

**НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ  
ВНУТРЕННИЕ  
ЭНЕРГОРЕСУРСЫ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ**

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ  
И КЛАССИФИКАЦИЯ**

## Низкопотенциальные энергоресурсы (НЭР)

разных видов имеются в больших количествах как в природе, так и в производственной сфере.

Ниже рассматриваются только низкопотенциальные внутренние ЭР промышленных предприятий (НВЭР).

Методы использования НВЭР могут быть применены и к аналогичным природным НЭР.

При рассмотрении понятия «внутренние энергоресурсы» (ВЭР) мы отмечали некоторую условность отнесения к ВЭР тех или иных ЭР. Так, при подсчетах ресурсов ВЭР к ним относится физическая теплота уходящих газов при температуре  $300^{\circ}\text{C}$  и выше.

Основанием к установлению такого температурного предела является мнение, что при более низких температурах использование теплоты уходящих газов экономически не выгодно, что является необоснованным.

Как показывают расчеты и практика, например, **в паровых котлах уходящие дымовые газы экономически выгодно охлаждать до 140-160°C и даже ниже.**

**При этом уловленная единица теплоты в уходящих газах дает экономию такой же единицы теплоты топлива.**

Но такую же экономию топлива дает и улавливание единицы теплоты уходящих газов  $TA$ , если уловленная теплота используется внешними потребителями (например, КУ и т. п.).

Если же уловленная единица теплоты используется на подогрев компонентов горения в высокотемпературных печах, то экономия теплоты топлива еще больше за счет увеличения доли отдачи теплоты в рабочем пространстве печи

Низший температурный уровень ВЭР,  
определяющий предел его экономичного  
использования, зависит в большой степени от  
характера потребителя и требуемого  
температурного уровня теплоты.

Если рассматривать с этой точки зрения  
местное отопление цехов, теплую воду для  
флотационных установок или подогрева  
вентиляционного воздуха для шахт,  
различных травильных ванн и т. п., то, как  
показывают расчеты, отходящие газы  
экономично охладить примерно до 100°C и  
даже ниже, если в них нет вредных (сернистых)  
соединений.

К НВЭР относятся обычно и пар давлением от 0,1 до 0,3—0,5 МПа, который на большинстве заводов почти полностью сбрасывается в атмосферу из-за отсутствия потребителей.

Газ из колошника печей цветной металлургии, работающих на атмосферном дутье, выходит с малым содержанием горючих компонентов и сам поддерживать горения не может.

Но при подогреве воздуха горения до 400-600°С или добавке газа с большей теплотой сгорания наблюдается хорошее выгорание всех горючих элементов колошникового газа, что позволяет использовать значительные количества теплоты, которая ранее терялась.

В связи с отмеченными обстоятельствами вряд ли есть возможность однозначно установить температуру, определяющую размеры ВЭР и НВЭР на данном предприятии и разграничивающих высоко- или среднепотенциальные ВЭР от низкопотенциальных.

