

УДК 621.313.13:662

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНЫХ ПУТЕЙ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРИВОДНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

А. А. Тарелин

Доктор технических наук, профессор, заведующий
отделом общетехнических исследований в энергетике*

Контактный тел.: 8 (0572) 95-96-09

E-mail: tarelin@ipmach.kharkov.ua

В. А. Коваль

Доктор технических наук, координатор
НТЦ прогрессивных технологий НАН Украины
г. Харьков, Украина

Е. А. Ковалева

Аспирант*

*Институт проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного
НАН Украины
ул. Дм. Пожарского, 2/10, г. Харьков, 61046

Рассмотрены вопросы применения различных двигателей для компрессорных станций магистральных газопроводов – электроприводных, газопоршневых и газотурбинных. Особое внимание уделено перспективным схемам газотурбинного привода. Дана экономическая оценка применения газотурбинных установок, работающих по воздушно-утилизационным схемам

Ключевые слова: газ, газотурбинный двигатель, КПД, регенерация

Questions of application of various engines for compressor stations of the main gas mains – electric motor drive gas-piston engine, and gas-turbine power are considered. The special attention is give perspective to schemes газотурбинного a drive. The economic estimation of application газотурбинных the installations working under air-recycling schemes plans is given

Keyword: gas, gas- turbine engine, efficiency, regeneration

Более 5 млрд. nm^3 поступающего в магистральные газопроводы Украины природного газа расходуется на его транспортировку для потребителей. При этом удельная энергоёмкость наших газопроводов более чем в два раза выше, чем в западных странах. В отечественной газотранспортной системе (ГТС) доля газотурбинного привода (ГТП) является доминирующей и составляет 82% (в России – 87%). Около 14% от общей мощности газоперекачивающих агрегатов (ГПА) приходится на долю электрического привода (ЭГПА), остальные приводные машины – газопоршневые двигатели (ГПД).

Учитывая малую долю ГПД в общем балансе компрессорных станций (КС), их небольшую единичную мощность (1..3 МВт), а также недостатки, связанные

с массогабаритными характеристиками ($\gamma_{\text{уд}} = 8..25 \text{ кг/кВт}$, $v_{\text{уд}} = 0,02..0,06 \text{ м}^3/\text{кВт}$), большими затратами дорогого смазочного масла МС-20 и низкими экологическими показателями, ожидать в ближайшей перспективе широкого внедрения этого привода не приходится.

В настоящее время большинство действующих установок с ГТП имеют реальный КПД на уровне 23..25%, вместо 28..30%, заявленных в паспорте, а также высокую степень изношенности оборудования. В связи с чем, снижается мощность ГПА, возрастают частота отказов оборудования и доля потребляемого на собственные нужды топлива.

Несмотря на большинство эксплуатируемых в стране ГТП, последние обладают рядом недостатков,

к основному числу которых следует отнести следующие:

- использование в качестве рабочего тела дорогого импортируемого газа;
- небольшой ресурс и ограниченное число пусков;
- низкий КПД, особенно по нижнему пределу регулирования (дрессельные режимы);
- экологически вредные выбросы в атмосферу и высокий уровень шума.

В связи со сказанным выше целесообразно обратить внимание на возможность применения ЭГПА в ГТС страны.

Такие факторы как высокая экономичность электродвигателей (КПД машины во всем диапазоне регулирования не ниже 93...95%) и надежность, большой срок службы (порядка 20 лет), простота обслуживания, возможность регулирования частоты вращения и экологическая чистота делают ЭГПА привлекательными для постановки на ГПА. Достаточно подробный технико-экономический анализ возможности применения ЭГПА на КС Украины проведен в работе [1]. В дополнение отметим то, что ряд конструктивных, эксплуатационных и экономических особенностей ограничивают их использование при магистральной транспортировке газа. Сюда, прежде всего, следует отнести следующие факторы:

