

**КОНКРЕТНЫЙ ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ГТУ-ТЭЦ И УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА  
ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ГТУ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

<https://doi.org/10.5281/zenodo.13125286>

*Каршинский инженерно –экономический институт*

*Студент: Хамраев Ширинбек Улугбек угли*

**Аннотация:** *В настоящей статье рассмотрены возможность и целесообразность утилизации теплоты высокотемпературных выхлопных газов одного газоперекачивающего агрегата компрессорной станции на водогрейном котле- утилизаторе для выработки теплофикационной воды для отопления и горячего водоснабжения объектов компрессорной станции в целях энергосбережения. Указанные специфические условия, в основном режимного характера, требуют от мини-ТЭЦ выполнения достаточно жестких требований по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией. Эти требования обеспечиваются комплексом мероприятий, включающих повышение надежности отдельных элементов и агрегатов систем теплоснабжения, применением различных способов резервирования, в частности функционального и временного. Примером реализации этих способов повышения надежности является использование баков-аккумуляторов горячей воды (АГВ) на мини-ТЭЦ с ГТУ. Конкретный выбор расчетной схемы ГТУ-ТЭЦ зависит от ряда факторов: величины присоединенной тепловой нагрузки и ее структуры, режимов теплопотребления, климатическими условиями, требуемой надежностью и т.п.*

*Приведены результаты теории технических и экономических расчетов при внедрении котла утилизатора, показаны потенциальные возможности и выгоды от внедрения.*

## **ВВЕДЕНИЕ**

Располагая крупнейшими запасами природного газа, Узбекистан имеет развитую сеть газопроводов для его транспортировки по территории Республики и за рубеж. Компрессорная станция – составная часть магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения его расчетной пропускной способности за счет повышения давления газа на выходе КС с помощью различных типов ГПА. Несколько сотен ГПА с центробежными нагнетателями мощностью от 6 до 25 мегаватт были установлены за годы создания газотранспортной системы республики и продолжают устанавливаться на строящихся газопроводах. [ Л.1].

Методы и обсуждения. Из всасывающего коллектора технологический газ через кран попадает во всасывающую линию ГПА, где производится компримированные газа до расчетного давления. Компримированные — это повышение давления газа с

помощью компрессора, одна из основных операций при транспортировке углеводородных газов по магистральным трубопроводам, закачке их в нефтегазоносные структуры для поддержания пластового давления, в процессе заполнения подземных хранилищ газа и при сжижении газов. Компримированные осуществляется в одну или несколько ступеней. Тип и мощность компрессора определяются в зависимости от количества компримируемого газа и требуемой степени повышения давления (степени сжатия). Компримированные сопровождается повышением температуры газа и, как правило, требует последующего его охлаждения. Поэтому газ через кран поступает в нагнетательный коллектор ГПА и далее поступает на всасывающий коллектор аппаратов воздушного охлаждения [Л.1,2].

Газовая промышленность сама является одним из крупных потребителей природного газа и энергии. Увеличение добычи газа сопровождается повышением расхода топливного газа и увеличением выхода вторичных энергоресурсов (ВЭР) при его транспортировке. Из общего объема газа, расходуемого магистральными газопроводами, 85–90 % приходится на топливный и пусковой газ при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорной станции (КС), остальные 15–10 % расходуются при обслуживании технологических установок компрессорных и газораспределительных станций и при эксплуатации линейной части магистральных газопроводов [Л.3].

Актуальность работы. На магистральных газоперекачивающих компрессорных станциях для теплофикации и горячего водоснабжения объектов самой станции и близлежащего жилого поселка установлены газовые водогрейные котлы, которые для выработки горячей воды сжигают часть товарного газа (топливный газ), отбираемого с магистрального газопровода. Между тем, газовые турбины газоперекачивающих агрегатов выбрасывают в атмосферу продукты сгорания с температурой 550 – 650 оС, теплоту которых вполне можно использовать установкой за турбиной котла утилизатора, вырабатывающего горячую воду для теплофикации и тем самым с экономить топливный газ.