**Ниже рассматриваются некоторые способы использования НВЭР.**

## **В ТУРБОКОМПРЕССОРАХ**

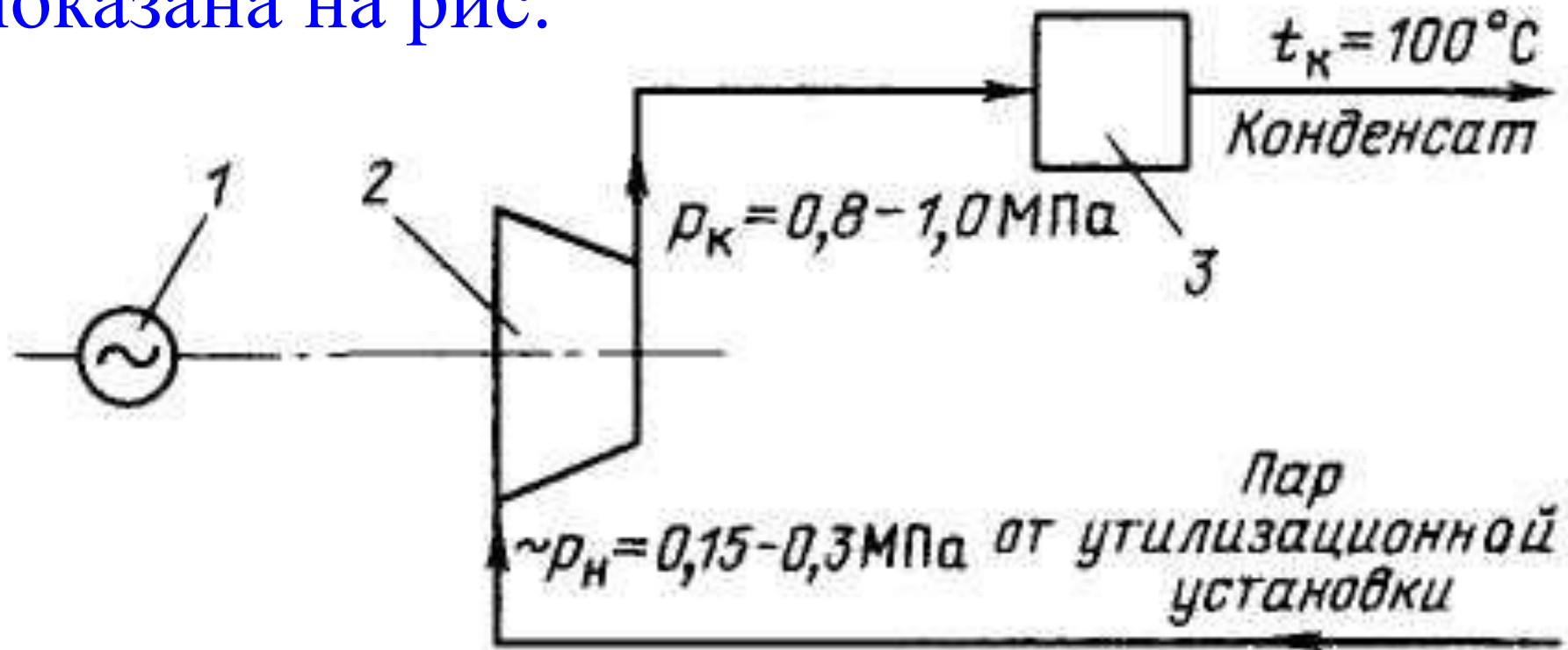
На многих заводах выходы пара низкого давления составляют десятки тонн в час. Например, СИО крупной доменной печи выдает 20-30 т/ч пара с давлением 0,2-0,3 МПа, который не используется за отсутствием потребителей.

Для сброса этого пара в атмосферу на многих заводах построены специальные высокие трубы.

Давление этого пара может быть  
повышено до необходимого  
потребителям давления при помощи



Принципиальная схема турбокомпрессорной установки для повышения давления пара показана на рис.



**Рис. Схема турбокомпрессорной установки:**  
1 - электродвигатель; 2 - турбокомпрессор;  
3 - потребитель пара

Удельная работа компрессора на 1 кг пара, равная приращению энтальпии пара  $\Delta h_{\text{к}}$ , определяется по формуле

$$\Delta h_{\text{к}} = \Delta h_{\text{к}}^{\text{иэ}} / \eta_{\text{иэ}},$$

где  $\Delta h_{\text{к}}^{\text{иэ}}$  - повышение энтальпии в идеальном компрессоре (изоэнтропное сжатие, определяемое по  $h,s$  - диаграмме для водяного пара);  $\eta_{\text{иэ}}$  - изоэнтропный внутренний КПД турбокомпрессора (ТК), равный **0,8-0,86**.

Для определения расхода ЭЭ на привод ТК надо учесть электромеханический КПД агрегата  $\eta_{\text{ЭМ}} = 0,95 - 0,98$ .

