

План лекции:

1. Парогазовые циклы
2. Теплофикационные циклы
3. Вопросы для дистанционного освоения лекции

1. ПАРОГАЗОВЫЕ ЦИКЛЫ

В последние годы в теплоэнергетику начинают все более интенсивно внедряться так называемые **парогазовые установки**, имеющие более высокую экономичность по сравнению с энергетическими установками, в которых используются только теплосиловые паровые или теплосиловые газовые циклы.

Парогазовые установки (ПГУ) представляют собой комбинацию паротурбинной и газотурбинной установок, а термодинамический цикл ПГУ - это комбинированный цикл, состоящий из цикла паротурбинной установки (цикла Ренкина) и цикла газотурбинной установки (цикла Брайтона). Поэтому комбинированный цикл ПГУ называют также **циклом Ренкина-Брайтона**.

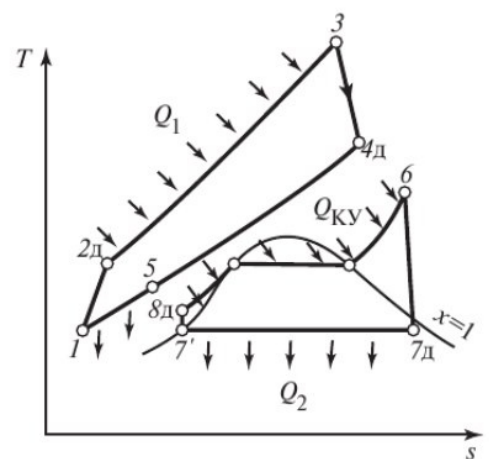
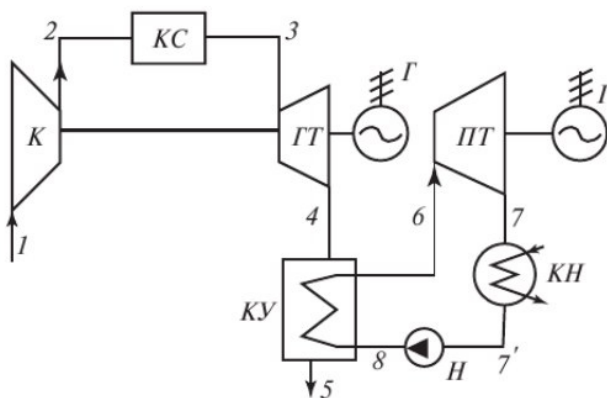
Понятно, что такой комбинированный цикл, состоящий из двух циклов - парового и газового, **является одной из разновидностей бинарных циклов**, понятие о которых было рассмотрено на предыдущей лекции.

В комбинированных циклах ПГУ цикл ГТУ занимает область высоких температур, а цикл Ренкина - область низких температур. Такое взаимное расположение циклов объясняется несколькими очевидными соображениями.

Во-первых, максимальные температуры газа в современных ГТУ (1350-1500⁰С) существенно выше максимальных температур пара (550-600⁰С) паротурбинных установок.

Во-вторых, теплоту уходящих газов ГТУ, имеющих температуру 400-600⁰С, выгоднее использовать в низкотемпературном (паротурбинном) цикле, нежели просто отдавать эту теплоту в окружающую среду при высокой средней температуре.

В-третьих, как известно, отвод теплоты в цикле паротурбинной установки осуществляется в изотермическом процессе при температуре, близкой к температуре окружающей среды.



К настоящему времени предложено несколько вариантов схем ПГУ, различающихся способом «воздействия» рабочего тела одного цикла на рабочее тело другого цикла. В большинстве своем эти схемы объединяет **одна идея - использование теплоты уходящих газов ГТУ в паротурбинной части установки.**

Наиболее эффективны так называемые парогазовые установки с котлом-утилизатором. Принципиальная схема такой ПГУ представлена на рисунке. Газотурбинная установка, включает воздушный компрессор К, камеру сгорания КС, газовую турбину ГТ и электрический генератор Г; паротурбинная установка, включает паровую турбину ПТ, конденсатор КН, насос Н и электрический генератор Г, а также котел-утилизатор КУ, в котором образуется перегретый пар за счет теплоты газов, покидающих газовую турбину. В рассматриваемой установке подвод теплоты от верхнего (горячего) источника осуществляется только в газотурбинном цикле. В бинарном цикле подвод теплоты к нижнему циклу осуществляется только за счет теплоты отведенной от верхнего цикла. Таким образом, комбинированный цикл ПГУ - это бинарный цикл, состоящий из цикла газотурбинной установки (цикла Брайтона) 1-2д-3-4д-1, и цикла паротурбинной установки (цикла Ренкина) 6-7д-7'-8д-6.

