

КОМПАРАТИВНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОТУРБІННОГО ТА ЕЛЕКТРИЧНОГО ПРИВОДІВ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

¹Н.В. Люта, ¹О.Я.Дубей, ²І.М. Ісаєва

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727139,
e-mail: tzn g @ n u n g . e d u . u a

² Представництво ООН в Україні, 01021, м. Київ, вул. Кловський узвіз, 1,
тел. (044) 4893785, e-mail: i s a i e v a @ r a m b l e r . r u

Україна, знаходячись на 5-му місці у світі за загальною довжиною трубопроводів після США, Росії, Канади і Китаю (газ 33,327 тис. км, нафта 4,514 тис. км, нафтопродукти 4,211 тис. км), повинна була б отримувати від ефективного використання цього ресурсу значні позитивні економічні результати і геополітичні дивіденди. Однак, через низку чинників потенціал корисного використання вітчизняних трубопроводів залишається низьким. Для прикладу, транспортування газу територією України сьогодні забезпечується більші, ніж 750 газоперекачувальними агрегатами загальною потужністю 5,56 млн. кіловат, з яких майже 82,5% обладнані газотурбінними приводами. Однак, понад 70% цих агрегатів фактично вичерпали свій ресурс і вимагають термінової заміни, адже неефективне споживання паливного газу «морально» застарілими та фізично зношеними газоперекачувальними агрегатами призводить до збільшення витрат паливного газу на технологічні потреби газотранспортної системи і супроводжується невиправданими фінансовими втратами. В зв'язку з цим проблема зниження енергоємності газотранспортної системи України стає пріоритетним завданням процесу реконструкції та модернізації її компресорних станцій.

Проаналізовано основні переваги і недоліки від застосування газотурбінного та електричного приводів на компресорних станціях магістральних газопроводів, запропоновано методику та проведено розрахунки витрат коштів на реалізацію режимів перекачування газу за умов використання газотурбінного та електричного приводів, введено поняття «коефіцієнт енергетичної ефективності» використання привода.

Ключові слова: газотранспортна система, компресорні станції, газоперекачувальні агрегати, привод ГПА, енергоефективність, коефіцієнт енергетичної ефективності.

Украина, находясь на 5-м месте в мире по общей длине трубопроводов после США, России, Канады и Китая (газ 33,327 тыс. км, нефть 4,514 тыс. км, нефтепродукты 4,211 тыс. км), должна была бы получать от эффективного использования этого ресурса значительные положительные экономические результаты и геополитические дивиденды. Однако, в силу ряда факторов потенциал полезного использования отечественных трубопроводов остается низким. Транспортирование газа по территории Украины обеспечивают более чем 750 газоперекачивающих агрегатов общей мощностью 5,56 млн. киловатт, почти 82,5% из них оборудованы газотурбинным приводом. Однако, на сегодняшний день более чем 70% таких агрегатов фактически исчерпали свой ресурс и требуют срочной замены, так как неэффективное потребление топливного газа «морально» устаревшими и физически изношенными газоперекачивающими агрегатами повышает расход топливного газа на технологические нужды газотранспортной системы и сопровождается неоправданными финансовыми расходами. В связи с этим проблема снижения энергоёмкости газотранспортной системы Украины становится приоритетной задачей процесса реконструкции и модернизации ее компрессорных станций.

Проанализированы основные преимущества и недостатки от применения газотурбинного и электрического привода на компрессорных станциях магистральных газопроводов, предложена методика и проведены расчеты затрат средств на реализацию режимов перекачки газа с использованием газотурбинного и электрического приводов, введено понятие «коэффициент энергетической эффективности» использования привода.

Ключевые слова: газотранспортная система, компрессорные станции, газоперекачивающие агрегаты, привод ГПА, энергоэффективность, коэффициент энергетической эффективности.