Соответственно удельный расход электроэнергии ТК:

$$\varepsilon_{\text{Т.К}}^{\text{уд}} = \Delta h_{\text{К}} / \eta_{\text{ЭМ}} .$$

Удельный расход теплоты топлива на выработку ЭЭ на КЭС составляет

$$q_{\text{ТОП}} = \varepsilon_{\text{Т.К}}^{\text{уд}} \cdot \text{КЭС} ,$$

где  $q_{\text{кэс}}$  — удельный расход теплоты топлива на единицу отпущенной электроэнергии.

На современных КЭС (с которыми надо вести сравнение)  $q_{\text{кэс}} \sim 2,7$  (в системе СИ), или

$b_{\text{кэс}} = 332 \text{ г}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ . С учетом потерь ЭЭ в сетях и на трансформацию значение  $q'_{\text{кэс}}$  на валу

турбокомпрессорного агрегата составит  $q'_{\text{кэс}} \sim 2,9$ . Полный удельный расход теплоты топлива на повышение давления пара определяется по формуле

$$q_{\text{топ}} = \Delta h_{\text{к}}^{\text{иэ}} \frac{q'_{\text{кэс}}}{\eta_{\text{иэ}} \eta_{\text{эм}}}.$$

Энергетическая эффективность повышения давления пара в ТК  $q_{\text{ЭК}}$  определяется разностью между количеством теплоты  $q_{\text{ПОТ}}$ , полученной потребителем (благодаря повышению давления и энтальпии пара), и теплотой топлива, затраченной на электростанции  $q_{\text{ТОП}}$ :

$$q_{\text{ЭК}} = q_{\text{ПОТ}} - q_{\text{ТОП}}.$$

Чем больше отношение  $\varepsilon_k = p_{\text{н.к}} / p_{\text{в.к}}$ ,  
где  $p_{\text{н.к}}$  - давление пара на нагнетании ТК;  
 $p_{\text{в.к}}$  - давление на всасывании  
компрессора, тем больше расходуемая ТК  
энергия.

Теплота же, получаемая от 1 кг пара  
повышенного давления потребителем  
 $q_{\text{пот}}$ , сравнительно мало зависит от  
начального и конечного давлений пара,  
так как определяется в основном скрытой  
теплотой конденсации.

В связи с этим чем больше  $\varepsilon_k$ , тем  
менее эффективной получается  
компрессия пара.

**Пример.** Имеется насыщенный пар давлением  $p_{в.к} = 0,2$  МПа, его надо сжать до давления  $1,0$  МПа, т. е.  $\epsilon_k = 1,0/0,2 = 5$ . Определить достигаемую экономию топлива.

По  $h,s$ -диаграмме находим  $\frac{\Delta h_{из}}{к} = 340$  кДж/кг. Значение  $q_{топ}$ :

$$q_{топ} = \frac{340 \cdot 2,9}{0,85 \cdot 0,97} = 1200$$

По  $h,s$ -диаграмме находим с учетом  $\eta_{из} = 0,85$  температуру пара в конце сжатия  $t_{н.к} = 330^\circ$  С. Энтальпия пара при  $p_{н.к} = 1,0$  МПа и  $t_{н.к} = 330^\circ$  С по  $h, s$ -диаграмме или таблицам:  $h_{н.к} = 3115$  кДж/кг.

Энтальпия конденсата пара равна: при давлении  $1,0$  МПа  $h_k = 740$  кДж/кг; при  $0,1$  МПа  $h_k = 410$  кДж/кг.

Таким образом, если у потребителя конденсат отводится с температурой насыщения, то потребитель получит теплоты  $q_{\text{пот}} = 3115 - 740 = 2375$  кДж/кг, а в случае использования теплоты конденсата  $\sim$  до  $100^\circ \text{C}$   $q_{\text{пот}} = 3115 - 410 = 2705$  кДж/кг.