По аналогии с ртутно-водяным бинарным циклом КПД ПГУ определяется работой совершенной в газотурбинной и паротурбинной части установки и подведенной теплотой:

$$\eta_T = \frac{m_n l^{пт} + l^{гт}}{q_1^{гт}}, \quad (1)$$

где $m_n = G_n/G_r$ - отношение массовых расходов пара и газа или кратность циркуляции бинарного цикла, $l^{пт}, l^{гт}$ - удельные, на единицу массы рабочего тела, значения полезной работы, полученной в цикле ПГУ и ГТУ соответственно, $q_1^{гт}$ - теплота, подведенная в камере сгорания ГТУ. Анализируя цикл на T,s диаграмме из выражения (1) можно получить:

$$\eta_T = \frac{m_n ((h_6 - h_{7д}) - (h_{8д} - h_{7'})) + ((h_3 - h_{4д}) - (h_{2д} - h_1))}{h_3 - h_{2д}} \quad (2)$$

Относительный расход пара m_n определяется из уравнения теплового баланса котла-утилизатора КУ, согласно которому теплота $Q_{КУ}$, отданная газом в процессе 4д-5, равна теплоте $Q_{пгту}$, полученной водой и водяным паром в процессе 8д-6:

$$\begin{aligned} Q_{КУ} &= Q_{пгту} \\ Q_{КУ} &= G_r (h_{4д} - h_5) \\ Q_{пгту} &= G_n (h_6 - h_{8д}) \end{aligned} \quad (3)$$

$$m_n = \frac{h_{4д} - h_5}{h_6 - h_{8д}}$$

Соотношения (1), (2), (3) позволяют рассчитать КПД цикла ПГУ, определив предварительно необходимые значения энтальпии, используя для этого или таблицы термодинамических свойств воздуха, газа, воды и водяного пара или соответствующие уравнения состояния. Величину КПД парогазовой установки можно выразить также через КПД ее основных элементов:

$$\eta_T = \eta_{гту} + (1 - \eta_{гту}) \eta_{ку} \eta_{пгту} \quad (4)$$

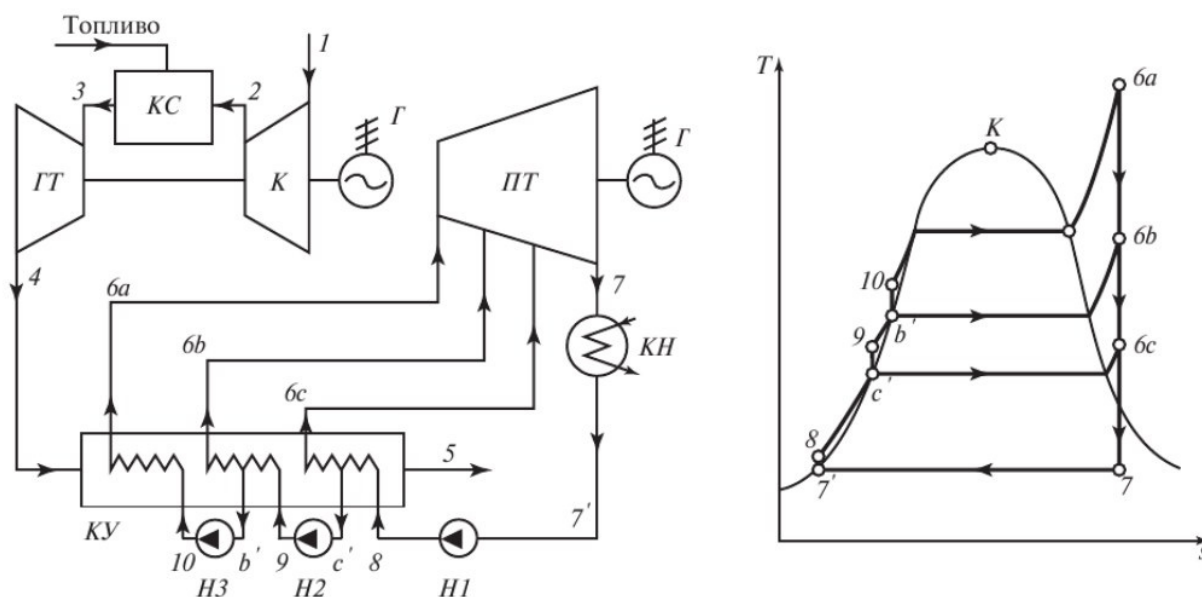
Из уравнения (4) следует, что КПД бинарного парогазового цикла тем больше, чем больше КПД исходных циклов газотурбинной и паротурбинной установок, а также чем выше КПД котла-утилизатора.