Ukraine being the fifth country in the world by the total length of pipelines after the USA, Russia, Canada and China (gas – 33.327 thousand km, oil – 4.514 thousand km, petroleum products – 4.211 thousand km), is supposed to get significant positive economical results and geopolitical dividends from efficient usage of this resource. However, a number of different factors even the potential of the efficient usage of Ukrainian pipelines. For example, gas transportation through the territory of Ukraine is provided by more than 750 gas-compressor units with overall power of 5.56 million kilowatts, while nearly 82.5% of these units are equipped with gas-turbine engines. More than 70% of these units actually are worn out and should be changed urgently. Inefficient consumption of fuel gas by out-of-date and physically worn out gas-compressor units causes. The resources of over 70% of the units have been exhausted and thus the units have to be replaced, as well as the ineffective usage of power gas by dated and physically worn-out units causes the growth of expenses of power gas for the technological needs of the gas-transport system and leads to unjustified financial expenses. That is why the problem of decreasing the power intensity of

Ukrainian gas-transport system becomes a high priority task for the process of reconstruction and modernization of Ukrainian compressor stations.

The article analyses the main pros and cons of using gas turbine and electric drives on compressor stations of gas-main pipelines, proposes the methods and shows the results of calculations of financial expenses on the realization of various conditions and rates of gas transportation while using gas turbine and electric drives and introduces the notion of the "coefficient of energy efficiency" of drive usage.

Key words: gas-transport system, compressor stations, gas-compressor units, gas-compressor unit engines, power efficiency, power efficiency coefficient.

Актуальність теми. Урядом України ще влітку 2011 року було офіційно оголошено про початок докорінної модернізації вітчизняної ГТС за власним коштом, яка, за попередніми розрахунками, обійдеться в \$5,3 млрд. протягом п'яти-семи років. Однак, уже понад три роки триває діалог з Європейською Комісією та міжнародними фінансовими організаціями (МФО) про виділення кредитних коштів для модернізації газотранспортної системи України. Протягом цього періоду Уряд України послідовно виконував зобов'язання за підписаною Спільною Заявою Україна – ЄС від 23 березня 2009 року та Договором про заснування Енергетичного Співтовариства, до якого Україна приєдналась у 2010 році. Для ефективної підготовки проекту модернізації та реконструкції газотранспортної системи України за кредитні кошти МФО, керівництво НАК «Нафтогаз України» для розробки Техніко-економічного обґрунтування модернізації газотранзитної системи та підземних сховищ газу України (ТЕО) скористалось послугами консорціуму західних консультантів на чолі з Mott MacDonald Ltd. Опрацьований ними документ, який є необхідний для прийняття МФО рішення про надання кредитних ресурсів, однозначно продемонстрував, що модернізація газотранспортної системи України є економічно вигідною та відповідає як стандартам українського законодавства, так і стандартам ЄС.

Комплекс робіт з реконструкції і модернізації ГТС України в якості пріоритетних проектів включає західний (газопроводи "Союз", Уренгой – Помари – Ужгород і "Прогрес") і південний (газопроводи Єлець – Кременчук – Кривий Ріг, Ананьєв – Тирасполь – Ізмаїл) транзитні коридори. Розпочата спільно з Deutsche Bank і Ferrostaal модернізація є, поза сумнівом, перспективним проектом, реалізацію якого Уряд всіляко підтримуватиме. Адже саме вітчизняна ГТС є найнадійнішим та найдешевшим маршрутом транспортування вуглеводнів до Європи, в технологічну схему якого включені підземні сховища газу, що дають змогу в період пікових зимових навантажень збільшувати об'єми поставок і забезпечувати стабільність надходження енергоносіїв до Європи. Окрім цього, Україна зацікавлена в отриманні природного газу з Європи, який на даний час є значно дешевшим за вартістю від російських поставок, а умови його постачання є значно кращими від російських в зв'язку з відсутністю в європейських контрактах вимог "бери або плати" і штрафних санкцій за недобір газу [1].

