

В.П. Парафейник, д.т.н. (ПАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе», г. Сумы), В.Н. Голощাপов, к.т.н. (Институт проблем машиностроения НАН Украины, г. Харьков), Д.А. Костенко (ОАО «ИПП ВНИПИтрансгаз», г. Киев)

К вопросу обоснования экономической эффективности применения приводов различного типа в составе газоперекачивающих агрегатов системы транспорта природного газа

Уменьшение потребления природного газа для экономики Украины является в настоящее время одной из наиболее актуальных задач. При работе газотранспортной системы Украины в газотурбинных установках, которые применяются для привода центробежных компрессоров в составе газоперекачивающих агрегатов, сжигается свыше 2,0 млрд. куб. метров топливного газа, отбираемого из магистральных газопроводов. Альтернативным приводом для центробежных компрессоров может быть электропривод с частотным регулированием роторных систем. В статье анализируются вопросы экономической целесообразности использования электропривода в условиях развитой системы электрических сетей и избытка генерирующей мощности электростанций Украины.

Ключевые слова: газотранспортная система, магистральный газопровод, газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, экономическая эффективность.

Зменшення об'ємів споживання природного газу в нинішній час є для економіки України одним з найбільш актуальних завдань. При роботі газотранспортної системи України в газотурбінних установках, які використовуються в якості привода відцентрових компресорів газоперекачувальних агрегатів, спалюється більш як 2,0 млрд. куб. метрів паливного газу, який відбирається із магістрального газопроводу. Альтернативним приводом для відцентрових компресорів може бути електропривод з частотним регулюванням роторної системи. В статті аналізуються питання економічної доцільності використання електропривода в умовах розвинутої системи електричних мереж і надлишків генеруючих потужностей на електростанціях України.

Ключові слова: газотранспортна система, магістральний газопровід, газоперекачувальний агрегат, компресорна станція, економічна ефективність.

One of vital tasks at present is reducing of natural gas consumption for economy of Ukraine. When gas transport system of Ukraine operated for gas turbine units which are used for centrifugal compressors drive as a part of turbo-compressor packages, more than two billion m³ of fuel gas taken off from gas mains is burnt. The alternative drive for centrifugal compressors can be electric motor frequency regulated drive of rotor system. The article represents the points of economic viability of electric motor drive application under the conditions of developed systems of electrical networks and generating capacity excess of electric power plants of Ukraine.

Keywords: gas transport system, gas main, turbo-compressor package, compressor station, economical efficiency.

Часть I

Состояние развития газотранспортной системы Украины, некоторые особенности ее работы и задача реконструкции ГТС на основе системного подхода

Газотранспортная система (ГТС) Украины является одной из крупнейших в Европе. Общая пропускная способность ГТС составляет по входу 290 млрд. нм³/год, а по выходу 175 млрд.нм³/год. Общая протяженность газопроводов в составе ГТС, не считая распределительной сети, 39,8 тыс.км., в т.ч. магистральных газопроводов (МГ) – 22,2 тыс.км. В составе ГТС работает 4 экспортных МГ, обеспечивающих транзит российского природного газа в Турцию и страны Европейского Союза (ЕС) (табл. 1).

Украина является одним из крупнейших потребителей газообразных углеводородов (59,3 млрд. нм³/год) при собственной добыче 20,1 млрд.нм³/год, а также крупнейшим транзитером российского газа (104,2 млрд.нм³/год – по итогам работы за 2011 г. и 84,261 млрд.нм³/год за

