

«Сейфуллин оқулары-14: Жастар, ғылым, инновациялар: цифрландыру – жаңа даму кезеңі» атты Республикалық ғылыми-теориялық = **Материалы** Республиканской научно-теоретической конференции «Сейфуллинские чтения-14: Молодежь, наука, инновации: цифровизация – новый этап развития». - 2018. - Т.1, Ч.3 – С. 171-175

## **РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПГУ 450Т ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ**

*Садуакасова Г.Б.*

Западная зона Республики Казахстан является избыточной по своим первичным ресурсам (газ, нефть), но дефицитна по мощности и электроэнергии. В Западном Казахстане теплоэнергетика базируется на паротурбинных тепловых электростанциях (ТЭС) с паровыми энергетическими котлами, работающими на природном газе и мазуте. При этом основное оборудование ТЭС имеет значительный физический износ, в связи с чем стоит вопрос об их дальнейшей модернизации. Коэффициент полезного действия существующих паросиловых электростанций в среднем составляет 34-36%, наивысшие достигнутые показатели экономичности традиционных энергоблоков ТЭС не превышают 45%.

Кашаган - **крупное шельфовое нефтегазовое месторождение Казахстана**, расположено в 80 км от города Атырау, в северной части **Каспийского моря**. Месторождение открыто в **2000 году** и является одним из самых **крупных месторождений** в мире, открытых за последние 40 лет, а также крупнейшим нефтяным месторождением на море.

Начиная с 2025-2030 годов с Северо-Каспийского месторождения «Кашаган» на рынок должны поступать значительные объемы попутного газа, которые на сегодняшний день закачивают обратно в пласты, что позволяет увеличить объемы добычи нефти. Через 10-15 лет газ станет доступным и его можно будет направить на новые объекты по выработке электроэнергии [1].

Проблема маневренности является одной из наиболее острых и решается главным образом за счет привлечения оборудования ТЭС, предназначенного для несения базовой части нагрузок энергосистем или за счет перетоков электроэнергии из России. Как известно, Западная Зона не имеет связи с энергосистемой Республики Казахстан.

В 2015 году покупка электроэнергии из России составила 1506,0 млн.кВт·ч, что ниже уровня 2014 года на 118,4 млн.кВт·ч или на 7,3%.

Регулирование нагрузки энергосистем относится и к теплофикационным энергоблокам ТЭЦ в особенности при работе в летний период времени при отсутствии значительной тепловой нагрузки.

Современные бинарные (ПГУ) отличаются высоким коэффициентом полезного действия по сравнению с традиционными паросиловыми энергоблоками, и меньшим содержанием вредных выбросов в уходящих

газах. Вместе с тем, к.п.д. современных бинарных парогазовых установок значительно превышает 50% [2].

В связи с тенденцией роста энергопотребления и большими запасами природного и попутного газов в Западном Казахстане, считаем актуальным строительство на западе Казахстана ПГУ с теплофикационной турбиной, в частности, в ПГУ-450Т. В ней КУ по-прежнему остается пассивным элементом и вырабатывает определенные количества тепловой энергии, носителем которой является пар ВД и НД, поступающий в паровую турбину. Эта тепловая энергия в паровой турбине частично превращается в механическую энергию (и затем — в электрическую энергию в электрогенераторе), а частично остается тепловой, но меняет свой теплоноситель. В сетевых подогревателях она перейдет от конденсирующего пара к сетевой воде, а в конденсаторе перейдет в виде тепла конденсации к охлаждающей воде [3].

На рисунке 1 показана принципиальная тепловая схема ПГУ-450Т.

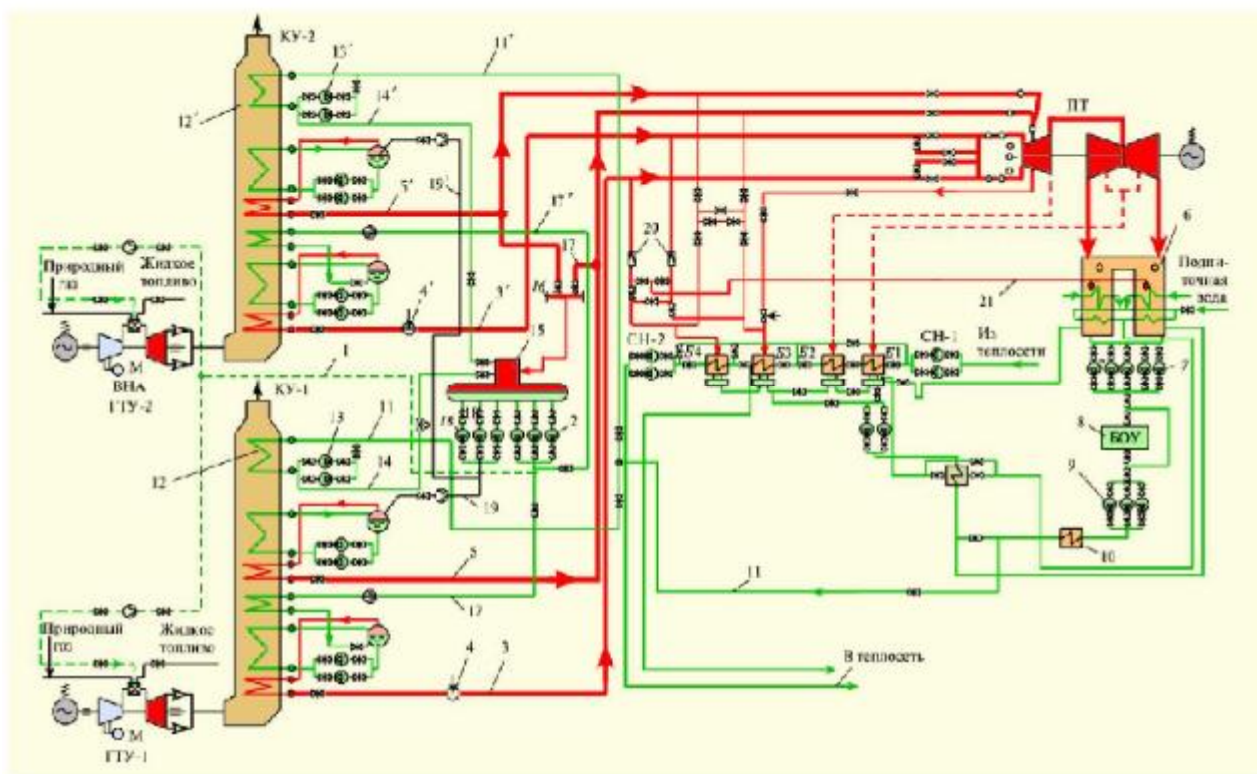


Рисунок 1 - Принципиальная тепловая схема ПГУ-450Т

Она выполнена по схеме дубль-блока: две одинаковые ГТУ типа V94.2, два КУ, деаэратор и паровая теплофикационная турбина с конденсацией отработавшего пара. Деаэратор питается паром из коллектора, к которому присоединены трубопроводы контуров НД обоих КУ. Таким образом, ПТУ является трехвальтной.

Каждая из ГТУ имеет мощность 157 МВт. Ее компрессор со степенью сжатия  $p_k = 11,1$  засасывает из атмосферы 509 кг/с воздуха и подает его в

две камеры сгорания. С температурой 1100 °С газы поступают к газовой турбине и расширяются в ней, вырабатывая мощность для привода компрессора и электрогенератора.

Уходящие газы каждой из ГТУ с температурой 580 °С направляются в свой двухконтурный котел-утилизатор, который генерирует пар двух давлений: 8 и 0,65 МПа. От обоих котлов пар поступает в одну паровую турбину ПТ. Пар высокого давления имеет температуру 515 °С, и он направляется на вход ЦВД паровой турбины. Пар низкого давления с температурой 200 °С подается в камеру ЦВД, расположенную за четыре ступени до выхода из него. Он сливается с потоком пара из ЧВД, и далее оба потока расширяются совместно в последних четырех ступенях ЦВД.

На выходе из ЦВД общий поток пара разделяется на два: первый поток пара направляется в теплофикационную установку (в верхний сетевой подогреватель горизонтального типа ПСГ-2) для нагрева сетевой воды, а второй поступает в двухпоточный ЦНД.

Потоки перегретого пара, выходящие из контуров ВД двух КУ, смешиваются и подаются к паровой турбине. Потоки пара, вышедшие из контура НД также перемешиваются друг с другом и подаются в камеру смешения, расположенную в ЦВД.

Рассмотрим несколько режимов работы ПГУ 450Т, работающей на попутном газе с месторождения «Кашаган». Химический состав попутного газа:  $\text{CH}_4$  — 50,2%,  $\text{C}_2\text{H}_6$  — 20,2 %,  $\text{C}_3\text{H}_8$  — 16,8%,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 7,7%;  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  – 3,0%  $\text{CO}_2$  - 0,06%; его плотность  $\rho_{\text{г}} = 1,18 \text{ кг/м}^3$ . Теплота сгорания  $Q_{\text{p}}^{\text{H}}$  равна 45307,17 кДж/( $\text{м}^3 \cdot \text{г}$ ).

Режим 1 — две ГТУ в номинальном режиме, два КУ в теплофикационном режиме с отключенной паровой турбиной;

Режим 2 — две ГТУ в номинальном режиме, два КУ и паровая турбина в теплофикационном режиме с работой встроенного пучка конденсатора;

Режим 3 — одна ГТУ в номинальном режиме, один КУ в теплофикационном режиме с отключенной паровой турбиной;

Режим 4 — одна ГТУ в номинальном режиме, один КУ и паровая турбина в теплофикационном режиме с работой встроенного пучка конденсатора;

Режим 5 — две ГТУ в номинальном режиме, два КУ и паровая турбина в чисто конденсационном режиме (без теплофикации);

Режим 6 — одна ГТУ в номинальном режиме, один КУ и паровая турбина в чисто конденсационном режиме (без теплофикации).

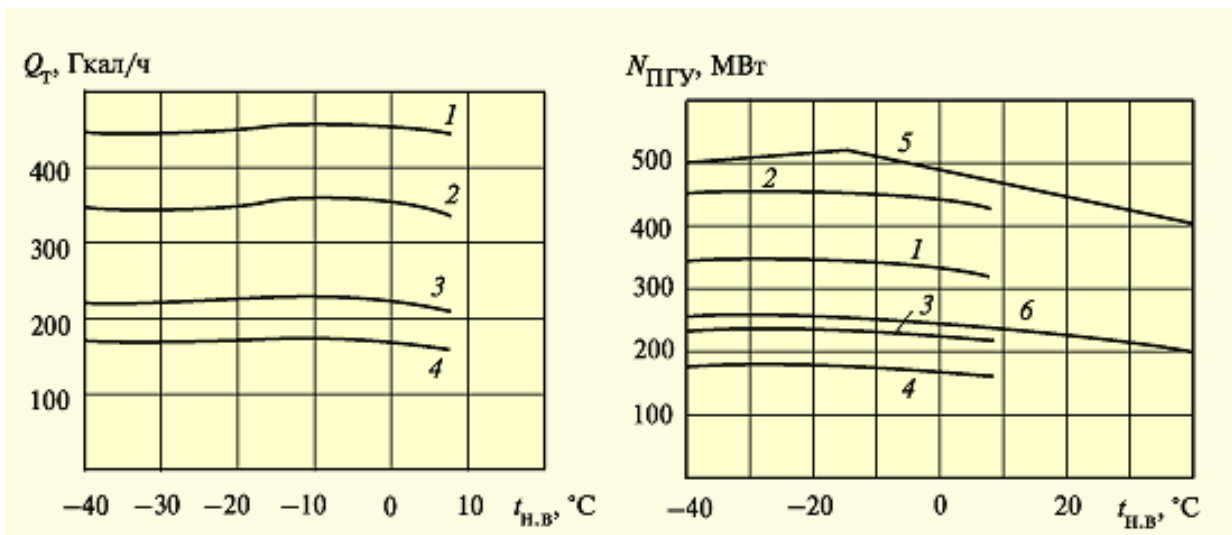


Рисунок 2 - Зависимости максимальных тепловых (а) и электрических (б) нагрузок ПГУ-450Т от температуры наружного воздуха в зависимости от состава работающего оборудования: 1 - режим 1; 2 - режим 2; 3 - режим 3; 4 - режим 4; 5 - режим 5; 6 - режим 6.

На рисунке 2 показаны зависимости отпускаемого тепла  $Q_T$  и электрической мощности ПТУ  $N_{ПГУ}$  от температуры наружного воздуха  $t_{н.в.}$  при максимальной мощности двух или одной ГТУ. Максимальное количество тепла можно получить при отключенной паровой турбине (кривая 1 или 3), когда пар из КУ поступает не в паровую турбину, а через БРОУ в теплофикационную установку. При этом мощность паровой турбины будет равна нулю, а вся мощность ПТУ будет вырабатываться только двумя или одной ГТУ и составит примерно 350 или 220 МВт.

Если подключить паровую турбину, но полностью закрыть регулируемую диафрагму с целью получения максимальной тепловой мощности  $Q_T$ , то последняя сразу же уменьшится (кривые 2 и 4), так как часть тепловой энергии, подведенной к турбине, израсходуется на выработку механической энергии всеми ступенями турбины кроме двух последних.

Если регулируемую диафрагму открыть полностью, а теплофикационную установку отключить, то электрическая мощность будет максимальной (кривые 5 и 6).

Таким образом, при зафиксированном режиме ГТУ тепловые и электрические нагрузки всей ПТУ нельзя изменять независимо, но их можно в определенной степени перераспределять с помощью регулирующей диафрагмы. Однако, тем не менее, эту независимость частично можно реализовать, если изменять мощность ГТУ и тем самым расход пара на турбину [4].

В таблице 1 сведен расчет технико-экономических показателей ПГУ 450Т для различных режимов работы при сжигании попутного газа месторождения «Кашаган».

Таблица 1 – Расчет технико-экономических показателей ПГУ 450Т для различных режимов

Наименование величины/номер режима	Абсолютный электрический КПД ПТУ, %	Абсолютный электрический КПД ПСУ, %	Электрическая мощность ПГУ, $P_{ПГУ}$ , МВт	Тепловая мощность теплофикационной установки, $Q_T$ , МВт	Теплота подведенная в камеру сгорания одной ГТУ, $Q_{КС}$ , МВт	КПД брутто ПГУ, %	Удельный расход условного топлива $b_{усл.}$ , г / кВт · ч
1	0	0	314	523,35	475,75	87,9	139,9
2	26,7	22,4	459,34	407,05	475,75	91,05	135,09
3	0	0	157	255,86	475,75	86	143
4	26,38	22,1	228,6	209,34	475,75	92	133,69
5	26,7	22,4	500	-	475,75	52,5	234,28
6	26,3	22,06	228,6	-	475,75	48,0	256,25

Согласно проведенного расчета при работе в теплофикационном режиме КПД ПГУ составляет более 80%, при работе в режимах без теплофикации в зависимости от загрузки оборудование КПД ПГУ 48- 52,5%.

#### Выводы

1. Необходимо провести модернизацию тепловых электрических станций на западе Казахстана с привлечением парогазовых технологий.
2. Использовать для нужд тепло и электроснабжения современные теплофикационные ПГУ.
3. В качестве топлива для ПГУ использовать попутный газ.

#### Список литературы

1. Баринберг, Г.Д. Эффективность теплофикационной паровой турбины Тп-110/120-12,8-12М в составе ПГУ [Текст] / Г.Д. Баринберг, П.В. Коган // Теплоэнергетика. 2003. № 6. С. 12-15.
2. Ольховский, Г.Г. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях [Текст] / Г.Г. Ольховский // Энергорынок. - 2004. - № 5.
3. Roberto Canapera, Meihong Wang, Techno-economic analysis of a CO<sub>2</sub> capture plant integrated with a commercial scale combined cycle gas turbine (CCGT) power plant., Applied Thermal Engineering, Volume 74, 5 January 2015, Pages 10–19, IF = 3.043.
4. E. Godoy, N.J. Scenna, S.J. Benz, Families of optimal thermodynamic solutions for combined cycle gas turbine (CCGT) power plants., Applied Thermal Engineering, Volume 30, Issues 6–7, May 2010, Pages 569–576, IF = 3.043.