

УДК 621.311.22

## Анализ основных путей повышения тепловой экономичности тепловых электростанций

Хоссене Назар Н. Кадам, Кеда В.А.

Научный руководитель: Качан С.А., к. т. н., доцент

Тепловые электростанции (ТЭС), работающие на органическом топливе составляют основу современной энергетики, поэтому повышение их тепловой экономичности является важнейшей задачей современного этапа развития энергетики.

На электростанциях, работающих на твердом топливе, в перспективе необходимо внедрение экологически чистых технологий сжигания угля в циркулирующем кипящем слое, а позже – газификации угля с использованием полученного из угля газа в парогазовых установках. Однако, как считает сейчас большинство экспертов, рост угольной энергетики в ближайшие десятилетия будет покрываться в основном за счет ввода энергоблоков с котлами с традиционным факельным сжиганием угля в первую очередь, потому, что альтернативные варианты потребуют больших инвестиций, они сложнее в эксплуатации и не дают значительного преимущества в КПД.

Анализ тенденций мировой практики строительства паротурбинных блоков показывает, что они интенсивно совершенствуются во многих промышленно развитых странах.

Основным резервом улучшения экономичности является повышение начальных параметров: использование суперсверхкритического начального давления, повышение начальной температуры до 600°C, ввод дополнительного перегрева пара.

На рис. 1 и 2 по данным [1] приведены эллиптические области оптимальных сочетаний давлений первого и второго промежуточных перегревов пара  $p_{пп1}$  и  $p_{пп2}$  для цикла с двукратным промперегревом с начальным давлением 23,5 и 29 МПа соответственно. Здесь  $\eta_i$  – абсолютный внутренний КПД цикла.

По данным [1] переход с существующего уровня параметров 23,5 МПа, 540/540°C к 29 МПа, 600/600°C при однократном промперегреве ведет к росту абсолютного КПД с 47 до 49%, т.е. примерно на 2%. При этом повышение  $t_o/t_{nn1}$  на каждые 10°C ведет к среднему приросту  $\eta_i$  на 0,263% при  $p_o = 23,5$  МПа и 0,29% при  $p_o = 29$  МПа. В случае двукратного промперегрева переход на новый уровень параметров дает чуть меньший прирост абсолютного КПД. При этом повышение сопряженных температур  $t_o/t_{nn}$  на каждые 10°C ведет к увеличению КПД на 0,22 ... 0,242%.

Дополнительными источниками повышения КПД является совершенствование тепловой схемы и элементов энергоблока. По данным [2] увеличение КПД паротурбинных энергоблоков при переходе к сверхвысоким параметрам пара при одновременном совершенствовании конструкции оборудования составляет, %:

- |   |     |
|---|-----|
| – переход на новый уровень начальных параметров   | 4,4 |
| – применение второго промперегрева пара   | 1,2 |
| – повышение температуры питательной воды до 300 °С<br>(с учетом снижения КПД котла)   | 0,6 |
| – уменьшение располагаемого теплоперепада регулирующей ступени, меридиональное профилирование в части высокого давления (ЧВД) | 0,4 |
| – снижение периферийных и диафрагменных утечек  | 0,8 |
| – применение саблевидных сопловых лопаток в части среднего и низкого давления (ЧСД и ЧНД)                                     | 0,8 |
| – использование осевого выходного патрубка  | 0,8 |

В итоге суммарное повышение экономичности достигает 9%.

По данным [1] большая часть введенных в мире новых энергоблоков повышенных параметров пара имеет КПД нетто свыше 42 ... 44 %, а некоторые, причем работающие на угле, достигли КПД нетто свыше 46 % (правда, при очень низком давлении в конденсаторе  $p_k = 2,3$  кПа). Строящиеся отдельные энергоблоки, работающие на газе, будут иметь КПД нетто 49 ... 49,5%, а на угле 47 ... 48%.