Следовательно, экономия теплоты топлива для системы «промышленное предприятие-электростанция» при КПД заменяемой котельной  $\eta_{\text{кот}} = 0,85$  составит  $q_{\text{эк}} = (q_{\text{пот}} / \eta_{\text{кот}}) - q_{\text{топ}} = 2375 / 0,85 - 1200 = 1595$  кДж/кг пара (если у потребителя конденсат отводится с температурой насыщения) или  $q_{\text{эк}} = 2705 / 0,85 - 1200 = 1995$  кДж/кг пара (в случае использования теплоты конденсата примерно до  $100^\circ \text{C}$ ).



Расчет справедлив, если пар давлением 0,2 МПа на предприятии не используется и сбрасывается.

В зависимости от температуры конденсата потребитель получает теплоты от пара в несколько раз больше, чем затрачивается теплоты топлива на КЭС, например, при  $q_{\text{пот}} = 2705$  кДж/кг в  $2705/1200 = 2,26$  раза.

Аналогичные соотношения наблюдаются и при работе тепловых насосов.

При сравнительной оценке вариантов надо учитывать и экологический эффект использования пара низкого давления путем его компримирования, так как при этом уменьшается количество топлива, которое надо сжечь на заводских энергоустановках.

Кроме того, на КЭС во многих случаях может быть использовано более низкосортное топливо.

Энтальпия насыщенного пара из СИО  
равна в рассмотренном выше примере  
( $p_{в.к} = 0,2$  МПа) **2710 кДж/кг**, а экономия  
теплоты топлива составит в итоге в  
зависимости от температуры конденсата  
**1595 и 1995 кДж/кг**.

Т.е. **компримирование** пара позволяет  
использовать примерно от **0,60**  
( $1595/2710$ ) до **0,75** ( $1995/2710$ ) **теплоты**  
**пара низкого давления** ( $0,2$  МПа,  $t_{нас}$   
 $=100^{\circ}\text{C}$ ).

**Высокой** эффективности компримирования способствует и то, что **при нем исключается потеря теплоты в котлах** (в данном примере  $\eta_{\text{кот}} = 0,85$ ) и, кроме того, **вся работа компрессора**, равная  $\Delta h_{\text{к}}^{\text{иэ}}/\eta_{\text{иэ}}$ , **превращается в теплоту**, которая повышает энтальпию пара на выходе из компрессора.

Как правило, конденсат пара от технологических теплообменных аппаратов охлаждают **до 100° С и ниже** потоком вещества, направляемого в технологические теплообменники (или другими способами), так как **иначе сильно усложняются системы сбора и возврата конденсата.**

В приведенном выше примере при охлаждении конденсата **до 100° С**, если расход пара низкого давления равен **100 т/ч**, экономия условного топлива составит  $(100 \cdot 10^3 \cdot 1995) / 7000 = \mathbf{9,7 \text{ т/ч}}$ .

При использовании установленной тепловой мощности рассматриваемой УУ **7500 ч в год** экономия условного топлива составит **72,5 тыс. т/год**.

Таким образом, компримирование пара является эффективным путем использованием НВЭР.

Для решения задачи применения компримирования пара рекомендуется пользоваться разработанными в МЭИ номограммами, приведенными на рисунках на следующем слайде

