

Лекция

Цикл Ренкина на перегретом паре

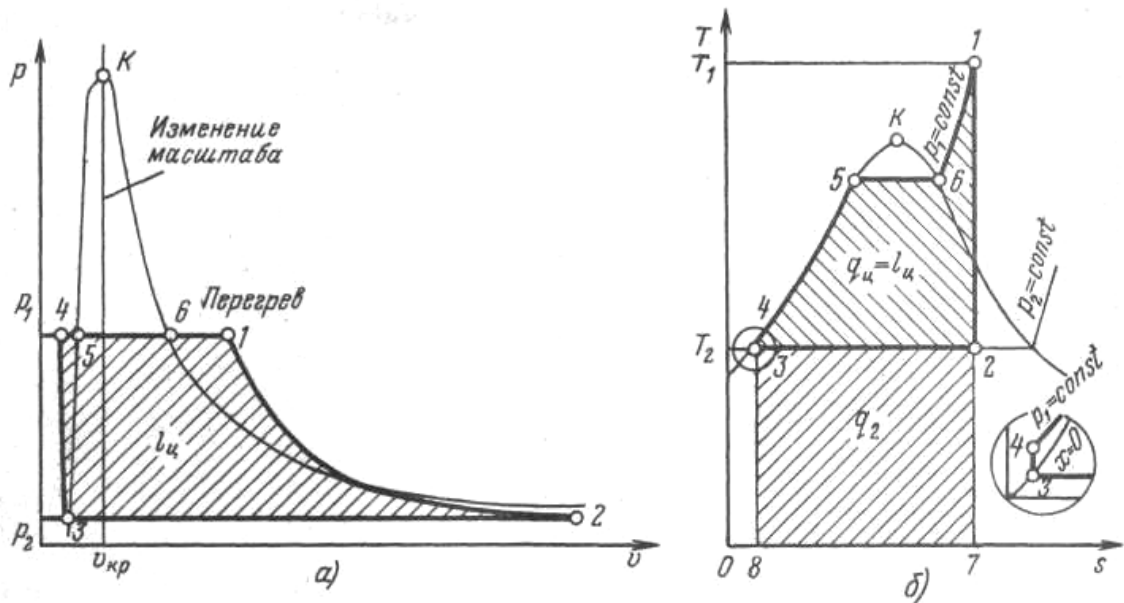


Рис. 1.27. Цикл Ренкина на перегретом паре

Данный цикл отличается от цикла Ренкина на насыщенном паре только наличием дополнительного перегрева по линии 6-1. Перегрев осуществляется в пароперегревателе, являющемся элементом парового котла.

Термический КПД цикла определяется по обычному уравнению

$$\eta_t = \frac{(q_1 - q_2)}{q_1}.$$

Подвод теплоты q_1 осуществляется при $p = const$ в процессах: 4-5 – подогрев воды до температуры кипения; 5-6 – парообразование; 6-1 – перегрев пара.

Для изобарного процесса подвода теплоты:

$$q_1 = h_1 - h_4.$$

Теплота q_2 отводится в конденсаторе по изобаре 2-3:

$$q_2 = h_2 - h_3.$$

Термический КПД цикла по другому можно записать:

$$\eta_t = \frac{(h_1 - h_4) - (h_2 - h_3)}{(h_1 - h_3)}.$$

Если не учитывать незначительного повышения температуры при адиабатном сжатии воды в насосе, то $h_3 = h_4$ и

$$\eta_t = \frac{(h_1 - h_2)}{(h_1 - h_3)} = \frac{(h_1 - h_2)}{(h_1 - h_2')},$$

где $h_2' = h_3$ - энтальпия кипящей воды при давлении p_2 .

Соответственно КПД идеального цикла Ренкина определяется значениями энтальпий пара до турбины h_1 и после нее h_2 и энтальпий воды h_2' находящейся при температуре кипения t_2 . Значения перечисленных энтальпий определяются тремя параметрами цикла:

- 1) Давлением пара перед турбиной p_1 ;
- 2) Температурой пара перед турбиной T_1 ;

- 3) Давлением за турбиной p_2 .

Методы повышения КПД цикла Ренкина:

1) *Повышение давления пара перед турбиной p_1* . С увеличением давления p_1 при постоянных T_1 и p_2 полезная работа цикла возрастает, соответственно увеличивается КПД.