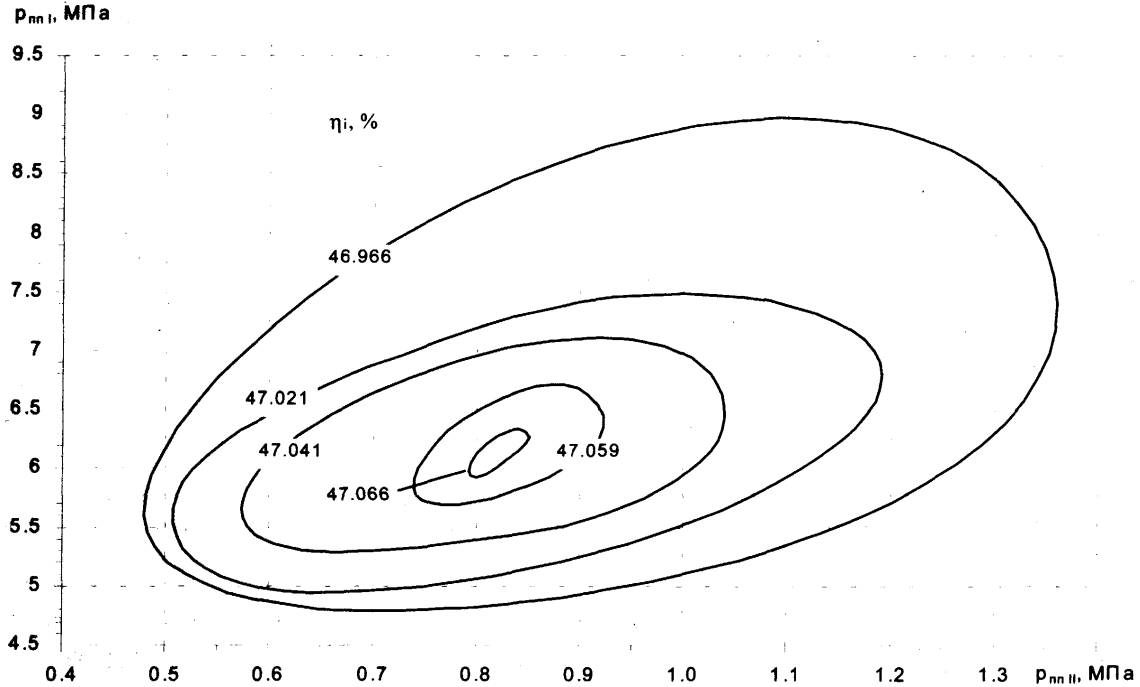


Рис. 1. Оптимальные соотношения давлений  $p_{pp1}$  и  $p_{pp2}$  для паросилового цикла с  $p_0=23,5$  МПа,  $600/600/600^\circ\text{C}$