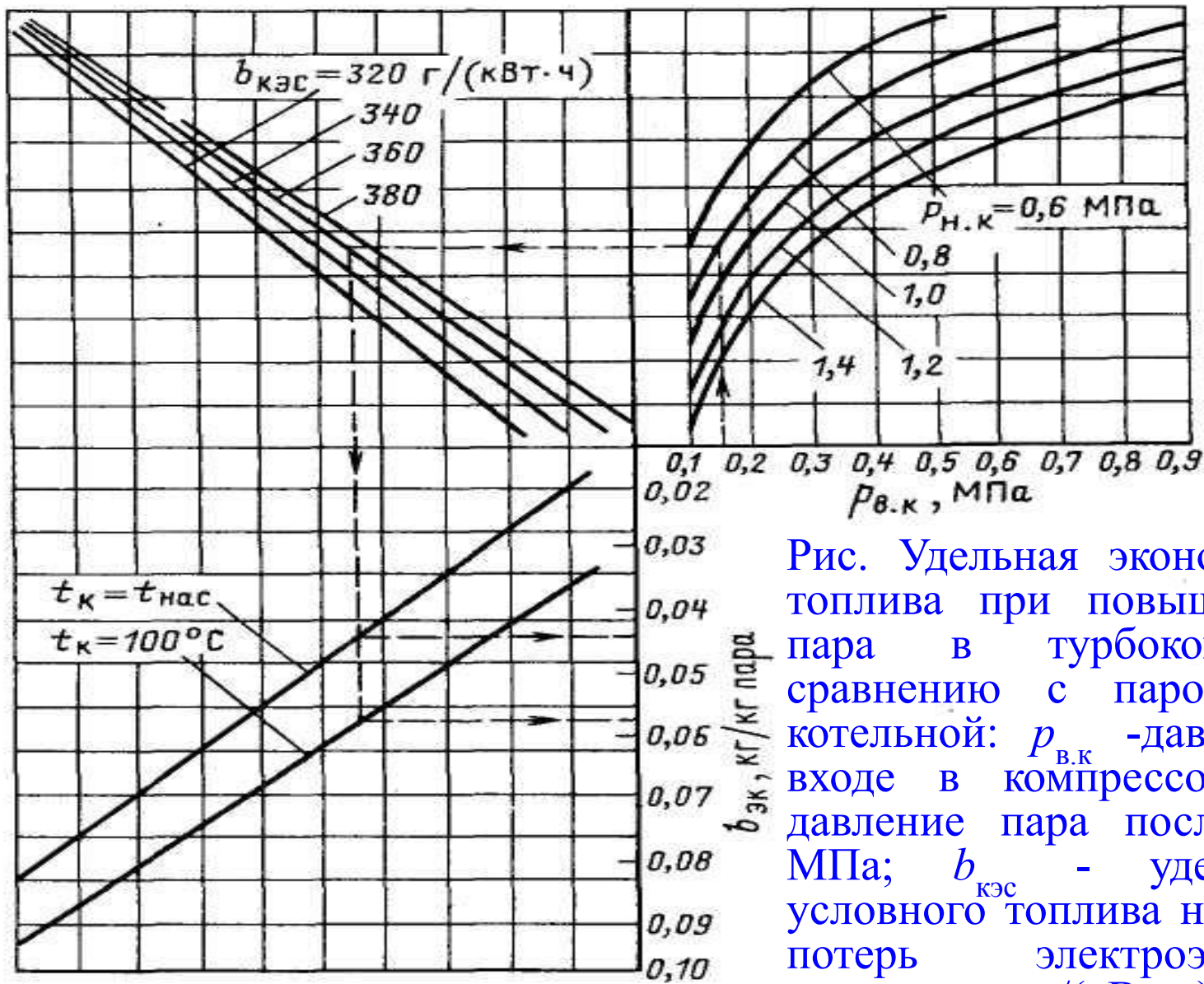


Рис. Удельная экономия условного топлива при повышении давления пара в турбокомпрессоре по сравнению с пароснабжением от котельной:  $p_{в.к}$  - давление пара на входе в компрессор, МПа;  $p_{н.к}$  - давление пара после компрессора, МПа;  $b_{кэс}$  - удельный расход условного топлива на КЭС с учетом потерь электроэнергии при транспорте, г/(кВт·ч);  $b_{эк}$  - удельная экономия условного топлива, кг/кг пара;  $t_к$  - температура конденсата от потребителей

По номограмме можно определить удельную экономию  $b_{\text{эж}}$  условного топлива (кг/т пара) в системе «завод — КЭС» в зависимости от давлений пара на входе  $p_{\text{в.к}}$  в компрессор и выходе  $p_{\text{н.к}}$  из него, удельного расхода  $b_{\text{кэс}}$  условного топлива на КЭС (с потерями ЭЭ в сетях) и температуры возвращаемого конденсата  $t_{\text{к}} = t_{\text{нае}}$  или  $t_{\text{к}} = 100^{\circ}\text{C}$ .