- необходимость наличия стабильного **избытка** вырабатываемой электроэнергии (не электрогенерирующего оборудования, работающего по тем или иным причинам на пониженной мощности);
- потребность в электроснабжении ЭГПА по первой категории (резервирование источников питания);
- высокая стоимость преобразователей и электрических регуляторов частоты вращения (~100 €/кВт);
- большой объем и масса электродвигателя и приводного оборудования, что затрудняет не только размещение, но и их транспортировку на КС. Например, масса синхронного ЭД мощностью 10900 кВт составляет примерно 90 т., при мощности 20000 кВт двигатель весит около 125 т. Масса ГТП с одинаковой мощностью \approx в 10 раз меньше;
- относительно низкая частота вращения вала ЭД (300...500 об/мин) делает необходимым применение мультипликатора с большим передаточным отношением, поскольку оптимальное значение $n_{\text{нагнетателя}}$ различной мощности находятся в пределах 4500...8200 об/мин, а специальный мультипликатор является одним из весьма уязвимых узлов ГПА.

В соответствии с последним негативным требованием возникает необходимость в постановке частотно-регулируемого безредукторного электропривода, содержащего высоковольтный электродвигатель (синхронный или асинхронный) и высоковольтный преобразователь повышенной частоты. Учитывая значительные мощности ГПА (до 30 МВт), важным требованием является уменьшение влияния преобразования частоты электропривода на систему электроснабжения КС и других потребителей с целью поддержания качества электроэнергии, нормируемым государственными стандартами. Здесь следует отметить, что комплектный регулируемый электропривод, отвечающий всем требованиям ГПА в диапазоне мощностей 4...25 МВт, отечественной промышленностью не производится.

Несмотря на высокие значения КПД ЭД и частотных преобразователей общий КПД ЭГПА (с учетом топливных затрат на выработку необходимой для привода электроэнергии) может быть соизмерим с КПД ГТП и, с учетом потерь в ЛЭП (~ 4%), может составлять 0,345...0,355, который соответствует 355...345 т.у.т./кВт·ч. Следует отметить, что ГТП «Водолей», разработки ГП НПКГ «Зоря-Машпроект», имеет КПД порядка 0,43. Вместе с тем приведенные физические величины, характеризующие уровень развития техники, не могут в полной мере быть экономическим гарантом успешного ее применения на объектах газотранспортной системы. Поэтому дальнейшее развитие ЭГПА должно рассматриваться комплексно, в тесной связи с другими народнохозяйственными задачами страны и ее регионов, а также с учетом перспектив развития отечественного электромашиностроения, динамики цен на энергоносители.

Экономические оценки Российских специалистов показывают, что ЭГПА и ГПА с ГТП равноэффективны при цене на газ 112\$/1000 м³ и стоимости электроэнергии 5,7 центов/кВт. При этом вариант "технологической электростанции" для транспорта газа неконкурентоспособен ни в настоящее время, ни в перспективе из-за неблагоприятных соотношения цен оборудования и его экономичности. Стоимость типичной западной парогазовой установки составляет 600...700\$/кВт, когда прямой ГТП мощностью 16...25 МВт требует 250...400\$/кВт [2].

При определении экономической целесообразности применения электрического привода необходимо оперировать понятием равноэкономического радиуса энергоснабжения КС, степени удаления ЭГПА от энергетических источников, когда суммарные приведенные затраты становятся равными суммарным затратам на КС с ГТП. В качестве примера можно привести результаты расчета равноэкономического радиуса, выполненные специалистами РАО «Газпром». Расчеты свидетельствуют о том, что суммарные приведенные затраты для КС с агрегатами мощностью 6...60 МВт для ЛЭП 110 и 220 кВ равнозначны ГТП при удалении от источника энергоснабжения в среднем на 300 км. Вне этого радиуса применение ЭГПА нецелесообразно. При этом максимальная выгода от их применения должна быть в случае, когда они находятся недалеко от гидроэлектростанций, тепловых станций, работающих на угле, атомных электростанций. Компрессорные станции, расположенные в непосредственной близости или на самих низкодебетных месторождениях, можно обеспечить электроэнергией от электростанций, работающих на низконапорном или попутном газе.

Здесь необходимо отметить, что в постоянно модернизируемом и реконструируемом парке ГТП находится ряд пилотных проектов, предназначенных не только для внутреннего потребления, но и для поставок их на внешний рынок, приносящих Украине финансовую прибыль и политическую независимость. В электроприводной части такого прогресса нет, в результате совершенно очевидна тенденция к дальнейшему развитию газотурбинного привода.