2012г.) Работу газораспределительной сети обеспечивают 1607 газораспределительных станций (ГРС) и 12 газоизмерительных станций (ГИС) на выходе из Украины. Работа ГТС поддерживается крупнейшими в Европе 13 подземными хранилищами газа (ПХГ), активный объем которых составляет 32 млрд.нм³ газа. Работу системы обеспечивают также 72 компрессорные станции (КС), на которых установлены газоперекачивающие агрегаты (ГПА) различных типов: 438 с центробежными компрессорами (ЦК) и газотурбинным приводом (ГТП) мощностью 6,3; 10, 16, 25 МВт; 158 с электроприводом (ЭП) мощностью 4, 6,3; 12,5; 25 МВт, а также 96 газомоторкомпрессоров (ГМК). Общая мощность всех ГПА составляет 5600 МВт, в том числе с ЭП – 820 МВт (14,6 % мощности всех ГПА, установленных на КС). Из них фактически эксплуатируется только 7-10 агрегатов с ЭП (ЭГПА), которые, в свою очередь, используются на 15-18 % [1]. Так на КС «Богородчаны-2» (ГП «Прикарпаттрансгаз») наработка ЭГПА (3 агрегата ЭГПА-25РЧ с частотно-регулируемым приводом) составляет свыше

Таблица 1. Основные технические характеристики экспортных магистральных газопроводов в составе ГТС Украины

№ п/п	Наимен. МГ	Длина, км	Давление, МПа	Диаметр, мм	Производительность, млрд.м³/год*	Общее количество, КС/ГПА	Тип ГПА, количество на КС	Тип привода	КПД привода, %	Нном, МВт	Примечание
1.	Союз	1432	7,45	1420	26,1	12/84	7хГТК-10И**	MS-3142	27÷28	10	Новопсков-Ужгород
2.	Прогресс	1127	7,45	1420	28,5	9/43	3хЭГПА-25	эл.двиг.		25	2 КС по 3 ГПА
							3хГПА-Ц-25С	ДН-80	96	25	2 КС по 3 ГПА
							5хГПУ-16 4хГПУ-16	ДЖ-59	31	16,3	КС «Ставищи» (4+1) КС «Гребенка» (3+1)
							7хГПУ-10 8хГПУ-10	ДР-59	27	10	КС «Гусятин» (5+2) КС «Галатин» (6+2)
							7хСТД-12,5	эл.двиг.	96	12,5	1 КС «Ильинцы»
3.	Уренгой-Помары-Ужгород	1138	7,45	1420	27,9	9/27	21хГТК-25И	MS-5002	28,5	25	по 3 ГПА на каждой КС
							6хГПА-Ц-25С	ДН-80	36	25	
4.	Елец-Ананьев	930***	7,45	1420	28,5	6/45	21ГПУ-10	ДР-59	27	10	3 КС по 7 ГПА
							24хГТК-10	ГТК-10	29	10	3 КС по 8 ГПА
5.	Ананьев-Измаил	-	7,45	1220	20	3/16	4хГТН-16	ГТН-16	29	16	1 КС по 4 ГПА
							3хГПА-Ц-16С	ДГ-90	34	16	1 КС по 3 ГПА
							6хГТН-6	ГТН-6	24	6,3	1 КС по 6 ГПА
							3хГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	24	6,3	1 КС по 3 ГПА

Примечания: * – на границе с РФ; ** – разработчик агрегата фирма "Дженерал Электрик" (США); *** – МГ «Елец-Измаил» – 930 км

30 тыс. часов, в то время как многие ГПА с ГТП уже выработали свой ресурс (100 тыс. часов).

Факторами, определившими имеющуюся в составе КС структуру ГПА различного типа и режимы их эксплуатации в составе ГТС, являются следующие достоинства ГТП:

- высокий уровень автономности, т.е. независимость работы КС от внешнего источника энергоснабжения для работы ГПА;
- относительно низкие капитальные вложения в реализацию жизненного цикла ГПА с ГТП;
- возможность использования транспортируемого природного газа (п.г.) в качестве топливного газа (т.г.) для ГТП;
- большой диапазон регулирования ($0,75 \div 1,05 n_{ном}$) частоты вращения роторной системы, состоящей из ротора силовой турбины (СТ) и ротора ЦК в ГПА с газотурбинным двигателем (ГТД).