Цели и задачи. Изучить возможность внедрения теплоутилизационной устройства на компрессорной станции, рассчитать тепловой потенциал продуктов сгорания за газотурбинной установкой и выполнить тепловой расчет котла утилизатора, который заменить котельную.

Научная новизна. Выполнены тепловые расчеты котла утилизатора, предназначенного для полного покрытия тепловых нужд компрессорной станции за счет утилизации высокотемпературных дымовых газов за газовой турбиной.

Практическая значимость работы. Состоит в раскрытии потенциала энергосбережения компрессорных станций за счет использования вторичного

энергоресурса - теплоты продуктов сгорания газотурбинных установок для получения горячей воды для теплофикации промышленного предприятия.

Объект исследования. Газовая турбина, рекуператор воздуха, объем и температура продуктов сгорания, котел-утилизатор. Утилизации тепла выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций управления добычи нефти и газа Шуртан.

Наиболее эффективное использование вторичных энергоресурсов (ВЭР) на КС возможно при комплексном подходе, который дает наибольшую степень утилизации ВЭР, так как на КС существует большое количество направлений и способов утилизации этих ресурсов.

Одним из направлений энергосбережения является сочетание газотурбинного процесса с процессом выработки пара или отопительной воды в котле-утилизаторе. Расположенный после выхлопного патрубка турбины котел-утилизатор позволяет заметно уменьшить потери теплоты с уходящими газами и при температуре газов на выходе из котла 220–250

°С довести суммарный коэффициент использования топлива до 70 %.

При существующем положении на газоперекачивающих станциях магистральных газопроводов огромное количество теплоты высокотемпературных (450-500 °С) отходящих газов (при расходах топливного газа порядка 25 м<sup>3</sup> на 1 МВт мощности ГПА) за агрегатом обычно теряется в атмосфере. В настоящее время, когда стоимость энергоресурсов на мировом рынке непрерывно растет, необходимо принимать меры для снижения потребления первичных энергоресурсов (например, утилизируя теплоту высокотемпературных отходящих газов), в том числе и на газоперекачивающих компрессорных станциях. Установка котла-утилизатора соответствующей мощности в тракт дымовых газов в промежутке между выходом ГПА и дымовой трубой позволит использовать утилизированную теплоту для подогрева сетевой воды системы отопления основных производственных и вспомогательных помещений компрессорной станции и тепло потребителей близлежащих рабочих поселков.

В данной работе был проработан вариант утилизации теплоты отходящих газов ГПА. Получены результаты расчетов, показывающие возможность и рентабельность такой

реконструкции, а также значительную экономию ТЭР при переходе от первичного энергоресурса на вторичный [Л.4,5].

Актуальность работы. На магистральных газоперекачивающих компрессорных станциях для теплофикации и горячего водоснабжения объектов самой станции и близлежащего жилого поселка установлены газовые водогрейные котлы, которые для выработки горячей воды сжигают часть товарного газа (топливный газ), отбираемого с магистрального газопровода. Между тем, газовые турбины

газоперекачивающих агрегатов выбрасывают в атмосферу продукты сгорания с температурой 450 – 500 оС, теплоту которых вполне можно использовать установкой за турбиной котла утилизатора, вырабатывающего горячую воду для теплофикации и тем самым с экономить топливный газ.

. Учитывая состояние и тенденции формирования топливного баланса страны, природный газ следует считать основой топливообеспечения энергетики на ближайший период времени. Задача заключается в повышении эффективности его использования за счет применения новых высокоэффективных технологий и технических решений, например парогазовых установок и теплофикационных ГТУ.

Объемы добычи газа и соответственно его использование будут зависеть прежде всего от объемов инвестирования, масштабов и темпов наращивания промышленных запасов газа, условий его добычи и транспорта.

Разрабатываются и внедряются следующие виды высокоавтоматизированных экологически приемлемых модульных установок для производства электроэнергии и теплоты малой и средней мощности:

- теплофикационные ГТУ на базе газотурбинных двигателей самолетов и судов единичной электрической мощностью от 50 до 6000 кВт и тепловой мощностью от 0,6 до 90 МВт (т) для установки в местах размещения отопительных и промышленных котельных, работающих на природном газе;

- теплофикационные дизельные установки для децентрализованного энергоснабжения на базе двигателей судов, колесных и гусеничных машин единичной электрической мощностью до 600 кВт и тепловой мощностью до 4 Гкал/ч;

- паросиловой и газотурбинный привод с утилизацией тепла мощностью от 5 до 20000 кВт для энергоснабжения нефтяных и газодобывающих комплексов.