В зарубежной практике наблюдается некоторый интерес к электроприводу (главным образом в специфических проектах); однако на фоне научно-тех-

нического "взрыва" газотурбинных технологий он не является определяющим.

В заключение следует упомянуть тот факт, что расширение парка газотурбинных агрегатов приводит к увеличению расхода газа на собственные нужды, который, и так в современных условиях, составляет примерно 10 % от уровня добываемого и поставляемого в Украину природного газа. Поэтому дополнительное увеличение этого расхода целесообразно только при **высокой** эффективности проектов перехода на газотурбинный привод.

В работах [1,3] рассмотрены аспекты реализации этой проблемы для Украины и предложен конструктивный облик ГТП, представляющий газотурбинную установку простого регенеративного цикла с основными параметрами рабочего процесса: $T_{г}^* = 1251\text{К}$; $\pi_{к}^* = 5,77$; $\mu = 0,85$ при мощности 16МВт [3].

Заявленный КПД при этом составляет $\approx 40\%$. Расчетный анализ термодинамического цикла, проведенный совместно ИПМаш им. А.Н. Подгорного НАН Украины и ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект» показывает, что столь высокая эффективность возможна при минимизации гидравлических потерь как в проточной части ГТД, так и газоздушном тракте рекуператора, которые соответствуют $\sigma_{вх} = 0,99$; $\sigma_{регВ} = 0,973$; $\sigma_{регГ} = 0,9875$; $\sigma_{вых} = 0,985$, а КПД основных узлов – $\eta_{к}^* = 0,89$; $\eta_{тк}^* = 0,905$; $\eta_{ст}^* = 0,923$. На величину КПД ГТУ с регенерацией (ГТУ-Р) наиболее сильно влияет гидравлическое сопротивление в рекуператоре и КПД компрессора. О степени влияния параметров цикла на КПД ГТУ-Р можно судить по рис. 1.

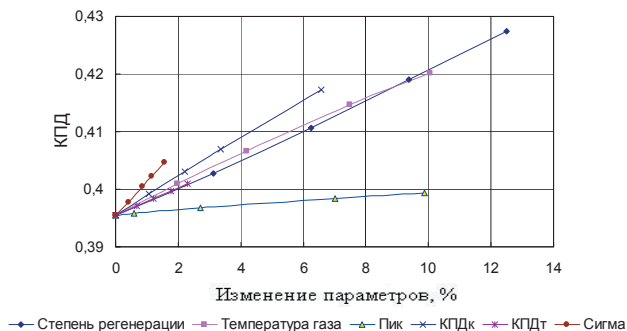


Рис. 1. Влияние параметров цикла на КПД ГТУ-Р

Следует заметить, что при отсутствии опыта проектирования и доводки регенераторов, достичь указанного сопротивления газоздушного тракта будет трудно. К тому же, размеры самого теплообменного аппарата достаточно велика – $\approx 145 \text{ м}^3$, что затруднит его компоновку с двигателем и размещением силовой установки на реконструируемой КС. Достаточно высокое давление циклового воздуха создаст дополнительные трудности, связанные с надежностью и ресурсом регенератора. Возникающие в процессе эксплуатации утечки циклового воздуха приведут к существенному снижению КПД и мощности машины, что может свести на нет эффект от регенерации и сделать сопоставимым ГТД-Р с двигателем простого цикла, причем, даже и с более худшими показателями. В связи с этим вряд ли можно считать удачной схему простого регенеративного цикла применительно к КС.

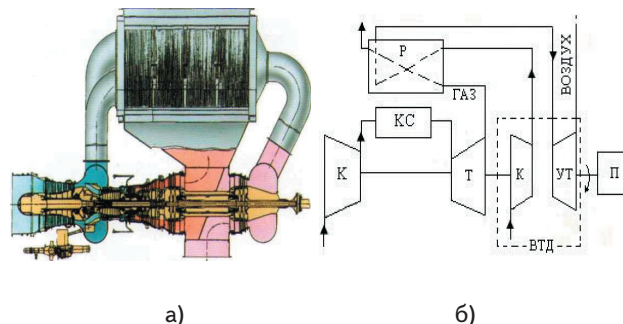


Рис. 2. Перспективные схемы ГТУ-УТ (а) и ГТУ-ВТД (б)
 К – компрессор; Т – турбина; Р – рекуператор; УТ – воздушная утилизационная турбина;
 П – потребитель мощности (нагнетатель природного газа/турбогенератор)

Следует отметить, что в Украине спроектированы и серийно изготавливаются ГТУ простого термодинамического цикла с высокими параметрами рабочего процесса ($\pi_{к}^* = 19...26$ и $T_{г}^* = 1450...1550\text{К}$) и КПД 34...37%.