Підтвердженням позитивних змін, які досягаються в рамках виконання цього комплексу

робіт, можуть служити такі приклади. ДК «Укртрансгаз» з 2010 року реалізує програму оптимізації режимів транспортування газу з максимальним завантаженням компресорних станцій, обладнаних газоперекачувальними агрегатами з електроприводом (ЕГПА). В результаті її реалізації тільки у 2011 році вдалося заощадити 405 млн. м³ природного газу і отримати економічний ефект у 409 млн. грн., що у два рази перевищує показники 2010 року. Економічний ефект від використання ЕГПА за два місяці 2012 року склав 96,2 млн. гривень, що у 2,6 рази більше за показники аналогічного періоду 2011 року. У січні 2013 року ПАТ «Укртрансгаз» заощадив 11 млн. м³ природного газу на загальну вартість 42,5 млн. грн. за рахунок переведення газоперекачувальних агрегатів на споживання електроенергії. В результаті економічний ефект від використання електроприводних газоперекачувальних агрегатів тільки за січень поточного року склав 18 млн. гривень.

За оперативними даними Об'єднаного диспетчерського управління ПАТ «Укртрансгаз» станом на січень 2013 року в системі працювало 18 електроприводних газоперекачувальних агрегатів, як результат поступового переведення газоперекачувальних агрегатів ПАТ «Укртрансгаз» на споживання електроенергії започаткований нинішнім керівництвом товариства на чолі з Головою Правління С. Вінокуровим. На його думку, «Починаючи з 2010 року використання електроприводних ГПА на основних експортних магістральних газопроводах зросло від 3% до 50%, що дозволяє майже вдвічі скорочувати витрати дорогого паливного газу в українській ГТС». Наслідком цієї технічної політики ПАТ «Укртрансгаз» став факт різкого скорочення витрат газу на виробничо-технологічні потреби. Використання лише 220,9 млн. м³ природного газу, що на 43,4 млн. м³ або 16,5% менше за показники аналогічного періоду 2012 року, свідчить про високий потенціал позитивних змін в разі її продовження [2].

Таким чином, в умовах зростання цін на газ конкурентоздатність електричного привода ГПА підвищується в порівнянні з газотурбінним, що робить актуальною проблему дослідження і оцінки економічної доцільності та енергетичної ефективності використання цих видів привода для формування технічної політики реконструкції компресорних станцій вітчизняних магістральних газопроводів.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є узагальнення методів та підходів до вирішення складної задачі обґрунтованого вибору типу привода газоперекачувальних агрегатів у про-

цесі реконструкції та модернізації компресорних станцій зокрема та газотранспортної системи та розроблення пропозицій і рекомендацій щодо політики техніко-технологічних змін в процесі модернізації газотранспортної системи України.

Досягнення цієї мети вимагає розробки методики оцінки енергоефективності привода компресорної станції на основі технологічних розрахунків і порівняльного аналізу різних режимів її роботи.

Об'єкт дослідження – компресорні станції магістральних газопроводів, обладнані відцентровими нагнітачами.

Предмет дослідження – ефективність використання різних типів привода ГПА компресорних станцій магістральних газопроводів.

Методи дослідження: абстрагування, математичне моделювання процесів перекачування газу, компаративний аналіз, синтез.

Як відомо територією України в Європу транспортується близько 97% експортних обсягів російського газу, і це складає 119–130 млрд. м³ на рік. Цьому сприяє географічне становище України на перетині трьох регіонів Євроатлантичного, Євроазійського та Ісламського. Українські магістральні газопроводи з'єднанні з 13 підземними сховищами газу і складають цілу газотранспортну систему загальною протяжністю близько 37 тис. км, на якій задіяні 71 компресорна станція і 1450 газорозподільних станцій.

Основним керувальним елементом системи транспортування газу слід вважати компресорні станції (КС), від режиму їх роботи яких залежить режим експлуатації всієї газотранспортної системи. Крім того, компресорні станції на магістральному газопроводі є об'єктами значних енергозатрат, внаслідок чого режим їх експлуатації визначає енерговитрати на транспортування газу.