Номограмма составлена для случая, когда компримированный пар не вытесняет отборов турбин ТЭЦ или когда пароснабжение завода осуществляется от котельных.



При наличии ТЭЦ с правильно  
выбранным коэффициентом  
теплофикации  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  по  
производственному пару  
вытеснение отборов турбин ТЭЦ во  
всех случаях может происходить  
только в теплое время года, так как  
от 3000 до 5000 ч в году отборного  
пара не хватает для покрытия всех  
паровых нагрузок.

Кроме того, вытеснение отборов турбин надо учитывать только в тех случаях, когда речь идет об уже установленных турбинах.

Например, при  $p_{\text{в.к}} = 0,15$  МПа,  $p_{\text{н.к}} = 0,8$  МПа,  $b_{\text{кэс}} = 360$  г/(кВт·ч),  $t_{\text{н.к}} = 100^\circ$  С) удельная экономия условного топлива составляет  $b_{\text{эк}} = 0,057$  кг/кг пара. Если количество компримированного пара **100** т/ч, а длительность использования УУ **8000** ч/год, то годовая экономия условного топлива, составит  $1 \cdot 10^5 \cdot 8 \cdot 10^3 \cdot 0,057 = 45\ 600$  т.

Если надо учесть влияние совместной работы УУ с ТЭЦ высокого давления, то соответствующую экономию топлива можно определить пользуясь номограммой на следующем слайде.

В этом случае при тех же исходных данных  $b_{\text{ЭК}} = 0,043$  кг/кг пара, а экономия условного топлива будет равна 34 400 т/год.

Таким образом, даже если компримирование пара реально снижает отборы турбин ТЭЦ, то итоговая экономия топлива остается большой.