2) *Повышение температуры пара перед турбиной T_1* . Как правило применяется комбинирование повышения температуры с повышением давления пара перед турбиной p_1 . Повышение начальных параметров пара определяется уровнем развития металлургии, поставляющей материалы для

котлов и турбин. Получение пара с температурой 535-565 °С стало возможным лишь благодаря применению низколегированных сталей, из которых изготавливаются пароперегреватели и горячие части турбин. Переход на более высокие параметры (580-650 °С) требует применения дорогостоящих высоколегированных (*аустенитных*) сталей

3) *Уменьшение давления пара за турбиной p_2* . В результате уменьшается средняя температура отвода теплоты при почти неизменной T_1 , полезная работа цикла возрастает, соответственно увеличивается КПД. Давление за турбиной определяется температурой охлаждающей воды в конденсаторе. Температура насыщенного пара в конденсаторе составляет обычно 25 - 35 °С, а абсолютное давление этого пара соответственно 3 – 5 кПа. Дальнейшее снижение p_2 , ограничено отсутствием естественных охладителей с более низкой температурой.

Цикл газотурбинных установок (ГТУ)

Основными недостатками поршневых двигателей внутреннего сгорания являются ограниченность их мощности и невозможность адиабатного расширения рабочего тела до атмосферного давления, которые отсутствуют в газотурбинных установках. ГТУ рабочим телом являются продукты сгорания жидкого или газообразного топлива.

На рис. 1.31 дана схема *простейшей газотурбинной установки со сгоранием топлива при постоянном давлении*. Топливным насосом 5 и компрессором 4 топливо и воздух через форсунки 6 и 7 поступают в камеру сгорания 1. Из камеры продукты сгорания направляются в комбинированные сопла 2, где они расширяются, и поступают на лопатки газовой турбины 3.

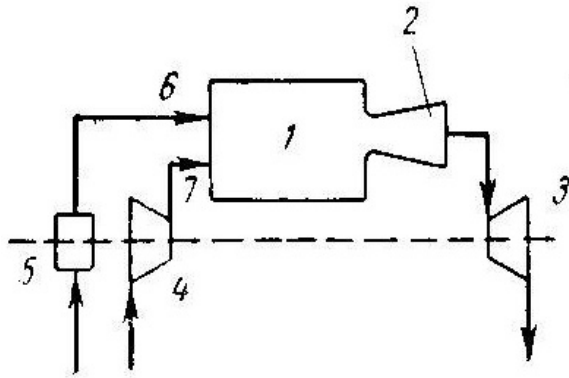
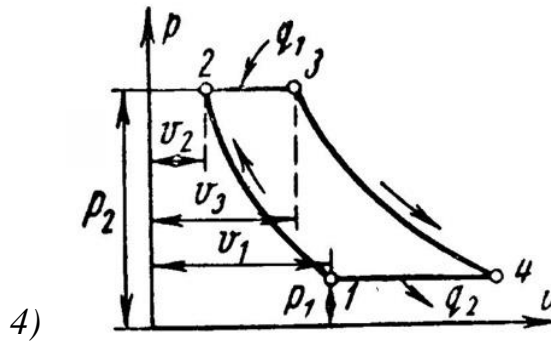


Рис. 1.31. Схема простейшей газотурбинной установки со сгоранием топлива при постоянном давлении

На рис. 1.32 представлен идеальный цикл ГТУ на $P-v$ и $T-s$ диаграммах.



5)

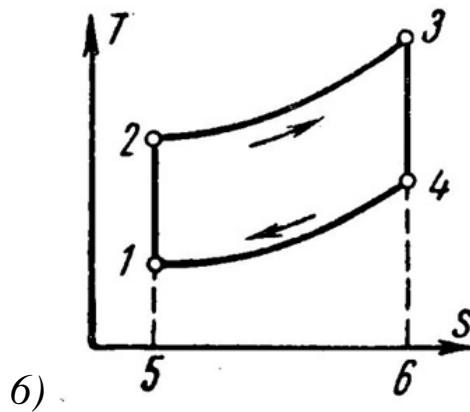


Рис. 1.32. Идеальный цикл ГТУ на $P-v$ и $T-s$ диаграммах

1-2 - адиабатное сжатие до давления p_2 ; 2-3 - подвод теплоты q_1 при постоянном давлении p_2 (сгорание топлива); 3-4 - адиабатное расширение до первоначального давления p_1 ; 4-1 - охлаждение рабочего тела при постоянном давлении p_1 (отвод теплоты q_2)

Характеристиками цикла являются:

1) Степень повышения давления: $\lambda = \frac{p_2}{p_1}$;

2) Степень изобарного расширения: $\rho = \frac{v_3}{v_2}$;

3) Работа турбины: $l_m = h_3 - h_4$;

4) Работа компрессора: $l_k = h_2 - h_1$;

5) Полезная работа ГТУ равна разности работ турбины и компрессора: $l_{ГТУ} = l_m - l_k$;

6) Термический к.п.д. цикла ГТУ имеет вид: $\eta_t = 1 - \frac{1}{\lambda^{\frac{k-1}{k}}}$;

7) Теоретическая мощность газовой турбины, компрессора и установки (ГТУ):

$$\begin{aligned} 7) \quad N_m &= \frac{l_m \cdot D}{3600} = \frac{(h_3 - h_4) \cdot D}{3600}, \\ N_k &= \frac{l_k \cdot D}{3600} = \frac{(h_2 - h_1) \cdot D}{3600}, \\ N_{ГТУ} &= \frac{l_{ГТУ} \cdot D}{3600} = \frac{[(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)] \cdot D}{3600}. \end{aligned}$$

Действительный цикл ГТУ отличается от теоретического наличием потерь на трение и вихреобразование в турбине и компрессоре. Эффективными методами повышения экономичности газотурбинных установок являются: регенерация теплоты, ступенчатое сжатие и расширение рабочего тела и пр.

Парогазовый цикл

В любом цикле вся теплота горячего источника q_1 , не превращенная в работу l , отдается холодному источнику q_2 . В цикле ГТУ она фактически выбрасывается в атмосферу вместе с продуктами сгорания, имеющими достаточно высокую температуру (400 °С и выше). Конечно, теплоту этих газов можно использовать для целей теплофикации, однако высокий ее потенциал (большая работоспособность) позволяет применить ее и для производства энергии в комбинированных установках.

Комбинированные установки, в которых одновременно используются два рабочих тела: газ и пар, называются *парогазовыми*. Простейшая схема парогазовой установки показана на рис. 1.33, а цикл ее - на рис. 1.34.

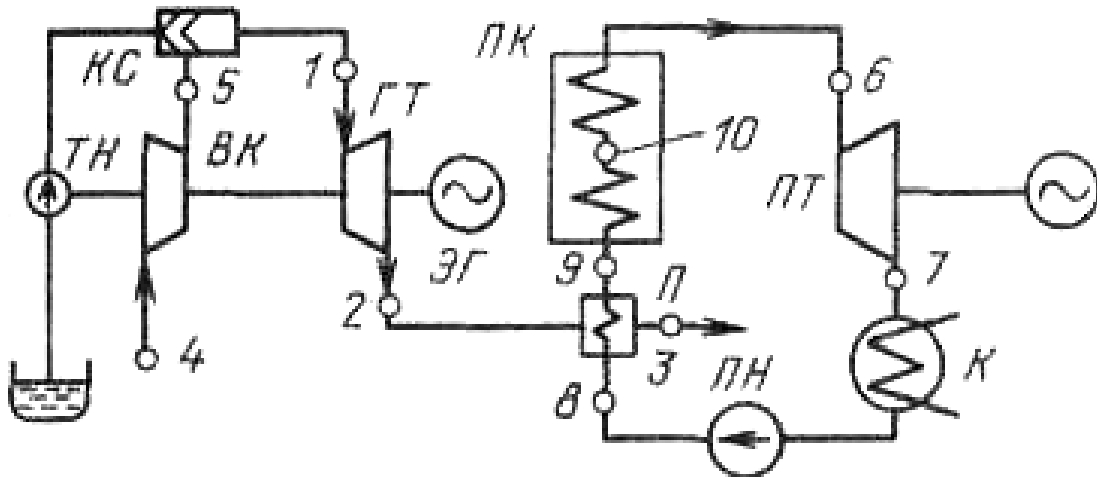
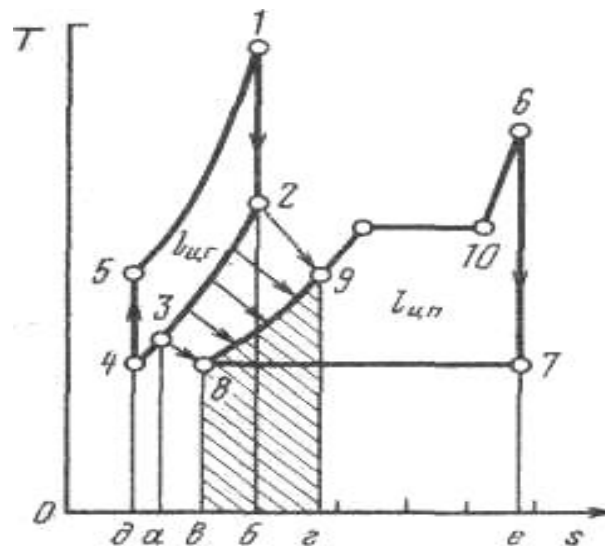


Рис. 1.33. Схема простейшей парогазовой установки:

ГТ - газовая турбина; ЭГ - электрогенератор; ПК - паровой котел; ПН - питательный насос; К - конденсатор; ПТ - паровая турбина; ВК - воздушный компрессор; КС - камера сгорания; ТН - топливный насос; П - подогреватель



8)

Рис. 1.34. Цикл простейшей парогазовой установки

Горячие газы, уходящие из газовой турбины после совершения в ней работы, охлаждаются в подогревателе П, нагревая питательную воду,

поступающую в паровой котел. В результате уменьшается расход теплоты (топлива) на получение пара в котле, что приводит к повышению эффективности комбинированного цикла по сравнению с этими же циклами, осуществляемыми отдельно. Мощности и параметры газотурбинной и паротурбинной установок выбираются таким образом, чтобы количество теплоты, отданной в подогревателе II газами, равнялось количеству теплоты, воспринятой питательной водой. Это определяет соотношение между расходами газа и воды через подогреватель II . Цикл комбинированной установки (рис. 1.34) строится для 1 кг водяного пара и соответствующего количества газа, приходящегося на 1 кг воды.

В цикле газотурбинной установки подводится теплота, равная площади $1-б-3-5$, и получается полезная работа $l_{ц.г}$, равная площади $1-2-3-4-5$. В цикле паротурбинной установки, при его отдельном осуществлении количество подведенной теплоты равно площади $б-е-в-8-9-10$, а полезная работа $l_{ц.п}$ - площади $б-7-8-9-10$. Теплота отработавших в турбине газов, равная площади $2-б-д-4$, при отдельном осуществлении обоих циклов выбрасывается в атмосферу. В парогазовом цикле теплота, выделяющаяся при охлаждении газов по линии $2-3$ и равная площади $2-б-а-3$, не выбрасывается в атмосферу, а используется на подогрев питательной воды по линии $8-9$ в подогревателе II . Теплота, затрачиваемая на образование пара в котле, уменьшается на количество, равное заштрихованной площадке $9-г-в-8$, а эффективность комбинированного цикла увеличивается, поскольку суммарная полезная работа обоих циклов $l_{ц.г} + l_{ц.п}$ одинакова при совместном и отдельном их осуществлении.

В различных технологических схемах возможны другие варианты парогазовых установок, позволяющих использовать теплоту, выделяющуюся в технологическом процессе для получения

механической энергии, чаще всего потребляемой в этих же схемах, на привод компрессоров, насосов и т. д.

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.

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 – 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 - 800 °С. 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*.

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°C 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; регуляр-91; премиум-95; супер-98. В 1998г. доля

неэтилированных бетаинов 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):

$$ЦЧ = 60 - \frac{ОЧ}{2}.$$

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*, *коксуемость*, *зольность* и др.

Состав и основные характеристики газообразного топлива

К газообразным топливам относятся:

1) *Природный газ*. Основным его компонентом является метан CH_4 . Содержатся небольшие количества азота N_2 , высших углеводородов $C_n H_m$, 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.

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.