Развертывание строительства мини-ТЭЦ на базе ГТУ малой и средней мощности позволяет по новому решить проблему электро- и теплоснабжения предприятий топливных отраслей ТЭК страны и социальной инфраструктуры.

Таким образом, использование энергоустановок типа ГТУ-ТЭЦ может привести предприятия добычи, переработки и транспорта газа на полное самообеспечение, что высвободит значительные объемы газа для реализации.

Применение высокоэффективных конверсионных ГТУ в системах теплоэнергоснабжения позволит снизить расход органического топлива у потребителей до 20%, сократить потребность в капиталовложениях до 20%, уменьшить численность персонала, занятого в производстве электроэнергии на 10% и снизить выбросы вредных веществ в 1,9 раза. Например: Управления добычи нефти и газа Шуртан находится газо дожимные станции установлено 10 компрессорные установки. Тепловые выбросы выхлопные от 550 -650 0С атмосфере от этих установок [ Л.2,3,4,5, ].

Экономическая эффективность и показатели реконструкции хвостовой части ГПА установкой котла утилизатора:

1. Капитальные затраты на реконструкцию (стоимость оборудования, проекта и монтажных работ).

$$K_{\text{зат}} = 48000 \$ ; \quad 1.1$$

2. Тариф на тепловую энергию:

$$T_{\text{т/э}} = 10 \$/\text{Гкал} ; \quad 1.2$$

3. Издержки на оплату труда рабочим (средний фонд заработной платы рабочих за год).

$$S_{\text{озп}} = 44400 \$/\text{год} ; \quad 1.3$$

3. Количество тепловой энергии, вырабатываемой котлом утилизатором:

$$Q = 3,14 \text{ Гкал/ч} ; \quad 1.4$$

4. Продолжительность отопительного сезона (принята 6 месяцев):

$$T_{\text{от}} = 4320 \text{ ч} ; \quad 1.5$$

5. Коэффициент амортизации:

$$a = 0,037 ; \quad 1.6$$

6. Коэффициент ремонта:

$$a_{\text{рем}} = 0,06 ; \quad 1.7$$

7. Расчет издержек на эксплуатацию оборудования:

$$S = S_{\text{т}} + S_{\text{в}} + S_{\text{озп}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{рем}} + S_{\text{пр}} , \quad \$ . \quad 1.8$$

$S_{\text{т}}$  – издержки на топливо (отсутствуют, т.к. используются выхлопные газы газовой турбины);

$S_{\text{в}}$  – издержки на воду (отсутствуют, т.к. вода из собственной скважины);

$S_{\text{озп}}$  – издержки на заработную плату;

$S_{\text{пр}}$  – прочие издержки, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации.

8. Издержки на амортизацию :

$$S_{\text{ам}} = a \cdot K_{\text{зат}} = 1776 \$ . \quad 1.9$$

9. Издержки на ремонт:

$$S_{\text{рем}} = a_{\text{рем}} \cdot K_{\text{зат}} = 2880 \$ . \quad 1.10$$

10. Прочие непредвиденные издержки эксплуатации оборудования :

$$S_{\text{пр}} = 0,25 \cdot (S_{\text{т}} + S_{\text{в}} + S_{\text{озп}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{рем}}) = 12264 \$ \quad 1.11.$$

11. Расчет издержек на эксплуатацию оборудования:

$$S = S_{\text{т}} + S_{\text{в}} + S_{\text{озп}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{рем}} + S_{\text{пр}} = 0 + 0 + 44400 + 1406 + 2280 + 9522 = 61320 \$ . \quad 1.12.$$