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{Q_{\text{КУ}}}{Q_{2\text{ГТУ}}} = \frac{h_{4\text{д}} - h_5}{h_{4\text{д}} - h_1} \quad (5)$$

Коэффициент полезного действия котла-утилизатора, как это следует из (5), определяется температурой уходящих газов T_5 . Чем ниже температура, тем меньше энтальпия h_5 , тем больше КПД котла-утилизатора и соответственно тем выше КПД бинарного цикла парогазовой установки.

Парогазовые установки, позволяют заметно увеличить КПД по сравнению с КПД отдельно взятых газотурбинной и паротурбинной установок. Для дальнейшего повышения КПД ПГУ с котлом-утилизатором, необходимо повышать КПД трех основных его элементов: котла-утилизатора $\eta_{\text{КУ}}$, газотурбинной установки $\eta_{\text{ГТУ}}$ и паротурбинной установки $\eta_{\text{ПТУ}}$. Рассмотрим методы, используемые для повышения эффективности каждого из этих элементов парогазовой установки.

Для повышения КПД котла-утилизатора используют котлы-утилизаторы и паровые турбины двух или трех давлений. В таких парогазовых установках, **называемых двух- или трехконтурными**, котел-утилизатор генерирует перегретый пар разных (двух или трех) параметров. На рисунке представлена принципиальная схема трехконтурной ПГУ.



Сравнение показывает, что газотурбинная часть ПГУ в трехконтурной ПГУ та же, что и в одноконтурной; отличаются только котел-утилизатор КУ и паровая турбина ПТ. В паровую турбину трехконтурной ПГУ подается пар первого контура, имеющий наибольшие значения давления и температуры (p_{6a}, T_{6a}), который расширяется в турбине вплоть до давления в конденсаторе (p_7). Этот пар совершает цикл $6a-7-7'-8-c'-9-b'-10-6a$. Пар второго контура — пар более низких параметров (p_{6b}, T_{6b}) - поступает в среднюю часть турбины, где давление пара первого контура, уменьшаясь в адиабатном процессе, становится равным давлению пара второго контура. Пар второго контура совершает цикл $6b-7-7'-8-c'-9-b'-6b$. Пар третьего контура - пар еще более низких параметров (p_{6c}, T_{6c}) -

подводится к тому сечению турбины, где давление пара первого и второго контуров становится равным p_{6c} .

В котел-утилизатор трехконтурной ПГУ насосом Н1 подается вода (8), массовый расход которой равен сумме массовых расходов всех трех контуров. После нагрева этой воды до кипения (с') часть воды испаряется, а пар перегревается, образуя пар третьего контура (6с). Другая часть воды после повышения ее давления насосом Н2 доводится в котле-утилизаторе до кипения (b'). Часть этой воды испаряется, а пар перегревается (6b), образуя пар второго контура. Другая часть воды после насоса Н3 совершает в котле-утилизаторе процесс 10-ба, в результате чего образуется перегретый пар первого контура (6а).

Такое усложнение схемы позволяет уменьшить необратимость процесса передачи теплоты в котле-утилизаторе, снизить температуру уходящих газов и тем самым повысить КПД котла-утилизатора. Большинство создаваемых в настоящее время ПГУ с котлом-утилизатором - это двух- или трехконтурные ПГУ. В связи с появлением двух- и трехконтурных ПГУ ранее рассмотренную установку называют одноконтурной ПГУ.

Для повышения КПД газотурбинной части ПГУ используются рассмотренные ранее способы повышения КПД циклов газотурбинных установок: это - повышение температуры газа перед газовой турбиной, а также введение многоступенчатого сжатия и расширения рабочего тела.