Переважаючим видом КС є компресорні станції, обладнані газотурбінним приводом, що пояснюється рядом їх переваг:

- швидким запуском турбіни з холодного стану (15 – 30 хв);
- відносно малими габаритами та масою;
- порівняно високим ККД (до 30%);
- простотою та надійністю конструкції;
- зосередженням великої потужності в одному агрегаті;
- відсутністю значних вібрацій незалежно від зовнішніх джерел енергії.

На компресорних станціях магістральних газопроводів застосовують також газоперекачувальні агрегати з приводом від електродвигунів. В цьому випадку для приведення в дію відцентрових нагнітачів використовують синхронні двигуни потужністю 4,6 і 12,5 тис. кВт. Найбільшого поширення набули синхронні електродвигуни потужністю 4 і 12,5 тис. кВт STD-4000-2 і STD-12500-2. Газоперекачувальні агрегати з електроприводом мають ряд переваг:

- значне спрощення і здешевлення монтажних та пусконаладжувальних робіт;
- менша площа, яку займає агрегат і, відповідно, менший об'єм фундаменту;
- більший ресурс і більша експлуатаційна надійність;

– значне спрощення системи автоматичного керування КС;

– зниження експлуатаційних видатків на 50% порівняно з такими ж видатками на ГПА з газотурбінним приводом однакової потужності.

Правильний вибір типу привода до нагнітачів для транспортування газу магістральними газопроводами має не лише велике техніко-економічне, але й екологічне значення, оскільки електропривідні газоперекачувальні агрегати не забруднюють атмосферу. Існують різні думки з приводу оцінки економічної ефективності застосування ГПА з електроприводом. До прикладу, побутує думка про більшу економічну ефективність електропроводних ГПА у порівнянні з газотурбінними якщо протяжність лінії електропередач (ЛЕП), що з'єднують КС з магістральними лініями, не перевищує 100 км [3].

Однак питання про вибір того чи іншого типу привода газоперекачувальних агрегатів в кожному конкретному випадку повинне вирішуватися на основі комплексного підходу до розвитку газотранспортної та енергетичної систем, виходячи із оптимального співвідношення ГПА з різним типом привода з врахуванням тенденцій до зміни цін на паливо та електроенергію в перспективі.

Основна причина тривалої експлуатації морально застарілих газотурбінних двигунів (ГТД) на ГТС України – хронічно недостатнє фінансування програм реконструкції компресорних станцій ДК «Укртрансгаз», які з 1992 року фінансували тільки на 10–15% від потреб. Подальша експлуатація фізично зношених і морально застарілих ГТД може призвести до деградації газотранспортної системи України та її нездатності забезпечувати надійне постачання природного газу на внутрішні потреби країни та його транзит до Європи, та стати причиною аварійних ситуацій.

Сьогодні на компресорних станціях України як механічний привод компресорів застосовується газотурбінний привод у кількості 455 одиниць загальною потужністю 4,6 млн. кВт, потужністю понад 82% від загальної потужності силових агрегатів, встановлених на ГТС України. Газотурбінний привод включає промислові газові турбіни (267 од.), конвертовані авіаційні (98 од.) та суднові газотурбінні двигуни (90 од.).

Як альтернатива газотурбінному приводу на КС, розташованих у регіонах з надлишковим виробництвом електроенергії (захід України), можуть отримати розвиток електродвигунні газоперекачувальні агрегати (ЕГПА) із регульованою частотою обертів нагнітача. Однак розрахунки, виконані київським ВНПТРАНСГАЗ, свідчать, що застосування ЕГПА є економічно доцільним тільки у випадку вартості природного газу на власні потреби понад

300 доларів за 1000 м³. При цьому для широкого застосування електроприводних ГПА українській промисловості необхідно розробити і впровадити у виробництво електродвигуни потужністю 12, 16 і 25 МВт з регульованою частотою обертів, що потребує досить тривалого часу. Крім того, компресорні станції з електроприводними ГПА вимагають електропостачання першої категорії (від двох незалежних джерел), що значно ускладнює умови експлуатації [3].

