

УДК 621.643

РАДЧЕНКО А.Н., МОРОЗОВА А.С., РАДЧЕНКО Н.И.

Национальный университет кораблестроения им. адмирала Макарова, г. Николаев

СИРОТА А.А.

Николаевский государственный гуманитарный университет им. Петра Могилы, г. Николаев

ПОЭТАПНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ САМООКУПАЮЩИХСЯ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Предложена концепция самоокупающихся проектов энергетической модернизации компрессорных станций. Показана поэтапная реализация концепции самоокупающихся проектов модернизации.

A concept of self-paying project of energetic reconstruction of compressor stations is proposed. A step-by-step realization of self-paying reconstruction project has been presented.

1. Состояние проблемы, постановка цели исследования

Газотранспортная система является базовой отраслью экономики Украины. В ее состав входят 72 компрессорные станции (КС) с общим числом газотурбинных двигателей (ГТД), приводящих газоперекачивающие компрессоры, свыше 440. Многие из них давно отработали свой ресурс, большинство ГТД работают крайне неэффективно со значительными, более 50 % первичной энергии топлива, тепловыми потерями с отработавшими газами, температура которых составляет 400...500 °С. Теплота, производимая утилизационными пароводяными котлами (УК) когенерационных газотурбинных установок (ГТУ), расходуется в основном на покрытие собственных потребностей ГТУ: обогрев аппаратов очистки транспортируемого газа, систем подачи и хранения смазочного масла, топливного и пускового газов, нагрев воздуха в системах антиобледенения ГТД и вентиляции, воды систем отопления зданий и укрытий ГТД. Однако объемы потребления тепловой энергии на эти цели настолько незначительны, не говоря уже о сезонном их характере, что их влияние на энергетическую эффективность ГТУ незначительно, и говорить о полноценной утилизации теплоты отрабо-

тавших газов ГТД не приходится. Следствием неэффективной эксплуатации ГТУ являются большие расходы топливного газа, сжигаемого в ГТУ газоперекачивающих агрегатов (ГПА), составляющие около 5 % транспортируемого газа. В теплое же время, когда потребление тепловой энергии на нужды КС минимальное, и УК практически не задействованы, из-за пониженной плотности транспортируемого газа сокращается производительность КС.

Итак, условия эксплуатации КС характеризуются их удаленностью от населенных пунктов и промышленных объектов, что не позволяет использовать тепловую энергию, полученную за счет утилизации тепла уходящих газов ГТУ, на теплофикационные или технологические нужды в объемах, заметно влияющих на энергетический баланс КС, что делает неэффективным применение традиционных теплогенерирующих технологий утилизации; дефицитом водных ресурсов на Украине, из-за чего охлаждение перекачиваемого газа осуществляют наружным воздухом, высокая температура которого в летнее время приводит к значительному повышению температуры перекачиваемого газа и соответствующему сокращению пропускной способности газопроводов: каждый градус возрастания температуры перекачиваемо-

го газа приводит к сокращению пропускной способности газопровода на 0,4 %; существенная зависимость от температуры атмосферного воздуха эффективности эксплуатации и самих ГТУ: при повышении температуры воздуха от 15 °С до 35 °С мощность ГТУ простого цикла снижается до 75 % номинальной, а эффективный КПД – примерно на 3 % [1].

Поэтому **задача** сокращения тепловых потерь с отработавшими газами ГТД в условиях практически отсутствия потребителей тепловой энергии и повышения производительности КС является первоочередной и требует энергетической модернизации действующих КС. Решить указанную проблему можно лишь при условии применения системного подхода к управлению проектами повышения энергоэффективности КС – проектно-ориентированного подхода. Это позволит сократить как ресурсы, необходимые для энергетической модернизации предприятий, так и время реализации самого проекта, что в условиях роста цен на энергоресурсы крайне важно.

2. Реализация поэтапной модернизации компрессорных станций

Финансирование программы повышения энергоэффективности КС как предприятий с ограниченными собственными денежными ресурсами традиционными методами: за счет продажи акций, привлечения внешних инвестиций или заемных средств (кредитов) – в условиях экономического кризиса представляется маловероятным. Это тем более проблематично, что для кредитоспособности предприятия необходимо, чтобы рентабельность производства была не меньше процентных ставок по кредитам, что в условиях банковского кризиса и роста неплатежеспособности потребителей газа из-за падения спроса на продукцию промышленных предприятий обеспечить практически невозможно.

Выходом из сложившейся ситуации представляется применение принципа самофинансирования проектов энергосбережения и основанной на нем **концепции самоокупающихся проектов** [2]. Данный подход к управлению проектами позволяет минимизировать затраты на реализацию проекта энергосбережения. Суть данного подхода в следующем: проект энергосбережения на предприятии разбивается на несколько отдельных подпроектов, результатом от реализации каждого из которых в рассматриваемом случае будет сокращение потребления топливного газа компрессорными станциями и увеличение их производительности. Эффект, состоящий в сокращении потребления топливноэнергетических ресурсов в результате реализации определенного подэтапа проекта, можно рассматривать как прибыль, которая может быть использована для реализации последующих подэтапов или других энергосберегающих подпроектов, которые, в свою очередь, также будут приносить прибыль,

обеспечивающую самоокупаемость проекта энерго модернизации КС в целом.

Таким образом, КС затрачивает лишь средства на реализацию первого, сравнительно недорогого либо же с минимальным сроком окупаемости, подпроекта, а после завершения всего проекта КС работает уже с прибылью, достаточной для полной замены физически и морально устаревших ГТД современными высокоэкономичными когенерационными и тригенерационными газотурбинными и газопаротурбинными установками (ГТУ и ГПТУ) [3-6].

Особенностью энергосберегающих проектов модернизации сложных энергетических установок КС является зависимость достигаемого эффекта от наиболее наукоемкого этапа разработки концепции модернизации с научной экспертизой проекта. Ниже приведены некоторые из возможных концепций модернизации КС с применением теплоиспользующих установок (ТУ), утилизирующих теплоту отработавших газов ГТД КС.

Наиболее надежными и простыми в эксплуатации являются ТУ на базе эжекторных холодильных машин (ЭХМ). Основное их оборудование – это теплообменники (ТО), а функцию компрессора выполняет конструктивно простой струйный аппарат – эжектор. Основу же пароконпрессорных холодильных машин (ПКХМ) и турбогенераторных установок (ТГУ) составляет дорогостоящее компрессорное и турбинное оборудование. Однако ЭХМ свойственна сравнительно невысокая энергетическая эффективность, характеризуемая тепловым коэффициентом “ж” (аналог КПД тепловых двигателей и холодильного коэффициента холодильных машин). Тепловые коэффициенты ЭХМ в 2...3 раза меньше, чем абсорбционных холодильных машин (АХМ) и ПКХМ [4-6], что обуславливает необходимость применения ТО с большими поверхностями теплообмена. Поэтому, если в качестве первого подэтапа модернизации ГТУ КС, требующего минимальных капиталовложений, соответственно при малых сроках окупаемости затрат, рассматривать применение ЭХМ, то поверхностей теплообмена ТО в составе ЭХМ будет достаточно и для последующих подэтапов с переходом к более сложным, требующим больших капиталовложений подэтапам с применением, например, электрогенерирующих паротурбинных установок (ЭГПТУ) на низкокипящих рабочих телах (НРТ), обеспечивающих глубокую утилизацию теплоты отработавших газов и других вторичных энергоресурсов (ВЭР) ГТУ КС.

Применение ЭХМ в качестве первого подэтапа модернизации КС целесообразно еще и потому, что такая модернизация касается внешних систем ГТД (газовыхлопа, воздухоподготовки), т.е. не связана с реконструкцией самих ГТУ, а поэтому и не приведет к заметному усложнению ГПА.

Схемы ГТУ с ЭХМ для охлаждения компримированного газа и воздуха на входе в компрес-

сор ГТД простого цикла представлены на рис. 1 [7, 8].