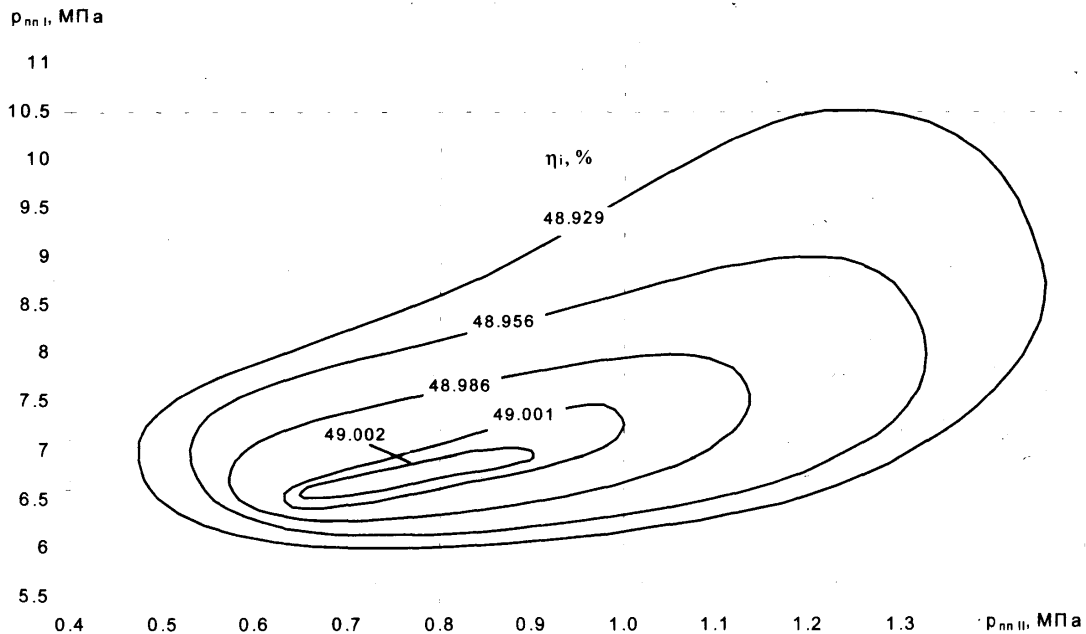


Рис. 2. Оптимальные соотношения давлений  $p_{pp1}$  и  $p_{pp2}$  для паросилового цикла  $p_0=29$  МПа,  $600/600/600^\circ\text{C}$

При использовании в качестве топлива природного газа наибольшую тепловую экономичность обеспечивают парогазовые установки (ПГУ) утилизационного типа, электрический КПД которых приближается к 60% [1].

При этом наибольшая эффективность обеспечивается при максимальном приближении изобары пароводяного рабочего тела к изобаре охлаждения дымовых газов в котле-утилизаторе. Это возможно за счет применения трехконтурных котлов-утилизаторов и цикла с промежуточным перегревом пара. На рис. 3 показано влияние количества контуров котла-утилизатора и ввода промперегрева на электрический КПД утилизационных ПГУ (УПГУ) [3].

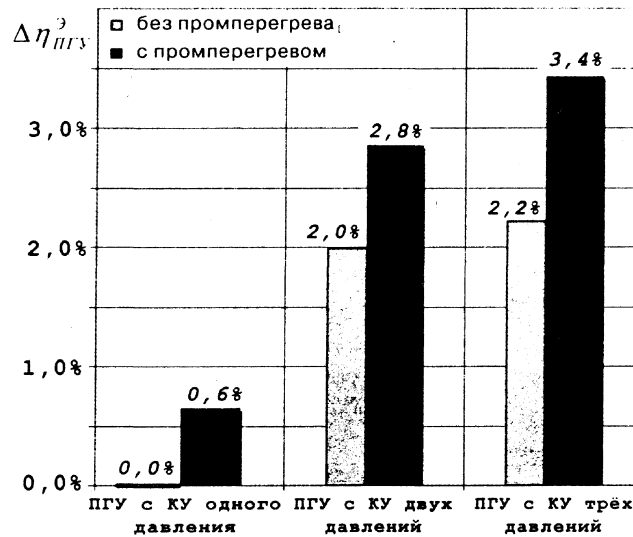


Рис. 3. Влияние профиля котла-утилизатора на КПД УПГУ

Для заданной газотурбинной установки (ГТУ) максимальный КПД УПГУ соответствует получению максимальной мощности паротурбинной установки (ПТУ).

На рис. 4 по данным [3] приведены зависимости относительного изменения мощности ПТУ от давления в контурах котла-утилизатора. По данным [3] для диапазона температур газов после ГТУ (то есть на входе в котел-утилизатор) 550 ... 650°C рост давления в верхнем контуре котла-утилизатора приводит к росту тепловой экономичности УПГУ. Каждому давлению пара в верхнем контуре соответствуют оптимальные давления в контурах среднего и низкого давления.

Технико-экономическое сопоставление вариантов ТЭС на базе современных высокоэкономичных ПТУ на суперсверхкритические параметры пара и утилизационных ПГУ показывает преимущества УПГУ, как по сроку окупаемости, так и по величине получаемой прибыли за срок службы. Это объясняется тем, что, не смотря на более высокую стоимость природного газа, чем твердого топлива, УПГУ имеют более высокую экономичность и требуют более низких удельных капитальных вложений.

### Литература

1. Анализ перспектив развития отечественной теплоэнергетики / А.В. Мошкарин, М.А. Девочкин, Б.Л. Шельгин, В.С. Рабенко. – Иван. гос. ун-т. – Иваново, 2002. – 256 с.
2. Трухний А.Д., Трояновский Б.М. Паротурбинные энергоблоки нового поколения // Новости науки и техники. 1998. № 10. С. 9-13.
3. Буров В.Д., Сигидов Я.Ю. Анализ и оптимизация структуры и параметров тепловых схем конденсационных ПГУ с котлами-утилизаторами трех давлений // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. - № 1 (39). – С. 31 – 36.