У ГТС України першими почали застосовувати газотурбінні двигуни стаціонарного типу зі значною металомісткістю і низькою економічністю (ККД не більше 28%), що вимагали великого періоду часу для монтажу. Надалі, починаючи з 1975 року, в експлуатацію стали надходити конвертовані авіаційні та суднові газотурбінні двигуни, розроблені російськими та українськими оборонними підприємствами. Цей напрямок походить від військових розробок колишнього СРСР, де вимоги до газотурбінних двигунів істотно відрізнялись від тих, що висуваються до ВМД для газоперекачувальних агрегатів. Проте використання конвертованих авіаційних і суднових ГТД відіграло дуже позитивну роль, тому що дало можливість збільшити ККД двигунів, забезпечило постачання ГПА в блочно-контейнерному виконанні і скоротило терміни на спорудження компресорних станцій до 10–18 місяців. До основних недоліків цих двигунів слід віднести низьке напруження на відмову (всього 1–3 тис. год), невеликий термін служби (50–60 тис. год) і малий ресурс до капітального ремонту (10–20 тис. год). Оскільки капітальний ремонт таких двигунів може проводитися тільки в заводських умовах, то це зумовило високі витрати на періодичний ремонт двигуна.

Перелічені недоліки пов'язані, насамперед, з особливостями конструкції газотурбінних двигунів військового призначення, де в основу кута проектування ставляться потужність і маневровість, а надійність за тривалої експлуатації, ресурс і економічність, що важливі для ГТД газотранспортної системи, мають другорядне значення.

В останні роки в роботі газотранспортної системи України виникли серйозні проблеми. Перша з них пов'язана з тим, що понад 70% ГПА з газотурбінним приводом уже практично вичерпали свій ресурс (100 тис. годин). У період з 2008-го по 2015 рік плановій заміні підлягали 204 ГТД: у 2008 році – 20, в 2009-му – 23, в 2010-му – 25, в 2011-му – 26, у 2012-му – 28, в 2013-му – 29, у 2014-му – 26 і в 2015 році – 27 двигунів.

Іншою проблемою є низька економічність (ККД) застарілих ГТД, яка складає лише 18–25%. Сьогодні основні показники більшості експлуатованих ГТД нижчі за показники зарубіжних двигунів аналогічної потужності, які мають повний ресурс до 150 тис. годин і ККД на рівні 34–38%.

Вихід із ситуації полягає в якнайшвидшій розробці нового покоління українських двигунів, призначених для експлуатації на ГТС Укра-

їни. Найбільш важливими якостями таких ГТД у порядку ранжування є безпека і надійність за умов тривалої експлуатації, висока економічність (ККД), відносна простота конструкції й експлуатації, низька вартість життєвого циклу.

Газотурбобудування належить до однієї з найбільш наукомістких галузей енергетичного машинобудування. Сьогодні Україна продовжує входити до десятки провідних країн світу, що володіють повним циклом розробки і виробництва промислових, авіаційних і суднових газотурбінних двигунів, і має всі можливості для самостійної розробки двигунів із приводом нового покоління для газотранспортної системи України.

Промислові ГТД для газотранспортної системи слід створювати з урахуванням специфіки їх експлуатації на газопроводах. При цьому високі характеристики можуть бути досягнуті за рахунок використання найсучасніших газотурбінних технологій, застосовуваних в авіаційних і суднових ГТД військового призначення. Саме це завдання і постало перед керівництвом національної газотранспортної системи, зокрема перед ДК “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України”. В умовах посилення конкуренції на ринку транзиту газу до Європи “Укртрансгаз” концентрує зусилля на підвищення конкурентних переваг української газотранспортної системи. Під час переобладнання КС ставка робиться на ГПА виробництва Сумського НВО ім. Фрунзе, Індустріальної групи УПЕК, НВО “Зоря – Машпроект”. Планується, що новий агрегат з'явиться в 2013 р. Як зізнаються самі конструктори, простіше було б ввозити ГПА з-за кордону. Але йдеться не просто про транзит газу. “Укртрансгаз” зможе зробити крупне замовлення українським конструкторам і машинобудівникам. Натомість вони обіцяють випустити виріб, який буде на рівні кращих іноземних зразків, але обійдеться значно дешевше. Ціна українського виробу поки не вказується, але імпортований газоперекачувальний агрегат коштує близько 120 млн. грн.