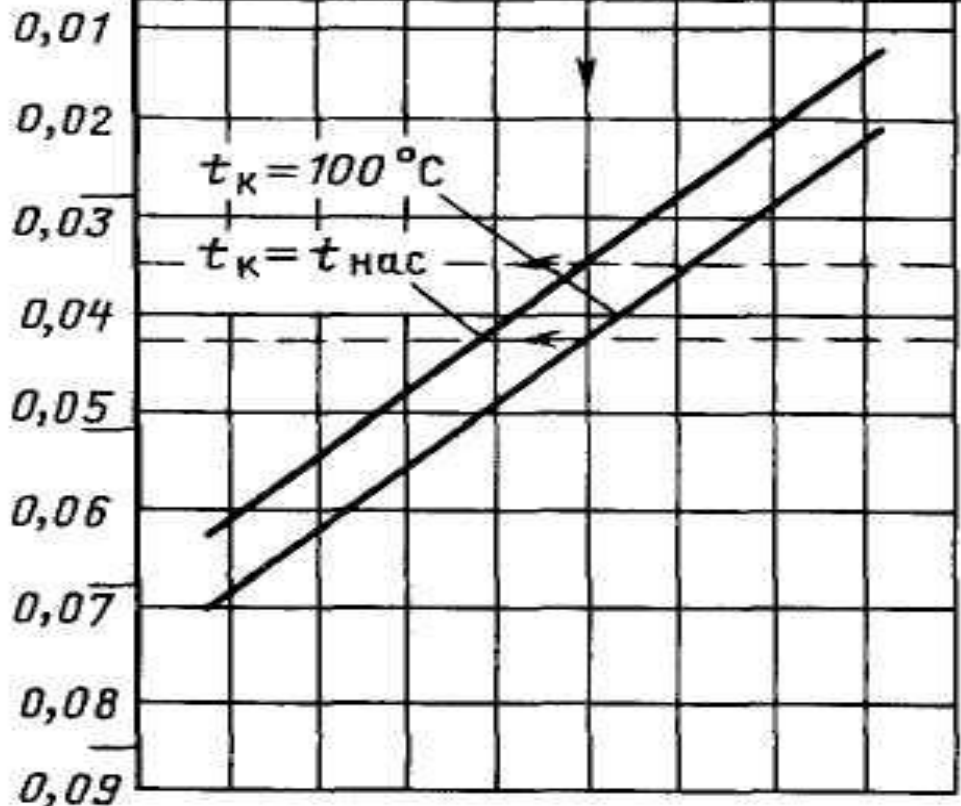
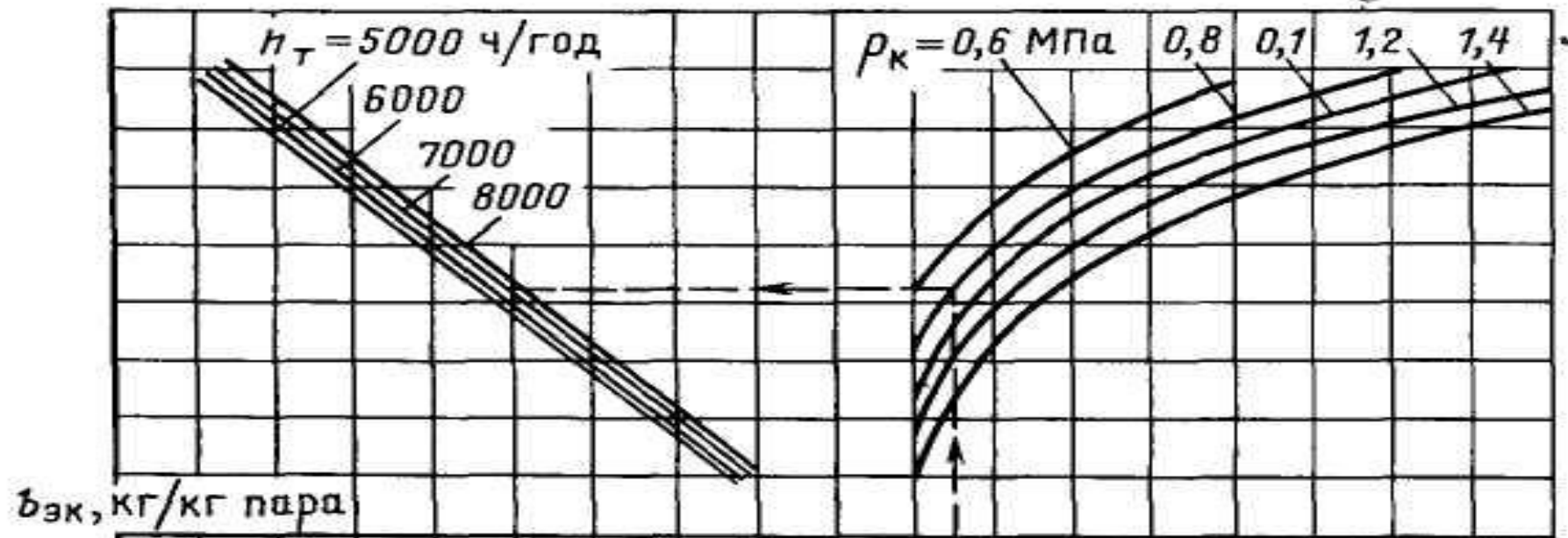


Рис. Удельная экономия топлива при повышении давления пара в компрессорах с учетом вытеснения отборов турбин ТЭЦ:  $h_T$  — годовое число часов использования установленной тепловой мощности компрессорной

непосредственно использованы для компримирования водяного пара, у нас пока не изготавливаются.

По своим физическим и термодинамическим характеристикам с точки зрения использования в ТК водяной пар наиболее близок к попутному газу нефтепромыслов.

ТК для попутного газа изготавливались Невским заводом им. Ленина (НЗЛ) в Ленинграде. Проработки НЗЛ показали, что для установок компримирования водяного пара от УУ требуется разработка специальной модификации ТК, запроектированных для работы на попутном газе.