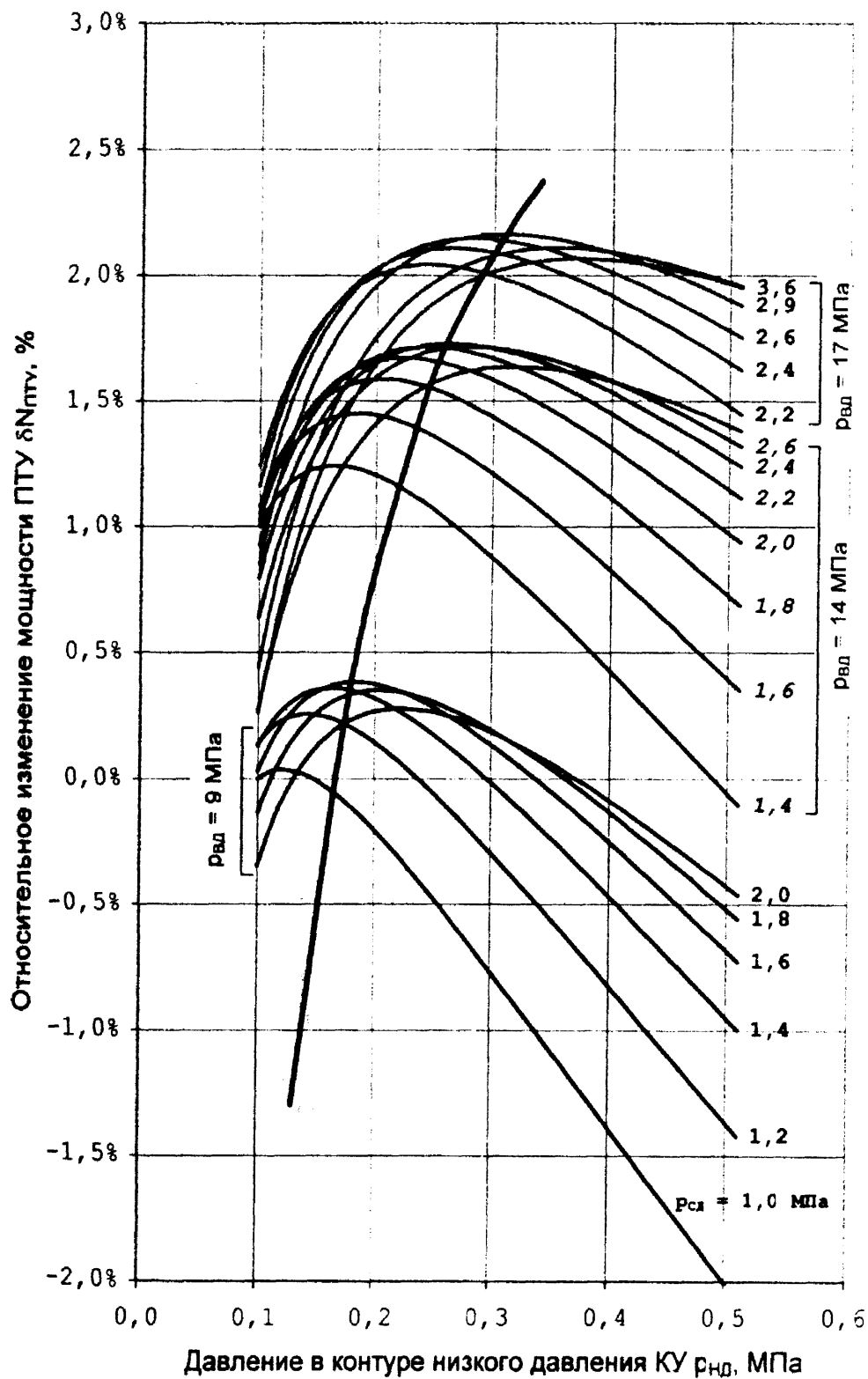


Рис. 4. Изменение мощности ПТУ от давлений в контурах котла-утилизатора УПГУ