Другим варіантом підвищення ефективності експлуатації вітчизняної ГТС є широке впровадження на КС електричного приводу відцентрових нагнітачів. Передбачена поступова заміна ГПА на всіх ключових напрямках транспортування газу. На даний час на шести компресорних станціях ГТС України працюють 17 електроприводних ГПА, у тому числі на КС Богородчани, Бар, Боярка, Іллінці, Радужне, Павлоград.

У 2010 р. розроблено програми із заміни агрегатів з переведенням на споживання електроенергії на КС Яготин, Бердичів, Комарно. Роботи мали розпочатися у 2011 р. І хоча газотурбінний привод у найближчому майбутньому залишиться домінуючим на ГТС України, застосування електропривода в газотранспортній системі стане конкурентоспроможним газотурбінному. При цьому слід мати на увазі, що українська промисловість поки не випускає потужні установки електричного приводу (16 і 25 МВт), освоєння яких потребує певного

періоду часу. Однак більше 70% газотурбінних двигунів ГПА української газотранспортної системи практично виробили свій ресурс і підлягають виведенню з експлуатації, більше 200 газотурбінних установок підлягають заміні протягом 2008–2015 років.

При цьому вирішуються й інші важливі для України проблеми – підвищується надійність української ГТС, зберігається і зміцнюється науковий і виробничий потенціал української газотурбінної промисловості, створюються нові робочі місця на довгострокову перспективу і сприятливі умови для широкого виходу на міжнародний ринок. Загалом вирішення цих важливих завдань сприятиме істотному підвищенню енергетичної незалежності України.

Незважаючи на переважне використання газотурбінних установок в магістральному транспорті природного газу, періодично виникає дискусія про порівняльну ефективність газотурбінного і електричного привода газових компресорів. В ОАТ «Газпром» була прийнята «Концепція применения електропривода в газоперекачивающих агрегатах на объектах «Газпром», розроблена в ОАТ «Гипрогазцентр», яка передбачає впровадження в якості інноваційного обладнання ЕГПА. На сьогоднішній день в світовій газотранспортній галузі під час будівництва нових та реконструкції старих КС надають перевагу ЕГПА [6].

Одне з важливих обговорюваних питань – електропостачання компресорних станцій за рахунок власних електростанцій. Інтерес до такого рішення обумовлений сучасними досягненнями потужного електропривода (регулювання частоти обертання, магнітний “підвіс” роторів, тобто безмастильний ГПА), екологічними міркуваннями, а також активністю просування на ринок потужних ГТУ.

Можливі такі технологічні варіанти електропостачання КС:

- два паралельних газопроводи – два електроприводних компресорних цехи (КЦ) з робочою потужністю 40–50 МВт кожен – одна електростанція (ЕС) для їх забезпечення;

- схема за попереднім пунктом для трьох – шести ниток газопроводу;

- один газопровід – три послідовно розміщених кожні 100 км електроприводних КЦ – одна електростанція для їх забезпечення;

- схема за попереднім пунктом для двох – трьох ниток газопровода.

Порівняння варіантів традиційної газотурбінної і електроприводної КС (з прилеглою “технологічною” електростанцією) проводиться для таких умов:

- порівнюються змінні статті витрат, тобто технологічні об’єкти КС приймаються однаковими і рівноцінними (включаючи будівельно-монтажні роботи), відрізняється тільки вартість поставки електричного і газотурбінного приводів;

- порівнюються питомі показники, приведені до одиничної потужності на муфті газового компресора;

- застосовується метод вартості життєвого циклу – ВЖЦ;

- дані за світовими цінами на вітчизняне та імпортерне обладнання та динаміку їх зміни;

- електростанція оснащується сучасними парогазовими установками, потужність електростанції повинна бути більшою на коефіцієнт втрат при передачі електроенергії;

- критерієм порівняння є гранична ціна паливного газу (ціна рівноефективності варіантів).