Следует отметить, что регенерация, используемая в циклах ГТУ, в парогазовых установках не применяется в силу следующих обстоятельств.

Прежде всего, использование уходящих газов газовой турбины в регенеративном подогревателе приводит к заметному уменьшению температуры газа на входе в котел-утилизатор, снижению начальных параметров пара паротурбинного цикла и его КПД.

Кроме того, в отличие от цикла ГТУ, в паротурбинном цикле отвод теплоты в окружающую среду осуществляется в изотермическом процессе при температуре, близкой к температуре окружающей среды, т.е. почти как в цикле Карно. Поэтому теплоту уходящих газов газовой турбины эффективнее использовать в паротурбинном, а не в регенеративном газотурбинном цикле. Об этом свидетельствуют и более высокие значения КПД парогазовых установок по сравнению с КПД ГТУ с регенерацией.

Для повышения КПД паротурбинной части ПГУ обычно рассматривается только промежуточный перегрев пара. Регенеративный подогрев питательной воды, обычно применяемый в паротурбинных установках, здесь не эффективен. Действительно, регенеративный подогрев воды повышает среднюю температуру подвода теплоты в паротурбинных циклах. Но так как в парогазовых установках с котлом-утилизатором подвод теплоты осуществляется только в газотурбинном цикле, то регенерация не влияет на среднюю температуру подвода теплоты и поэтому не приводит к росту КПД ПГУ.

Реализация всех вышеуказанных способов позволяет повысить КПД парогазовых установок с котлом-утилизатором до 60 %.

Существует большое число других схем ПГУ, в которых подвод теплоты к паротурбинному циклу осуществляется комбинированно - как за счет сжигания топлива в котельной установке, так и за счет теплоты уходящих газов газовой турбины. **С одной стороны, в таких установках можно использовать не только жидкое и газообразное, но и твердое топливо - уголь, а соотношение между мощностями паротурбинной и газотурбинной установок может меняться в широких пределах.** С другой стороны, подвод теплоты к паротурбинному циклу происходит при более низкой температуре, чем подвод теплоты в цикле ГТУ. Поэтому средняя температура подвода теплоты и КПД в таких комбинированных циклах меньше, чем в циклах ПГУ с котлом-утилизатором.

Особенностью другого типа ПГУ является применение впрыска некоторого количества воды в компрессор простой газотурбинной установки, в результате чего термодинамический цикл, состоящий из адиабатного сжатия, изобарного подвода теплоты, адиабатного расширения и изобарного отвода теплоты, совершает парогазовая смесь. Рассматривая процессы, совершаемые паром и газом отдельно, комбинированный цикл такой установки можно представить как комбинацию цикла Брайтона (цикла ГТУ) и цикла Ренкина (цикла паротурбинной установки). Такие ПГУ обычно называют STIG (по первым буквам словосочетания «steam in gas»), в отличие от ранее рассмотренной ПГУ с котлом-утилизатором, иногда называемой STAG «steam and gas». В ПГУ типа STIG возможность повышения КПД цикла за счет его комбинирования сочетается с техническими сложностями реализации этих схем.

Таким образом, парогазовые установки имеют наибольшие значения КПД среди других тепловых двигателей и поэтому являются одним из наиболее перспективных направлений современной энергетики.

2. ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ ЦИКЛЫ

В процессе выработки электроэнергии на теплоэлектростанциях большое количество теплоты передается холодному источнику - охлаждающей конденсатор воде и, таким образом, бесполезно теряется. Количество теплоты, отдаваемой холодному источнику q_2 можно уменьшить за счет увеличения термического КПД цикла, однако полностью устранить нельзя, так как в соответствии со вторым законом термодинамики **передача определенного количества теплоты холодному источнику является неизбежной.**

Если устранить передачу теплоты холодному источнику в принципе невозможно, то нельзя ли использовать эту теплоту? Как известно, для производственных и бытовых нужд потребляется значительное количество теплоты в виде горячей воды и пара в разного рода технологических процессах, для отопления зданий и горячего водоснабжения.