Вместе с тем ГТП имеет и ряд существенных недостатков. Прежде всего это низкий КПД приводов, выпущенных более 30 лет тому, а также экологическое загрязнение окружающей среды оксидами азота и углерода. Кроме того, мощность и КПД ГТП существенно зависят от температуры окружающего воздуха, что снижает экономические показатели работы ГПА и МГ в целом в летний период.

В связи с повышением цены на п.г. и ужесточением экологического законодательства, широким использованием атомных электростанций (АЭС) в западных

областях Украины, где проходит ряд транзитных МГ, транспортирующих п.г. в государства ЕС, создается избыток базовой электрической мощности. Таким образом, с учетом всего вышеизложенного следует проанализировать целесообразность более широкого использования ЭП при реконструкции агрегатов в составе ГТС.

Техническое состояние многих элементов ГТС, в частности, ГПА требует осуществления их модернизации на современной технической основе, что позволит существенно повысить эффективность ее функционирования. В связи с этим проблема выбора рационального типа привода ГПА с учетом специфики режимов работы оборудования и условий его эксплуатации приобретает особую актуальность [1,2].

Проблема оптимизации технологических режимов работы КС в составе МГ, оснащенных ГПА различного типа, состоит из ряда взаимосвязанных задач. Прежде всего, оптимизация режимов ЭГПА связана с возможностью регулирования частоты вращения роторной системы агрегата. Как указано выше, в настоящее время преимущественное применение имеют ГПА с ГТП и при их применении не возникает проблемы регулирования режимов работы. В тоже время ЭП, применяемый в составе ЭГПА в настоящее время, выполнен, в основном, нерегулируемым (в составе ГТС применены: синхронные электродвигатели СТД-4000 – 140 единиц и СТД-12500 – 7 единиц; асинхронные – АФЗ-4500 – 5 единиц; электроприводы с регулируемой частотой

вращения в составе ЭГПА-25РЧ – 6 единиц). Таким образом, при реконструкции ГТС возникает задача обоснования очередности замены ГТП в составе отдельных КС, а также целесообразности применения нерегулируемого или регулируемого ЭП, выявление требуемого диапазона регулирования агрегатов для каждой конкретной КС. Важность и сложность решения этой задачи обусловлена еще и тем, что при системном подходе к ее решению необходимо учитывать [2,3]:

- состояние ГТС и планов ее реконструкции;
- инфраструктуру предприятий энергетики, коммунального и сельского хозяйства, пищевой промышленности;
- развитие дорожно-транспортной сети;
- состояние законодательной и нормативной базы, в т.ч. в области тарифной политики, обеспечивающей реализацию планов реконструкции ГТС в интересах различных отраслей промышленности.

Таким образом, задача реконструкции ГТС, в т.ч. выбора типа привода ГПА в составе КС, затрагивает не только технико-экономические, но и социальные аспекты развития многих регионов Украины. Это связано с тем, что МГ являются комплексными производственными объектами, оказывающими влияние на эффективность функционирования, практически, всех отраслей экономики регионов, через которые они пролегают. Очевидно, что поставленная задача может быть решена только в рамках общенациональной программы, т.к. для ее решения требуется привлечение специалистов не только научно-технического профиля, но также работников плановых и директивных государственных органов.

Решение локальной задачи об экономической эффективности применения ГПА на конкретной КС, оснащенной агрегатами ГТП или ЭП, должно осуществляться с учетом следующих технико-экономических и режимных параметров работы МГ:

- технико-экономические показатели КС и агрегатов с анализируемыми типами приводов: капитальные затраты на строительство или реконструкцию; сроки строительства (реконструкции); топливная или энергетическая эффективность с учетом ее изменения на нерасчетных режимах и т.д.;
- режимы функционирования в годовом, сезонном, месячном, недельном и суточном разрезах;
- текущие издержки на эксплуатацию и поддержание ГПА в работоспособном состоянии;
- наличие источников электроэнергии и анализ возможности обеспечить ЭП энергией от двух независимых источников питания;
- надежность работы различных типов ГПА;
- экологическое воздействие на окружающую среду.