До того ж слід зазначити, що питома вартість регульованого електропривода становить 70–77% вартості газотурбінного приводу, а для потужного приводу – близько 75%.

На даний час електроприводом оснащені нагнітачі типу 280-11. В якості приводу використовуються асинхронні електродвигуни з короткозамкненим ротором АЗ-4500-1500, синхронні двигуни СДСЗ-4500-1500 і СТМ-4000-2. Основний недолік існуючого електропривода – відсутність можливості регулювати частоту обертання двигуна. Синхронні двигуни КС використовуються для покращення енергетичної системи. Для електроприводних КС обов’язково наявність редуктора між електроприводом і відцентровим нагнітачем. Компресорний цех розділений на два зали газонепроникної металевою діафрагмою (на машинний зал і зал нагнітачів). Розглянемо для прикладу КС з синхронними двигунами типу СТМ-4000-2. Двигун слугує для приведення в дію через редуктор відцентрового нагнітача 280-11-3. Режим роботи електродвигуна тривалий. Пуск асинхронний через пусковий реактор. Основне завдання при організації обслуговування електроприводних компресорних станцій полягає в забезпеченні надійної безперебійної роботи устаткування, максимально ефективного використання встановленого електрообладнання, економічної роботи устаткування, найменших експлуатаційних витрат, електробезпеки.

Безперебійна і надійна робота електрообладнання та максимальна ефективність його використання можливі у випадку правильного догляду за обладнанням, регулярного проведення планово-попереджувальних ремонтів і випробувань, а також при своєчасній заміні застарілого обладнання. Економічна робота електрообладнання обумовлюється зменшенням витрат енергії, вибором найбільш раціональних режимів роботи обладнання, автоматизацією або механізацією виробничих процесів.

На протипагу великій кількості переваг, електропривод ГПА має і ряд недоліків:

- обмеженість районів з дешевою і доступною електроенергією;

- необхідність будівництва ліній електропередачі (ЛЕП) і розвитку пролягаючих електроенергетичних систем, що вимагає великих металовкладень і капітальних витрат;

- погана пристосованість до змінного режиму роботи газопроводу через постійну частоту обертання;

– необхідність підвищувальної зубчастої передачі до нагнітача, що викликає у разі великої потужності і швидкохідності серйозні технічні труднощі.

При порівнянні варіантів електропривода до нагнітачів під час розрахунків пропонують вводити лише змінні величини капіталовкладень та побічних ефектів виробництва, що залежать від особливостей варіанту, що розглядається, при чому ці змінні визначаються шляхом виключення спільних для всіх варіантів [7,8].

Змінюється кон'юнктура обладнання, ціни на обладнання, газ та електроенергію. Перехід газотранспортних підприємств на ринкові відносини вимагає повернення до питання вибору типу енергопривода компресорних станцій і, зокрема, зіставлення газотурбінного і електричного видів привода, як основних типів привода газоперекачувальних агрегатів (ГПА) на газопроводах. Накопичений досвід експлуатації по кожному з розглянутих типів привода, оцінка основних показників перспективних агрегатів напередодні реконструкції газотранспортних систем, безсумнівно, відображають і підкреслюють, актуальність теми по визначенню перспективних ГПА для компресорних станцій. Заміна енергопривода компресорних станцій магістральних газопроводів агрегатами нового покоління зводиться, перш за все, до отримання додаткового товарного газу, зниження енерговитрат (насамперед, паливного газу на потреби перекачування).