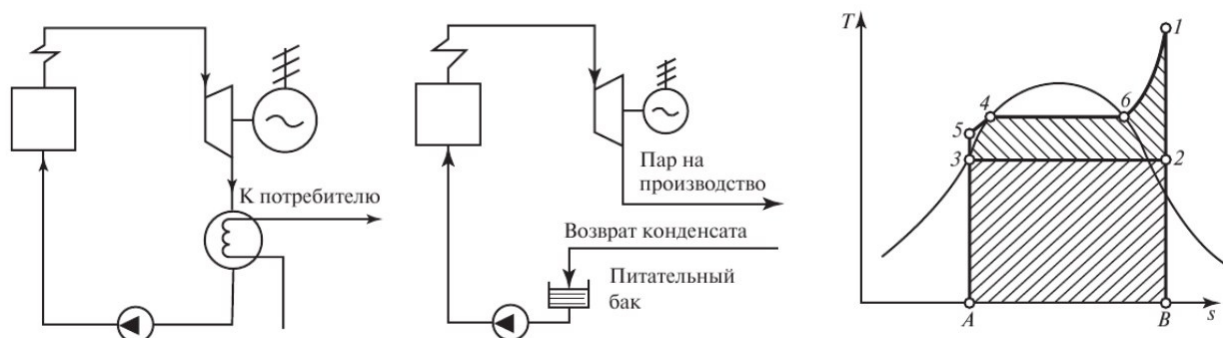
В обычных конденсаторных паротурбинных теплосиловых установках давление в конденсаторе поддерживается равным примерно 4 кПа, т.е. конденсация пара происходит при температуре около 28 - 29 °С. **Теплота, отдаваемая охлаждающей воде в таком конденсаторе, имеет низкий температурный потенциал и не может быть использована для производственных или бытовых нужд.**

Для технологических целей, как правило, используется насыщенный водяной пар с давлением от 250 до 2000 - 3000 кПа, а для отопления - насыщенный водяной пар с давлением 150 - 260 кПа или горячая вода с температурой, достигающей в некоторых установках 180 °С.

Для того чтобы иметь возможность использовать теплоту, отдаваемую конденсирующимся паром, нужно увеличить давление в конденсаторе, т.е. увеличить температуру, при которой конденсируется этот пар. Повышение нижней температуры цикла приведет к некоторому уменьшению термического КПД и, следовательно, к уменьшению выработки электроэнергии при тех же, что и раньше, затратах топлива. Поэтому с точки зрения экономичности собственно цикла такая операция является невыгодной. Однако возможность получения больших количеств теплоты для технологических и бытовых нужд за счет некоторого сокращения выработки электроэнергии оказывается весьма выгодной (избавляет от необходимости сооружать специальные отопительные котельные, как правило, небольшие, имеющие сравнительно невысокий КПД и поэтому требующие повышенного расхода топлива, а также нерационально использующие теплоту высокого температурного потенциала при сжигании топлива для нагрева низкотемпературного рабочего тела, что невыгодно из-за уменьшения работоспособности системы).

Комбинированную выработку на электростанциях электроэнергии и теплоты называют теплофикацией, а турбины, применяемые на таких электростанциях, - **теплофикационными**. Наибольшее развитие по сравнению с другими странами теплофикация получила в свое время в нашей стране.

Тепловые электростанции, осуществляющие комбинированную выработку электроэнергии и теплоты, называют **теплоэлектроцентралями (ТЭЦ)** в отличие от чисто конденсационных электростанций (КЭС), производящих только электроэнергию.