Фирма АВВ со штаб-квартирой в Швейцарии провела сравнительный анализ экономичности работы приводов различного типа и опубликовала данные о годовых затратах на техническое обслуживание и планово-предупредительные ремонты, отнесенные на единицу мощности, для четырех видов привода мощностью 16÷25 МВт (табл.2) [3].

Из таблицы видно, что по уровню удельных затрат на техническое обслуживание ЭП имеет явное пре-

имущество перед другими типами приводов. Однако затраты на его техническое обслуживание и ремонт составляют, как известно, незначительную долю общих затрат. Наиболее весомыми являются затраты на потребляемый (топливный) газ и, соответственно, электроэнергию.

Экономический эффект от применения автоматизированного, регулируемого ЭП основывается на сокращении потребления энергии на привод ЦК в составе ГПА, повышении надежности работы технологического оборудования и процесса газоснабжения потребителей; снижении эксплуатационных затрат на техническое обслуживание и улучшении условий труда персонала КС. Кроме того, применение регулируемого ЭП в составе ГПА позволяет также решить ряд проблем повышения энергетической и общей эффективности ГТС, в частности, проблему обеспечения экологической безопасности в отдельных регионах за счет точечного снижения вредных выбросов.

Таким образом, задача обоснования экономической эффективности применения ЭГПА для реконструкции ГТС Украины требует проведения системных исследований с участием научно-исследовательских, проектных и конструкторских организаций в связи с необходимостью учета различных аспектов проблемы применительно к работе конкретных КС с учетом эффективности решения задач не только транспорта газа, но и с учетом необходимости развития районов их размещения. Данная работа является одной из попыток технико-экономического анализа эффективности применения ЭГПА с учетом ряда факторов, влияющих на эффективность работы КС. Одним из таких факторов является необходимость учета изменения режимов работы МГ.

Таблица 2. Удельные затраты на техническое обслуживание и профилактический ремонт различных типов привода

Тип привода	Удельные затраты, доллары США/(кВт·год)
Привод от газового двигателя	88 - 136
Привод от газовой турбины	40 - 55
Привод от паровой турбины	40 - 55
Электропривод	9,5 - 10,5

Основными режимными показателями, характеризующими работу газопровода ГТС, являются:

- коэффициент загрузки газопровода как отношение реальной производительности к проектной;
- коэффициент периодических колебаний производительности $\frac{\Delta Q}{Q_{cp}}$, где ΔQ – отклонение производительности газопровода от ее среднего значения;
- Q_{cp} – среднерасчетная проектная производительность.

При наличии в составе ГТС подземных хранилищ газа, буферных потребителей и закольцованных связей значение $r = 0,05 \div 0,20$. Уменьшение коэффициента периодических колебаний соответствует повышению ко-

эффективности загрузки и улучшению технико-экономических показателей работы газопровода [4, 5].

Для ГТС Украины с ее большой аккумулирующей способностью (объем подземных хранилищ газа в составе системы достигает 21,3% от общеевропейской активной емкости ГТС [2]) значение r может быть принято равным 0,10÷0,15. В этом случае колебания производительности составят [5]