12. Стоимость тепловой энергии, получаемой от котла утилизатора в течение отопительного сезона :

$$W = Q \cdot T_{\text{т/э}} \cdot T_{\text{от}} = 3,14 \cdot 10 \cdot 4320 = 135648 \$/\text{год} . \quad 1.13.$$

13. Возможная прибыль  $\Pi$  (при годовой продолжительности эксплуатации котла утилизатора 6 месяцев):

$$\Pi = W - S = 135648 - 61320 = 74328 \$/\text{год} . \quad 1.14.$$

14. Срок окупаемости покупки и монтажа котла утилизатора

$$t_{\text{ок}} = K_{\text{зат}} / \Pi = 48000 / 74328 = 0,65 \text{ год} = 7,9 \text{ месяца} . \quad 1.15.$$

Так как срок окупаемости котла утилизатора составляет менее 1 года, то внедрение КУ на одной из ГПА компрессорной станции рентабельна, без учета того, что замена первичного топлива (природный газ) на вторичное топливо (теплота выхлопных газов ГТУ) при выработке тепловой энергии на теплофикацию КС высвобождает около 2 млн. м<sup>3</sup> товарного газа. Результаты расчета приведены ниже. [ ]

Расчет экономии первичного топлива (топливного природного газа)

1. К.п.д. существующей котельной компрессорной станции:

$$Q_{\text{хот}} = 0,8 - \quad 2.1.$$

2. Часовая выработка тепловой энергии котлом утилизатором:

$$Q_{\text{от}} = 3,14 \text{ Гкал/ч} \quad 2.2.$$

3. Продолжительность работы КУ:

$$S_{\text{от}} = 4320 \text{ ч} \quad 2.3.$$

4. Теплота сгорания топливного газа:

$$Q_{\text{г}} = 8500 \text{ ккал/м}^3 \quad 2.4.$$

5. Тариф на природный газ:

$$T_{\text{г}} = 370 \text{ сум/м}^3 \quad 2.5.$$

6. Годовая выработка тепловой энергии котлом-утилизатором:

$$C_{\text{г}} = V_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} = 2,07 \cdot 10^6 \cdot 170 = 13565 \frac{\text{млн. сум}}{\text{год}} \cdot \text{л/год} \quad 2.6.$$

7. Стоимость сэкономленного природного газа

$$C_{\text{э}} = V_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} = 2,07 \cdot 10^6 \cdot 170 = 351,5 \frac{\text{млн. сум}}{\text{год}} \quad 2.7.$$

Выводы.

Обеспечение указанных масштабов применения мини-ТЭЦ невозможно без решения следующих проблем:

- разработки и серийного производства экологически приемлемых модульных электростанций единичной электрической мощностью от 1 до 30 МВт на предприятиях оборонной промышленности в рамках программы конверсии;

- создание регламентных систем сервисного обслуживания энергоустановок малой и средней мощности на базе предприятий оборонной промышленности;

- разработка и производство электрогенерирующих установок с утилизацией теплоты мощностью до 1000 кВт для привода агрегатов собственных нужд котельных, а также автоматического энергоснабжения мелких потребителей.

- Утилизация теплоты продуктов сгорания ГПА для теплофикационных нужд компрессорной станции приводит к экономии топлива сжигаемого в котельной в количестве 2422 тонн условного топлива в год, что равноценно 2070 тыс. м<sup>3</sup> натуральному (природному) газу, а в денежном выражении 351,5 млн. сум/год. Срок окупаемости проекта около 8 месяцев, возможная годовая прибыль от внедрения 170 млн. сум. Кроме того, уменьшается количество вредных выбросов котельной в атмосферу пропорционально сэкономленному топливу.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ЛИТЕРАТУРЫ:**

1. Корж В.В. Газотурбинное установки. Ухта, УГТУ, 2010, -180 с.
2. Ревзин В.С. Газотурбинные установки с нагнетателями для транспорта газа. М.: Недра, 1991, - 303 с.
3. Ревзин В.С. Газотурбинные, газоперекачивающие агрегаты. М.: Недра, 1986, - 215 с.
4. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод./Под ред. Кузнецова С.Л. М.: Энергия, 1973.
5. Материалы производственной –технический отдел управления добычи нефти и газаШуртан