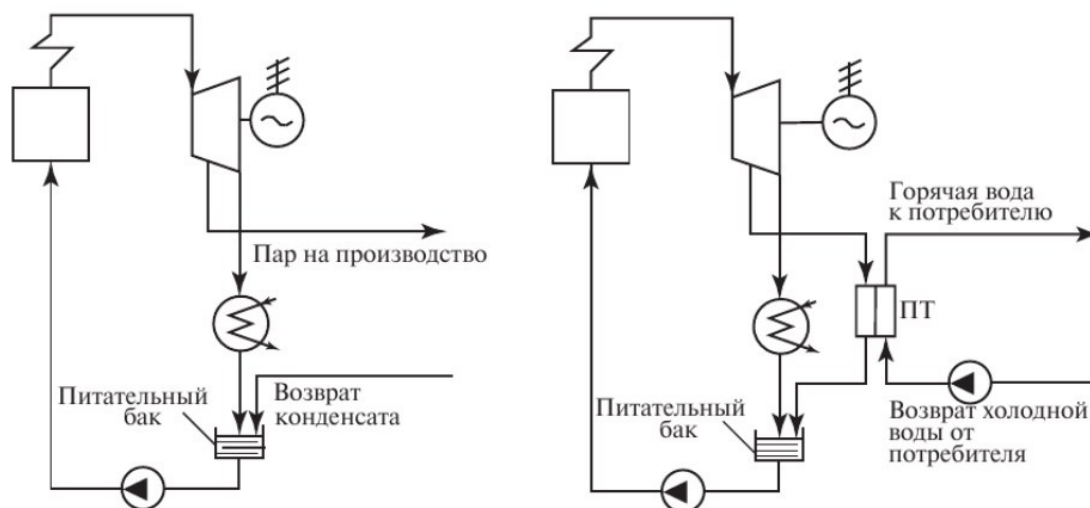


Цикл теплофикационной паросиловой установки изображен на рисунке. В этой диаграмме работа цикла, как обычно, изображается площадью 1-2-3-5-4-6-1, а площадь А-3-2-В-А представляет собой теплоту отданную внешнему потребителю.

Поскольку, как отмечено выше, для производственных и бытовых нужд требуется пар или вода в относительно широком диапазоне температур и давлений, на ТЭЦ применяются теплофикационные турбины различных типов в зависимости от характера потребления теплоты.

На том же рисунке (слева) представлена схема ТЭЦ с **так называемыми турбинами с ухудшенным вакуумом**. Давление в конденсаторе такой турбины поддерживается таким, чтобы температура насыщения пара была достаточно высокой для нужного нагрева охлаждающей воды в конденсаторе. Вода, нагретая в конденсаторе до необходимой температуры, направляется потребителю для отопления.

На рисунке (справа) изображена схема ТЭЦ, в которой применены **так называемые турбины с противодавлением**. В установках этого типа конденсатор отсутствует, а отработавший пар из турбины направляется по паропроводу на производство, где он отдает теплоту и конденсируется; конденсат с производства возвращается для питания котлов. Давление пара на выходе из турбины определяется потребностями производства.



На следующем рисунке показана схема ТЭЦ с турбинами с отбором пара. В этой схеме часть пара достаточно высоких параметров отбирается из промежуточных ступеней турбины (с этой точки зрения эта схема напоминает схему установки с регенеративными подогревателями). Отобранный пар может быть либо направлен на производство (так называемый производственный отбор), откуда в установку возвращается конденсат, либо в специальные подогреватели-теплообменники (ПТ), в которых этот пар нагревает воду, используемую для отопительных целей (так называемый теплофикационный отбор).

Следует заметить, что на современных ТЭЦ наиболее распространены турбины с отбором пара.

Для характеристики экономичности работы ТЭЦ применяется так называемый **коэффициент использования теплоты** K , определяемый как отношение суммы полезной работы, произведенной в цикле, l_3 и теплоты q_2 отданной внешнему потребителю, к количеству теплоты q_1 , выделившейся при сгорании топлива:

$$K = \frac{l_3 + q_2}{q_1} = \frac{N + Q}{G_T Q_H^p}, \quad (6)$$

где N - электрическая мощность установки; G_T - часовой расход топлива; Q_H^p - теплота сгорания топлива; Q - количество теплоты, отданной внешнему потребителю (за 1 час).

Значение K тем ближе к единице, чем совершеннее установка, т.е. чем меньше потери теплоты в котлоагрегате и паропроводе, механические потери в турбине, механические и электрические потери в электрогенераторе.

3. ВОПРОСЫ ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОГО ОСВОЕНИЯ ЛЕКЦИИ

1. Нарисуйте принципиальную схему простой парогазовой установки.
Ответ:
2. Перечислите способы повышения КПД парогазовых установок. Почему в таких установках не используется подогрев атмосферного воздуха за счёт теплоты уходящих газов – способ повышения КПД простых ГТУ.
Ответ:
3. Что такое теплофикация. Приведите примеры построения принципиальных схем силовых установок с теплофикацией.
Ответ:
4. Нарисуйте T-s диаграмму теплофикационного цикла.
Ответ:
5. Запишите формулу для коэффициента использования теплоты.
Ответ:
Фамилия Имя Отчество:
Группа:
Подпись:
Дата: