^{омн}=3,36 \cdot 10^{11}$ кДж/год. Определить удельные расходы условного топлива на выработку 1 МДж электроэнергии и 1 МДж теплоты, если тепловой эквивалент сжигаемого на ТЭЦ топлива $\mathcal{E}=0,9$ и кпд котельной установки $\eta_{ку}=0,89$.

Ответ: $b_{ЭТЭЦ}^y=0,106$ кг/МДж; $b_{QТЭЦ}^y=0,638$ кг/МДж.

Задача 7.20. Определить удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для КЭС с тремя турбогенераторами мощностью $N=50 \cdot 10^3$ кВт каждый и с числом часов использования установленной мощности $T_y=5000$ ч, если станция израсходовала $B=305 \cdot 10^6$ кг/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_n^p=28300$ кДж/кг.

Ответ: $b_{КЭС}^y=0,393$ кг/(кВт·ч).

Для оценки практических занятий выложить решенные задачи в личный кабинет + задание из установочных материалов (реферат). Темы рефератов распределить самостоятельно.