Для повышения КПД установки до уровня 43...46% в схеме ГТУ-Р можно использовать промежуточное охлаждение в процессе сжатия рабочего тела. Однако, как отмечается в работе [4], цикл с промежуточным охлаждением и рекуператором является достаточно сложным в конструктивном исполнении. Это связано с наличием дополнительного теплообменника-охладителя воздуха между каскадами компрессора, в котором снимается большая тепловая мощность. Сюда следует отнести и трудности, связанные с обеспечением герметичности стыков, затраты на дополнительную мощность на привод жидкостных насосов или воздушных вентиляторов. Наличие промежуточного охлаждения между каскадами компрессора значительно обостряет проблему обеспечения устойчивой работы первого каскада, что влечет за собой введение дополнительных регулирующих элементов и усложнение САУ двигателя. Это вынуждает специалистов зачастую отказываться от применений такой схемы на КС.

Вместе с тем существует и другой способ повышения КПД ГТУ с использованием регенеративных схем. Суть его заключается в применении регенерации в сочетании с воздушной утилизацией, либо в отдельной дополнительной воздушной турбине (ГТУ-УТ, рис. 2,а), либо в дополнительном воздушно-турбинном двигателе (ГТУ-ВТД, рис. 2,б). В таких машинах можно получить значение КПД на уровне 44...48%.

В первом случае воздух частично отбирается из переработанного КНД и подогревается в рекуператоре, а далее срабатывает в воздушной утилизационной турбине, создавая на валу дополнительную полезную мощность. При этом в качестве переработанного КНД можно использовать уже выполненный КНД серийного двигателя большей мощности, как и турбокомпрессор высокого давления ГТД меньшей мощности. Переделке подвергается лишь одноступенчатая турбина низкого давления и опоры, а также конструируются вновь подводяще – отводящие улитки. По такой схеме выполнены в РФ проекты ГТУ ПС-27, ПС-30 (для энергетики) и ПС-16 (для перекачки газа, рис. 2,б) с КПД, равным 45% [4].

При создании двигателя мощностью 16 МВт в качестве переработанного КНД можно использовать, например, первые четыре или пять ступеней КНД серийного ГТД ДГ90, разработки ГП НПКГ «Зоря»-

«Машпроект» ($G_b=72$ кг/с), а в качестве базового ГТД выбрать современный малогабаритный ГТД UGT 10000 ($G_b=37$ кг/с) с переделанной турбиной низкого давления. Утилизационную воздушную турбину также можно подобрать из готовых турбин какого-либо ГТД, изготовляемого на предприятии. Вследствие небольших габаритных размеров UGT 10000 воздушная турбина может быть скомпонована на общей подмоторной раме.

При **второй** схеме (ГТУ - ВТД) с воздушной утилизацией выхлопные газы в рекуператоре подогревают воздух, отбираемый не из-за переразмеренного КНД, а воздух от независимого компрессора ВТД, вынесенного во вне. Подогретый воздух приводит во вращение воздушную утилизационную турбину, создающую дополнительную мощность к мощности, вырабатываемой газовой свободной турбиной. Данная схема реализуется в России в металле (ГТУ ГТ-050М), и КПД энергоустановки составляет $\approx 48\%$.

Отличительной особенностью этих схем является незначительная зависимость КПД ГТУ от степени регенерации (рис. 3), что позволяет выбрать для установки умеренное значение μ и тем самым существенно сократить поверхность теплообменника с незначительным уменьшением экономичности.

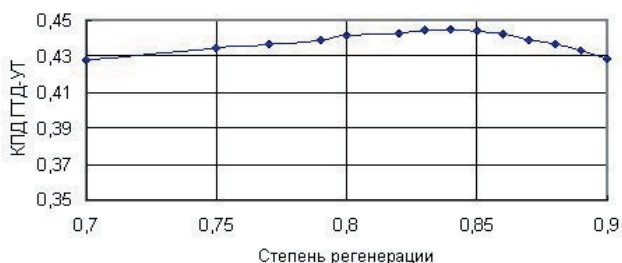


Рис. 3. Зависимость КПД ГТУ-УТ от степени регенерации

Рассмотренные две утилизационные схемы обладают существенными, по сравнению с ГТУ-Р, газодинамическими преимуществами – благоприятным протеканием различных характеристик. На рис. 4 показано сравнение рассчитанных с помощью математической модели дроссельных характеристик для ГТУ простого цикла, ГТУ-Р, ГТУ-УТ и ГТУ-ВТД.

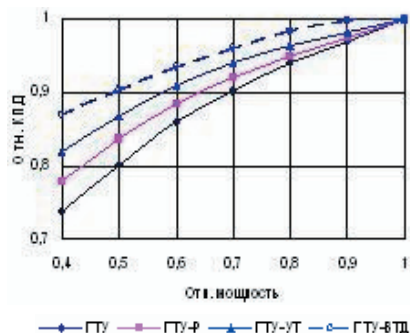


Рис. 4. Дроссельные характеристики

Из рисунка следует, что при достаточно глубоком дросселировании двигателя ($N = 40\%$) КПД ГТУ простого цикла уменьшается на 27%, а ГТУ-ВТД – всего лишь на 12%, что свидетельствует об эксплуатационных преимуществах рассматриваемой схемы.

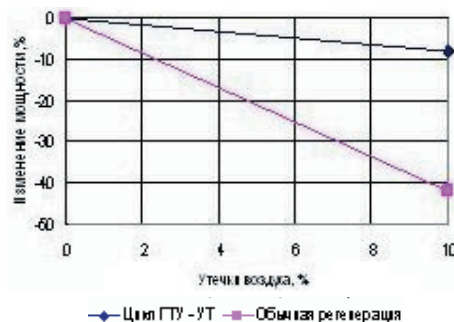


Рис. 5. Влияние утечек воздуха на мощность

Результаты расчетных исследований, приведенные в работе [4], свидетельствуют о том, что при 10% утечках воздуха мощность ГТУ-Р уменьшается более, чем на 40%, в то время, как для ГТУ-УТ такое снижение не превышает и 10% (рис. 5).

Кроме того, в схемах ГТУ-УТ и ГТУ-ВТД эффективный КПД в значительно меньшей степени зависит от степени регенерации и утечек воздуха в рекуператоре, так как расход топлива не зависит от величины μ . Это способствует сохранению основных характеристик в процессе эксплуатации при естественном ухудшении параметров рекуператора.

Существенно более низкие значения температуры газов (на $\sim 150^0$) и давления воздуха на входе в рекуператор по сравнению с обычным регенеративным циклом (ГТУ-Р) не только повышает надежность, но и облегчает прочностную доводку относительно «холодного» рекуператора, а также дает возможность использовать менее жаростойкие (более дешевые) материалы, но требует при этом больших размеров рекуператора по холодному контуру [4]. Конструктивно ВТД представляет собой внешнюю приставку, с возможностью установки ее на общей раме. Это работает на принцип «модульности» агрегата. При этом ВТД – низкотемпературный модуль, достаточно простой и надежный агрегат, ротор которого может быть установлен на «сухих» электромагнитных опорах;

В обеих схемах предполагается применение **серийных** базовых ГТД с достаточно высокими степенями повышения давления, соответствующим машинам четвертого поколения ($\pi_k^* = 19...26$). При этом указанные значения π_k^* являются оптимальными в плане получения максимального КПД каждой из схем (ГТУ-УТ и ГТУ-ВТД). К кажущимся недостаткам указанных схем можно отнести относительно длинный валопровод внешней мощности, особенно в ГТУ-ВТД. Однако, по мнению специалистов, это не создает трудностей в обеспечении прочностных характеристик машины.

Сравнительные экономические оценки показывают, что замена приводного двигателя третьего поколения UGT 16000 ($N_{e\text{ уд}} \approx 165$ кВт·с/кг, $\eta_e = 0,31$) в базовом классе использования ГПА на ГТУ-УТ ($N_{e\text{ уд}} \approx 250$ кВт·с/кг, $\eta_e = 0,45$) или ГТУ-ВТД ($N_{e\text{ уд}} \approx 430$ кВт·с/кг, $\eta_e = 0,48$) получить годовой экономический эффект более \$ 3 млн.

При замене устаревшего двигателя ГТК-25 эффект может составить более \$ 9 млн. Увеличение удельной мощности установки будет способствовать сохранению или незначительному увеличению площади, занимаемой оборудованием на реконструируемой КС. С учетом поэтапной замены всего парка приводных ГТД,

эксплуатируемых в Украине, экономический эффект от применения ГТУ-УТ/ВТД составит, в среднем, порядка \$ 3 млрд.

Таким образом, можно утверждать, что применение ГТУ-УТ в качестве привода нагнетателя ГПА более рационально, чем предлагаемая схема ГТУ-Р, а при тенденции роста цен на природный газ, сроки окупаемости этого относительно недорогого проекта в Украине будут не большие.

Решение о выборе термодинамической схемы ГТУ в конечном итоге может быть принято только на основе анализа стоимости жизненного цикла с учетом динамики соотношения цен на топливо и оборудование.

Литература

1. Энергетическое газотурбостроение: современное состояние и тенденции развития/Патон Б.Е. Халатов А.А.,

Костенко Д.А., Письменный А.С., Билека Б.Д./Институт технической теплофизики НАН Украины. – Киев. – 2008. – 74 с.

2. Щуровский В.А. Технологические аспекты применения электроприводов в ГПА/ Материалы научно-технического совета ОАО «Газпром». Концепция применения электроприводов газоперекачивающих агрегатов в ОАО «Газпром». – Т.1. – Нижний Новгород – Москва. – С.16 – 20.
3. Особенности создания газотурбинной установки регенеративного цикла для ГПА/ Романов В.В., Спицын В.Е., Боцула А.Л., Мовчан С.Н., Чобенко В.Н. // В этом номере журнала – С.16 – 19.
4. Коваль В.А., Тарелин А.А. О выборе термодинамической схемы газотурбинной установки промышленного назначения// Вестник Национального технического университета «ХПИ». – Харьков. – 2008. - №35. – С.72 – 77.

На прикладі розв'язувача FlowER обговорюються питання вибору моделі течії, моделі турбулентності та числового методу. Представлено обчислювальні результати для течій в турбомашиних, включаючи нестационарні явища, протікання, плівкове охолодження та оптимізацію кшталту лопаток

Ключові слова: слова: турбомашини, проторова течія, числове моделювання

На прикладі решателя FlowER обговорюються питання вибору моделі течення, моделі турбулентності та численного методу. Представлені численні результати для течій в турбомашиних, включаючи нестационарні явища, протечки, пліночне охолодження та оптимізацію форми лопаток

Ключевые слова: турбомашини, пространственное течение, численное моделирование

By the example of solver FlowER, the questions of flow modelling, turbulence modelling and numerical technique are discussed. Numerical results are presented for turbomachinery flows including unsteady effects, leakages, film cooling and optimization of blade shape

Key words: turbomachinery, three-dimensional flow, numerical simulation

УДК 621.438.004.15

АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ И УСОВЕР- ШЕНСТВОВАНИЕ ТУРБОМАШИН С ПОМОЩЬЮ РЕШАТЕЛЯ FLOWER

С. В. Ершов

Доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник

Институт проблем машиностроения им. А.Н.Подгорного
НАН Украины

ул. Д.Пожарского, 2/10, г. Харьков, Украина, 61046

Контактный тел.: 8 (050) 589-29-30, 8 (0572) 95-95-35

E-mail: yershov@ipmach.kharkov.ua

1. Введение

За последние 15-20 лет достигнут существенный прогресс в области численного моделирования те-

чений в турбомашинных, разработано большое количество математических моделей и методов [4, 8, 22 и т.д.]. Расчет трехмерного вязкого течения на основе решения осредненных по Рейнольдсу уравнений На-