$$\frac{Q_{\max}}{Q_{\min}} = \frac{1+r}{1-r} = 1,22 \div 1,35.$$

Условия эффективной работы электропривода ЦК будут совпадать с условиями эффективной работы газопровода при $r < 0,10 \div 0,15$ только в том случае, если ЭП будет обеспечивать соответствующий диапазон регулирования. При таком способе эксплуатации сохраняется подобие режимов работы компрессора ГПА и величина относительных потерь энергии на компримирование и транспорт газа, т.е. КПД ЦК в составе ГПА не изменится. Применение регулируемого ЭП позволяет стабилизировать давление газа на требуемом уровне, что обеспечивает большую энергетическую эффективность [6]. Все ГПА в составе КС должны быть рассчитаны на одинаковую глубину регулирования снижением частоты вращения и иметь соответствующие регулировочные устройства. Это требование в условиях работы КС, на которых установлен нерегулируемый ЭП, неосуществимо. В работе [7] показано, что для КС с параллельно-последовательной схемой включения наиболее эффективно регулировать частоту вращения второй группы агрегатов, что справедливо для случая применения ГТП в составе ГПА. Вопросы эффективного управления производительностью ЭГПА, если на КС используются только электроприводные ЦК, при величине неравномерности производительности в пределах $r < 0,10 \div 0,15$ $Q_{\max}/Q_{\min} \approx 1,2 \div 1,3$ решаются за счет использования частотного преобразователя. В целом условия более широкого применения ЭП в составе агрегатов КС определяются целым рядом факторов, главными из которых являются:

- энергетическая эффективность применения регулируемого ЭП по сравнению с ГТП;
- технические и экономические возможности создания соответствующей региональной энергосистемы;
- наличие льготных тарифов на электроэнергию и соотношение цен на п.г. и электроэнергию.

Для определения рациональных областей применения ЭП в нашем случае в качестве критерия эффективности можно принять экономический эффект, рассчитанный как разность экономического эффекта от применения ЭП по сравнению с вариантом использования ГПА с ГТД. При этом необходимо учесть следующие факторы:

- оценку затрат на используемый т.г. в ГТД и на электроэнергию, потребляемую ЭП, с учетом режимов работы обоих типов привода;
- составляющую капитальных затрат на реконструкцию или строительство КС;
- затраты на техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- оценку затрат или ущербов, связанных с разницей в показателях надежности сравниваемых вариантов;
- экологические факторы.

Агрегаты, применяемые в составе ГТС, по уровню надежности отличаются весьма существенно. В частности, наработка газотурбинного ГПА типа ГТК 10И на аварийный останов составляет 5428 часов (примерно годовой ресурс работы). Уровень показателей надежности эксплуатируемых ЭГПА выглядит следующим образом: СТД-4500 – 8007 часов, ЭГПА-12500 – 1893 часа, ЭГПА-25Р – 1993 часа. Учитывая существенные различия в показателях надежности работы газотурбинных ГПА и ЭГПА на КС, экономическая оценка различий в показателях должна осуществляться на основе специальной методики.

Анализ соотношения экологически вредных выбросов при использовании на КС МГ "Союз" ЭГПА или ГПА с ГТП укрупнено может быть выполнен на основе достаточно простого методического подхода, который изложен ниже.

При использовании в составе 12-ти КС МГ «Союз» ЭГПА по схеме 4+2 или газотурбинных ГПА также по схеме 4+2 годовое потребление электроэнергии (с учетом потерь в сетях) составит 6,2741 млрд. кВтч, а годовое потребление топливного газа – 1,57365 млрд. нм³ (исходя из применения ЭП и ГТП мощностью 12,5 МВт).

Согласно приведенным в Национальном отчете о кадастре выбросов парниковых газов и их поглощения в Украине за 1990 – 2004 гг коэффициенты выбросов парниковых газов и переводные коэффициенты для используемых топлив (на КС – природный газ, на ТЭС – каменный энергетический уголь) составляют [8]:

– средние коэффициенты перевода в условное топливо:

- каменный уголь – 0,628 т.у.т./тонну;
- природный газ – 1,15 т.у.т./1000 нм³;
- коэффициент выбросов углекислого газа (CO₂):
- каменный уголь – 2,88 тонны/т.у.т.;
- природный газ – 1,644 тонн/ т.у.т.

Для варианта работы КС МГ «Союз» с газотурбинным ГПА количество тепла, выраженное в тоннах условного топлива, составит

$$Q_{\text{прип. газ}} = \frac{1,57365 \cdot 10^9}{1 \cdot 10^3} \cdot 1,15 = 1,8097 \cdot 10^6 \frac{\text{т.у.т.}}{\text{год}}.$$

Количество выбросов CO₂ при сжигании природного газа в камерах сгорания двигателей при этом будет равно

$$G^{\text{CO}_2} = K_{\text{CO}_2} \cdot Q_{\text{прип. газ}} = 1,644 \cdot 1,8097 \cdot 10^6 = 2,975 \cdot 10^6 \frac{\text{тонн}}{\text{год}}.$$

Получение необходимого количества электроэнергии для ЭП сопровождается сжиганием в котлах энергоблоков ТЭС энергетического угля и соответствующими выбросами вредных веществ. Необходимое количество электроэнергии может быть получено на новых энергоблоках ТЭС, КПД которых в настоящее время в Украине не превышает 36%.

Тепловой эквивалент при использовании на КС электроэнергии для ЭП составит

$$Q^{\text{тепл}} = \frac{\mathcal{E}^{\text{эод}}}{\eta_{\text{от}}} = \frac{6,2741 \cdot 10^9}{0,36} = 17428 \cdot 10^6 \frac{\text{МВтч}}{\text{год}}.$$

Перевод тепловой энергии в массу условного топлива можно осуществить, используя соотношение 1 МВтч = 0,1228 т.у.т. [9].

Расход эквивалентного количества топлива, выраженный в тоннах условного топлива, составит

$$G_{\text{усл}} = Q^{\text{тепл}} \cdot K_{\text{эке}} = 17428 \cdot 10^6 \cdot 0,1228 = 2140,8 \cdot 10^6 \frac{\text{т.у.т.}}{\text{год}}$$

Масса углекислого газа, выбрасываемая при работе ТЭС для производства необходимого количества электроэнергии, будет равна

$$G_{\text{усл}}^{\text{CO}_2} = K_{\text{CO}_2} \cdot Q^{\text{техн}} = 2,88 \cdot 2140,8 \cdot 10^6 = 6165,4 \cdot 10^6 \frac{\text{тонн}}{\text{год}}$$

Сопоставляя массы выбросов углекислого газа CO₂ при использовании газотурбинных и электроприводов, получим отношение, равное

$$\frac{G_{\text{усл}}^{\text{CO}_2}}{G_{\text{прип}}^{\text{CO}_2}} = \frac{6165,4 \cdot 10^6}{2975 \cdot 10^6} = 2,07.$$

Таким образом, в случае перевода КС МГ «Союз» на ЭП при выработке электроэнергии на ТЭС общие выбросы CO₂ будут в 2 раза больше, чем уровень выбросов при использовании агрегатов с ГТП. При условии использования электроэнергии, производимой поровну на ТЭС и АЭС уровень выбросов CO₂ при применении ГТП и ЭП будут практически равными с вариантом использования агрегатов с ГТП.

Полученные результаты показывают, что определение надежности работы агрегатов различного типа с учетом экологических факторов требует наличия нормативных документов, согласованных всеми заинтересованными организациями. В связи с этим два последних фактора (из пяти вышеуказанных) при дальнейшем анализе учитываться не будут.

Как указывалось выше, структура ГТС Украины включает ряд МГ, в т.ч. «Союз», «Прогресс», «Уренгой-Помары-Ужгород», «Елец-Измаил» и внутренние газопроводы («Киев-Запад Украины», «Шебелинка-Киев» и т.д.). Для анализа экономической эффективности применения регулируемого ЭП целесообразно рассмотреть реконструкцию КС одного из экспортных МГ, например «Союз», на КС которого в составе агрегатов типа ГТК10И используются ГТД MS-3142 фирмы «Дженерал Электрик» (США) мощностью 10 МВт с КПД 27÷28% (табл.1), а также ЦК различных фирм. Оборудование уже проработало в составе МГ «Союз» более 30 лет и требует замены. Анализ целесообразности применения ЭГПА с эквивалентной мощностью 12,5 МВт в составе КС позволит провести оценку экономической эффективности такой реконструкции при условии реализации крупного инвестиционного проекта.

Выводы

Состояние ГТС Украины, которая была сформирована еще в 60÷70 гг. прошлого века, требует принятия неотложных решений по ее реконструкции как за счет совершенствования действующего оборудования, так и за счет нового строительства. При этом требуется реконструкция как линейной части МГ, так и энерготехнологического оборудования КС.

Магистральные газопроводы в составе ГТС являются системообразующими производственными объекта-

ми, успешное функционирование которых затрагивает различные аспекты деятельности как регионов Украины, пересекаемых МГ, так и ряда ведущих отраслей хозяйства: теплоэнергетики, коммунального и сельского хозяйства, химического производства, металлургии и большого количества объектов социального назначения. В связи с этим реконструкция ГТС и КС, в частности, должна осуществляться на основе системного подхода с целью оптимизации практических решений по времени, финансовым затратам и срокам окупаемости проектов.

Проблема реконструкции ГТС является многоплановой и требует участия в ее осуществлении научно-исследовательских, проектных и конструкторских организаций, а также плановых и директивных органов.

Одной из важнейших задач при реконструкции КС МГ является выбор типа привода ГПА с учетом капитальных затрат на их сооружение и функционирование. Согласно имеющимся данным удельные затраты на обслуживание и ремонт ЭП являются самыми низкими по сравнению с приводом других типов. Однако затраты на электроэнергию, а также капитальные затраты на реконструкцию или строительство новых КС, создание энергетической инфраструктуры (АЭП и подстанции) могут существенно повлиять на уровень экономической эффективности применения ГПА с ЭП. Анализ этих вопросов и будет посвящена вторая часть настоящей работы.

Список литературы:

1. Халатов А.А. Компрессорные станции ГТС Украины: концепция модернизации газотурбинного привода газоперекачивающих агрегатов/ А.А. Халатов, Д.А. Костенко, В.П. Парафейник, А.А. Боцула, Б.Д. Билека, А.С. Письменный. – К.: Институт технической теплофизики НАН Украины, 2009. – 52 с.
2. Костенко Д.А. Реконструкція компресорних станцій газотранспортної системи України з використанням газотурбінних та електроприводних газоперекачувальних агрегатів/ Д.А. Костенко, В.П. Парафійник, А.В. Смірнов, А.А. Халатов // Нафтова і газова промисловість, 2010. – №1. – С. 18-20.
3. Рассказов Ф.Н. Применение регулируемого электропривода в технологиях транспорта нефти и газа. Книга 1/ Ф.Н. Рассказов, П.К. Кузнецов, Л.А. Мигачева и др. – М.: Машиностроение-1, 2008. – 243с.
4. Jones H. Power sector sees major surge in demand for gas./ H. Jones // Gas World International. – 1996. – V. 195, № 4858. – P.30-32.
5. Галиуллин З.Т. Интенсификация магистрального транспорта газа / З.Т. Галиуллин, Е.В. Леонтьев. – М.: Недра, 1991. – 272 с.
6. Волков М.М. Анализ работы газотранспортных систем / М.М. Волков // Газовая промышленность, 1993. – № 3. – С.32-34.
7. Поршаков Б.П. Повышение эффективности эксплуатации энергоприводов компрессорных станций / Б.П. Поршаков, А.С. Лопатин, А.М. Назарына и др. М.: Недра, 1992. – 208 с.
8. Тищенко Н.Ф. Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распространения в воздухе: Справочник. – М.: Химия, 1991. – 362 с.
9. Энергетический менеджмент / А.В. Праховник, А.И. Соловей, В.В. Прокопенко и др. – К.: УЕБ НТУ «КПИ», 2001. – 472 с.