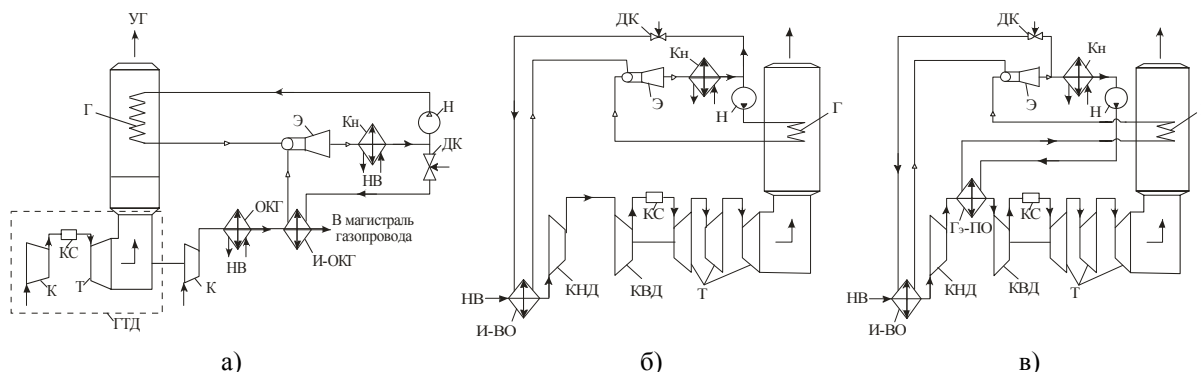


Рис. 1. Схемы ГТУ с теплоиспользующей ЭХМ для охлаждения перекачиваемого компримированного газа (а), воздуха на входе в компрессор ГТД (б) и с экономайзерной секцией генератора на сжатом воздухе (в):

К – компрессор; КНД и КВД – компрессоры низкого и высокого давления; КС – камера сгорания; Т – турбина; ОКГ – охладитель компримированного газа воздушный; ЭХМ: И-ОКГ – испаритель НРТ-охладитель компримированного газа; И-ВО – испаритель-воздухоохладитель; Г – генератор пара НРТ; Г_э-ПО – экономайзерная секция генератора-промежуточный охладитель сжатого воздуха; Э – эжектор; Кн – конденсатор НРТ; Н – насос НРТ; ДК – дроссельный клапан; НВ – наружный воздух; УГ – уходящие газы

Благодаря относительно низкой температуре кипения в испарителе-охладителе компримированного газа ($t_0 = 0 \dots 5 \text{ }^\circ\text{C}$), имеет место глубокое охлаждение газа, достижение которого невозможно с помощью наружного воздуха. Поэтому целесообразно применять ЭХМ в качестве низкотемпературной ступени существующих контуров воздушного охлаждения компримированного газа (рис. 1, а).

Результаты расчетов эффективности применения ЭХМ для охлаждения компримированного газа, выполненных для ГТУ-16 и ГТУ-25 (мощности 16 и 25 МВт) при параметрах работы ГПА: расходы уходящих газов 70 и 85 кг/с соответственно; их температура 430 и 310 $^\circ\text{C}$; расходы компримированного газа 270 и 310 кг/с, показали, что благодаря охлаждению в ЭХМ температура компримированного газа в летнее время понижается (по сравнению с его охлаждением наружным воздухом) на 6...7 $^\circ\text{C}$ (большее значение соответствует ГТУ-16, а меньшее – ГТУ-25 со значительно более низкой температурой уходящих газов) [7]. Исходя из того, что каждый градус снижения температуры перекачиваемого газа обеспечивает увеличение пропускной способности газопровода на 0,4 %, общее повышение его производительности без дополнительных энергетических затрат на перекачку газа составит примерно 2 %.

Произведенный в ЭХМ холод может применяться также для понижения температуры наружного воздуха на входе компрессора ГТД при высоких его температурах (рис. 1, б). Расчеты показали, что при температуре кипения НРТ в испарителе-воздухоохладителе $t_0 = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ уменьшение температуры воздуха на входе компрессора ГТД составляет $\Delta t_b = 30 \dots 40 \text{ }^\circ\text{C}$.

В общем случае генератор ЭХМ состоит из экономайзерной секции, в которой происходит нагрев жидкого НРТ от температуры конденсации до температуры его кипения при высоком давлении. Если вынести экономайзерную секцию генератора ЭХМ из газохода ГТД на линию сжатого воздуха между компрессорами низкого и высокого давления (КНД и КВД), т.е. применять ее в качестве промежуточного охладителя воздуха, используя дополнительный источник теплоты в виде сжатого воздуха (рис. 1, в), то уменьшение температуры воздуха в испарителе практически удваивается: $\Delta t_b = 70 \dots 80 \text{ }^\circ\text{C}$, т.е. становится намного больше, чем требуется для охлаждения наружного воздуха на входе компрессора. В этом случае избыточная холодопроизводительность ЭХМ может быть использована для снижения температуры компримированного газа (рис. 1, а) или глубокого промежуточного охлаждения сжатого воздуха между КНД и КВД в дополнение к его охлаждению в экономайзерной секции генератора, для чего испаритель-воздухоохладитель необходимо выполнять в виде двух секций с размещением одной – на входе наружного воздуха в КНД, а второй – на перекачиваемом компримированном газе или сжатом воздухе между КНД и КВД. Расчеты показывают, что срок окупаемости первого подэтапа модернизации КС на базе ЭХМ не превышает двух летних сезонов.

Следует отметить, что модернизация с вынесением экономайзерной секции на сжатый воздух согласно схемному решению на рис. 1, в целесообразна только в случае наличия в базовом ГТД промежуточного охладителя сжатого воздуха.

Высокая надежность, простота конструкции, низкие капитальные затраты и короткие сроки окупаемости делают применение ЭХМ на первом

подэтапе модернизации КС весьма целесообразным. Однако в энергетическом отношении ЭХМ значительно уступают турбокомпрессорным холодильным машинам (ТКХМ) на НРТ, работающим по схеме Чистякова-Плотникова (рис. 2, а) и имеющим примерно в два раза более высокие значения теплового коэффициента z [7]. Соответственно и достигаемый эффект при этом вдвое больше: глубина охлаждения компримированного газа (следовательно, и приращение производительности КС), циклового воздуха ГТУ. Такое двойное увеличение дохода от экономии сжигаемого в ГТД топлива в случае применения ТКХМ по сравнению с ЭХМ компенсирует практически в два раза большие капитальные затраты, следст-

ствием чего является сохранение сроков окупаемости ТКХМ на уровне ЭХМ.

Ситуация резко улучшается в случае применения турбины ТКХМ для привода электрогенератора, когда необходимость охлаждения воздуха на входе компрессора ГТД отпадает, а потребность в охлаждении компримированного газа резко сокращается из-за пониженных температур наружного воздуха – в весенне-осенне-зимний периоды (рис. 2, б). Круглогодичная эксплуатация такой холодоэлектрогенерирующей теплоиспользующей установки обеспечивает ее окупаемость в течение года. При этом повышается степень автономности КС, поскольку сокращается потребление электроэнергии из внешней электросети.

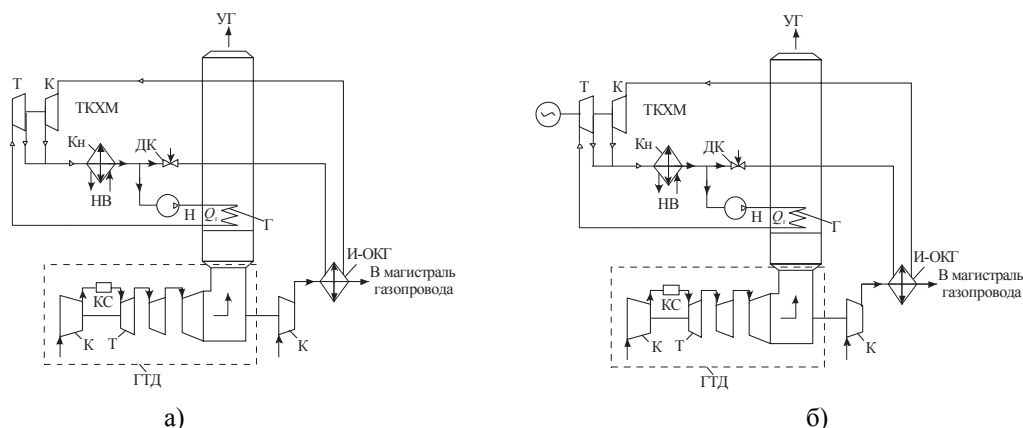


Рис. 2. Схема ГТУ с ТКХМ для охлаждения компримированного газа (а) и выработки электроэнергии (б):

К – компрессор; КС – камера сгорания; Т – турбина; И-ОКГ – испаритель НРТ-охладитель компримированного газа; И-ВО – испаритель-воздухоохладитель; Г – генератор пара НРТ; Кн – конденсатор НРТ; Н – насос НРТ; ДК – дроссельный клапан; НВ – наружный воздух; УГ – уходящие газы

В случае наличия значительных потребителей электрической энергии ее производство может осуществляться в самостоятельной паротурбинной установке на НРТ (рис. 3). Поскольку на КС в среднем установлено 4-5 ГТД, то один из ГТД может быть модернизирован под выработку элек-

троэнергии. Сдерживающим фактором такой модернизации являются большие капитальные затраты, и ее осуществление возможно при накоплении достаточных собственных средств, в частности, благодаря реализации описанных выше этапов (рис. 1 и 2).

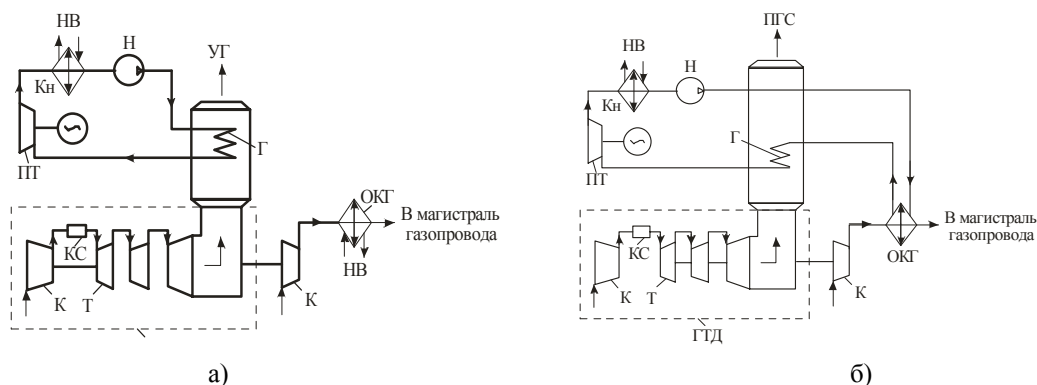


Рис. 2. Схема ГТУ с ТКХМ для охлаждения компримированного газа (а) и выработки электроэнергии (б):

К – компрессор; КС – камера сгорания; Т – турбина; И-ОКГ – испаритель НРТ-охладитель компримированного газа; И-ВО – испаритель-воздухоохладитель; Г – генератор пара НРТ; Кн – конденсатор НРТ; Н – насос НРТ; ДК – дроссельный клапан; НВ – наружный воздух; УГ – уходящие газы

Дальнейшая модернизация ГПА с электрогенерирующим паротурбинным контуром на НРТ в направлении энергосбережения возможна использованием дополнительных источников теплоты для нагрева жидкого НРТ, подаваемого в генератор (рис. 3, б). При этом достигается двойной эффект: выработка электроэнергии возрастает на 12...14 % (по сравнению со схемой на рис. 3, а) за счет утилизации теплоты сжатого в газоперекачивающем компрессоре природного газа (рис. 3) [1]. Кроме того, снижается температура перекачиваемого газа и, следовательно, увеличивается пропускная способность газопровода, т.е. производительность КС.

Результаты расчетов, выполненных для ГТД типа ГТК-10 с температурой уходящих газов перед генератором НРТ, равной 280 °С, показывают, что их реконструкция в соответствии со схемой на рис. 3 обеспечивает производство электроэнергии в паротурбогенераторе на НРТ в объеме, эквивалентном 30 % мощности ГТД, что позволяет полностью покрыть потребности КС [1] и делает КС практически независимой от внешнего электроснабжения.

Первая в мире геотермальная электрогенерирующая турбоустановка, работающая на низкокипящем рабочем теле (хладоны R12), была построена в 1967 г. на Камчатке. Она использовала

теплоту геотермальных вод с температурой 80 °С и имела мощность 680 кВт. Сейчас за рубежом эксплуатируется более 400 электрогенерирующих турбоустановок на изобутане, бутане, пропане и других природных хладагентах.

Вполне очевидно, что наиболее пригодными для модернизации в сжатые сроки являются ГПА на базе когенерационных ГТУ, вырабатывающих помимо механической энергии для привода газоперекачивающих компрессоров еще и тепловую, в которых уже предусмотрен штатный пароводяной утилизационный котел (УК). При этом отпадает необходимость в размещении генератора паров НРТ теплоиспользующих контуров в газовыпускном тракте ГТД, поскольку их можно подключить к пароводяному контуру УК, не останавливая ГТД. В случае, если теплота утилизируется в ЭХМ с выработкой холода (рис. 4, а) или в паровой турбине на НРТ с приводом электрогенератора (рис. 4, б), повышается коэффициент использования утилизационного пароводяного контура за счет его эксплуатации и в теплое время, когда отсутствуют потребители теплоты в виде пара или нагретой воды. К тому же применение такого промежуточного пароводяного контура обеспечивает работу ЭХМ на НРТ в области докритических и, что особенно важно, стабильных температур.

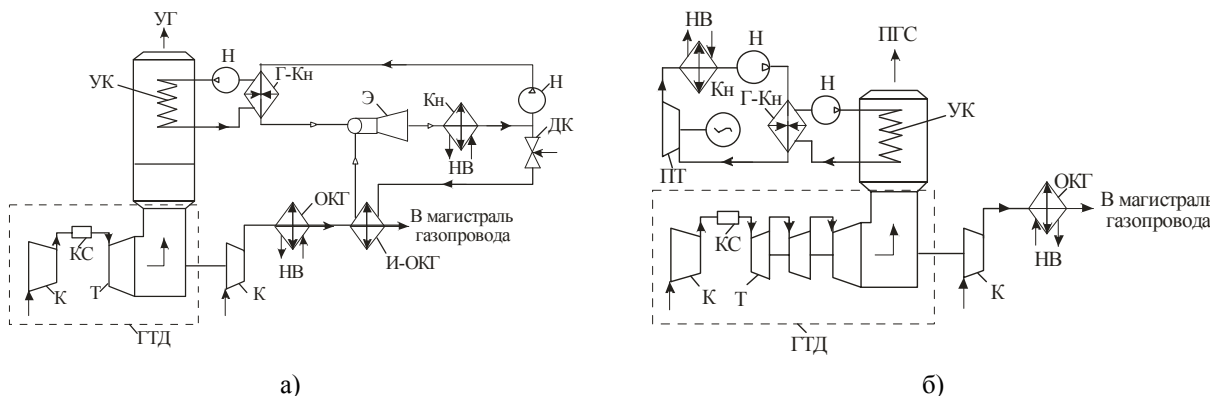


Рис. 4. Схемы ГТУ с утилизационным пароводяным котлом и ЭХМ для охлаждения перекачиваемого компримированного газа (а) и паротурбогенератором на НРТ (б):
 К – компрессор; КС - камера сгорания; Т – турбина; И-ОКГ – испаритель НРТ-охладитель компримированного газа; Г-Кн – генератор пара НРТ-конденсатор водяного пара; Э – эжектор; Кн – конденсатор НРТ; Н – насос; ДК – дроссельный клапан; ПТ – паровой турбогенератор на НРТ; НВ – наружный воздух; УГ – уходящие газы

Очевидно, что конечной целью реализации самоокупающихся проектов энергосберегающей модернизации КС является полная реконструкция КС с заменой малоэффективных ГТУ простого цикла на газопаротурбинные установки (ГПТУ) с впрыском энергетического пара в камеру сгорания по так называемой схеме “STIG” (рис. 5), которая позволяет сократить затраты на транспортировку газа в 2,5...4 раза за счет увеличения массового расхода рабочего тела, подаваемого на турбины, и соответственно полезной работы, получаемой в ГТД и используемой для привода газоперекачивающих компрес-

соров при одном и том же потреблении газообразного топлива, что и в ГТУ простого цикла [1]. Производство пара осуществляется в утилизационном котле (УК), использующем высокопотенциальную теплоту отработанной парогазовой смеси (ПГС). Эффективность технологии “STIG” зависит от количества водяного пара, подаваемого в камеру сгорания, и требует больших расходов воды. Кроме того, имеют место большие потери теплоты с отработавшей ПГС, утилизация которой при отсутствии ее потребителей весьма проблематична.

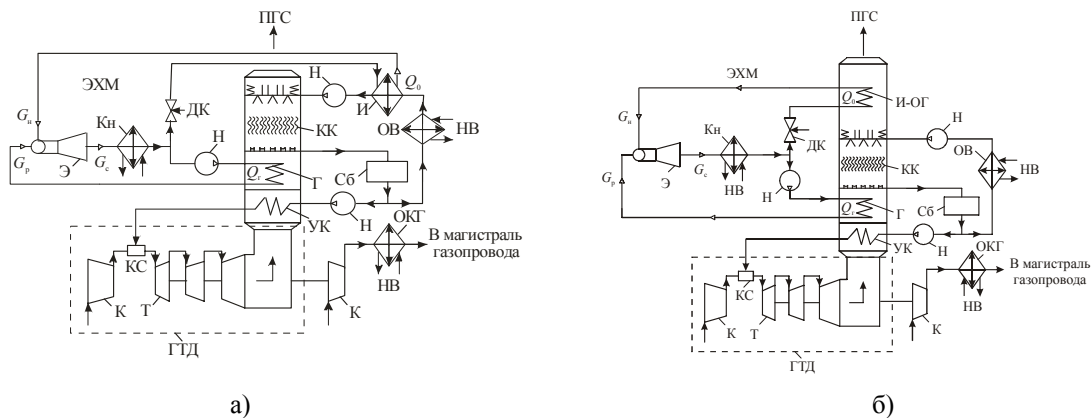


Рис. 6. Схемы ГПТУ типа “Водолей” с ЭХМ для охлаждения орошающей контактный конденсатор воды (а) и парогазовой смеси после контактного конденсатора (б):
 К – компрессор; КС – камера сгорания; Т – турбина; ОКГ – охладитель компримированного газа воздушный; УК – утилизационный котел; Н – насос; КК – контактный конденсатор; Сб – сборник водяного конденсата; ОВ – охладитель воды; ЭХМ: Г – генератор НРТ; Э – эжектор; Кн – конденсатор тНРТ; И – испаритель НРТ; И-ОГ – испаритель НРТ-охладитель газа; НВ – наружный воздух; ПГС – парогазовая смесь

Значительные затраты электроэнергии на привод циркуляционного насоса охлаждающей воды контура КК и вентиляторов охладителей воды (ОВ) в ГПТУ типа “Водолей” послужили основа-

нием для рассмотрения применения теплоиспользующих электрогенерирующих установок как весьма перспективного направления энергосбережения в ГПА (рис. 7, а) [1, 8].

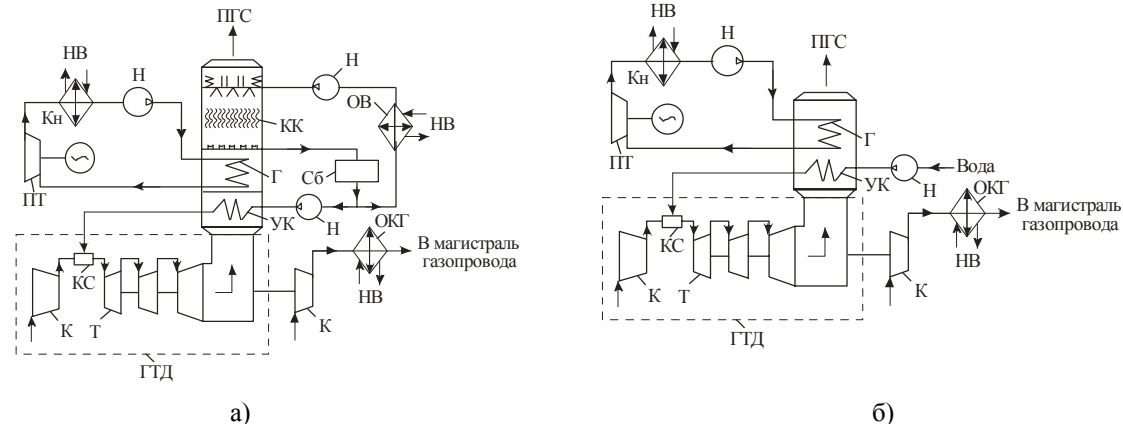


Рис. 7. Схемы ГПА с теплоиспользующим электрогенерирующим паротурбинным контуром на НРТ в составе ГПТУ типа “Водолей” (а) и ГПТУ типа “STIG” (б):
 К – компрессор; КС – камера сгорания; Т – турбина; ОКГ – охладитель компримированного газа; УК – утилизационный котел; Н – насос; КК – контактный конденсатор; Сб – сборник водяного конденсата; ОВ – охладитель воды; ПТ – паровая турбина на НРТ; Кн – конденсатор НРТ; Г – генератор паров НРТ; НВ – наружный воздух; ПГС – парогазовая смесь

Применение НРТ позволяет утилизировать теплоту ПГС после УК, т.е. теплоту сравнительно низкого потенциала (температура ПГС примерно 180 °С), для получения паров НРТ с использованием механической энергии, получаемой при последующем их расширении в турбине, для привода электрогенератора (рис. 7).

В случае наличия значительных потребителей тепловой энергии ее температурный уровень может быть повышен использованием тепловых насосов на базе холодильных машин. Низкая цена электроэнергии собственного производства в ТУК (в 1,5...2 раза меньше покупаемой в электросетях) делает применение таких тепловых насосов экономически выгодным.

Выводы

Приведены варианты реализации предложенной концепции самоокупающихся проектов энергетической модернизации компрессорных станций. Показана экономическая целесообразность применения эжекторных холодильных машин, требующих минимальных капиталовложений, в качестве теплоиспользующих установок на первом подэтапе модернизации газоперекачивающих станций, а более сложных и дорогостоящих, но энергетически высокоэффективных турбокомпрессорных холодильных и электрогенерирующих установок, обеспечивающих минимальные сроки окупаемости, на последующих подэтапах. При этом за счет средств собственного

фонда накопления компрессорных станций возможна коренная их реконструкция с заменой ГТУ простого цикла на высокоэффективные

ГПТУ типа “Водолей” и “STIG”. Показаны резервы энергосберегающей модернизации современных ГПТУ.

ЛІТЕРАТУРА

1. Комплексне використання утилізаційних енергоустановок на КС для підвищення ефективності ГПА / Б.Д. Білека, С.П. Васильєв, В.М. Клименко, В.М. Коломєєв, В.І. Ізбаш, Д.А. Костенко, В.А. Кривуця // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 4. – С. 40-43.
2. Радченко А.Н., Морозова А.А. Самоокупаючіся проекти підвищення енергоефективності промислових підприємств // Зб. наук. праць Національного університету кораблебудування. – 2008. – Вип. 3 (420). – С. 273-278.
3. Клименко В.Н. Проблемы когенерационных технологий в Украине // Промышленная теплотехника. – 2001.– № 4-5. – С. 106-110.
4. Білека Б.Д., Радченко Н.И., Сирота А.А., Коновалов Д.В. Тригенераційні технології охолодження циклового повітря судових ГТД // Двигатели внутреннего сгорания. – Харьков: НТУ “ХПИ”. – 2007. – № 2. – С. 101-104.
5. Білека Б.Д., Радченко Н.И., Сирота А.А. Высокоэффективные теплоутилизационные контуры на низкокипящих рабочих телах для ГПТУ // Вестник двигателестроения. – 2004. – № 2. – С. 8-12.
6. Радченко А.Н. Тригенерація в газотурбинних установках газоперекачуючих станцій // Техногенна безпека: Наукові праці МДГУ ім. Петра Могили. – Миколаїв: МДГУ. – 2008. – Т. 77. – Вип. 64. – С. 11-18.
7. Білека Б.Д., Радченко Н.И., Сирота А.А. Многоцелевые теплоиспользующие контуры ГТУ газоперекачуючих станцій // Перша міжнар. конф. “Когенерація в промисловості та комунальній енергетиці”. – К., 2004. – С. 165-167.
8. Радченко А.Н., Морозова А.С. Особенности реализации проектов модернизации газоперекачуючих станцій в направлении энергосбережения // Зб. наук. праць Національного університету кораблебудування. – 2008. – Вип. 3 (420). – С. 169-177.

Стаття надійшла до редакції 20.11.2008 р.