У зв'язку з цим актуальними завданнями дослідження стають:

– аналіз завантаження енергопривода КС протягом року і визначення на цій основі ефективності використання газотурбінного і електричного типів приводу;

– розробка способів оптимізації режимів роботи енергопривода з умови максимуму продуктивності і мінімуму енерговитрат на транспортування газу;

– розробка методики і проведення розгорнутого техніко-економічного порівняння газотурбінного та електричного видів привода з оцінкою можливості підвищення їх показників на перспективу;

Проблемою зниження енерговитрат при транспортуванні газу займалися і займаються багато вчених і організації. Серед вчених, що займалися проблемою енергозбереження на КС, слід відзначити: Поршакова Б.П., Новосьолова Є.В., Лопатіна А.С., Нікішина В.І., Щуровського В.А., Будз-Лякоть Б.В., Буховцева Б.М., Галіулліна З.Т., Зарицького С.П., Засецького В.Г., Калініна А.Ф., Козаченко О.М., Леонтьєва О.В., Касперовича В.К., Грудза В.Я., Михалківа В.Б., Середюк М.Д., Говдяка Р.М. і багатьох інших, результати праць яких використовуються з метою зниження енерговитрат в трубопроводному транспорті газу.

Як критерій енергоефективності застосування того чи іншого типу привода використаємо величину капіталовкладень у реалізацію перекачування газу даним типом привода,

зокрема витрати на паливний газ та електроенергію відповідно.

Для випадку використання газотурбінного привода визначаємо витрату газу на власні потреби компресорної станції за формулою

$$q_{en} = \sum q_{пр} + q_{тп} + q_e, \quad (1)$$

де $q_{пр}$ – сумарна витрата паливного газу по цеху для робочих ГПА;

$q_{тп}$ – витрата газу на технологічні потреби і технічні втрати КС та попередньої лінійної ділянки газопроводу (витрати на пуски та запинки агрегатів, на експлуатацію і технічне обслуговування апаратів і трубопроводу, витоки та ін.);

q_e – витрата газу на електростанції для власних потреб.

Витрата паливного газу для газотурбінних установок визначається за формулою

$$q_{пр} = q_{пр}^H \left(0,75 \frac{N_e}{N_e^H} + 0,25 \sqrt{\frac{t_3 + 273}{t_3^0 + 273}} \cdot \frac{P_a}{0,1013} \right) \frac{Q_p^H}{Q_{пр}^H}, \quad (2)$$

де $q_{пр}$ – витрата паливного газу за нормальних умов, тис. м³/год;

$q_{пр}^H$ – номінальна витрата паливного газу, яка обчислюється за формулою

$$q_{пр}^H = \frac{860N_e^H}{\eta_e^H Q_{пр} \cdot 10^3}, \quad (3)$$

де η_e^H – номінальний ефективний ККД на муфті ГТУ;

$Q_{пр}$ – нижча теплота згоряння паливного газу, що розраховується за формулою

$$Q_{пр} = \sum Q_{прі} \cdot \tau_i, \quad (4)$$

N_e^H – номінальна потужність ГТУ;

P_a – атмосферний тиск у місці розташування КС, МПа;

Q_p^H – теплота згоряння паливного газу, що дорівнює 34500 кДж/м³;

N_e – наявна потужність газотурбінної установки;

t_3^0 – номінальна температура повітря на вході в ГТУ, рівна 15 °С;

t_3 – розрахункова температура газу на вході в ГТУ.

Витрата газу на технологічні потреби та технічні втрати КС і лінійної ділянки розраховується за формулою

$$q_{тп} = H_{тп} N_{вст} 10^{-3}, \quad (5)$$

де $H_{тп}$ – усереднена питома витрата газу, м³/(кВт·год);

$N_{вст}$ – номінальна встановлена потужність компресорного цеху, кВт.

Для КС з газотурбінним приводом за номінального вихідного тиску 7,45 МПа витрату газу на технологічні потреби та технічні втрати допускається визначати за формулою

$$q_{\text{тп}} = 0,08q_{\text{тг}} \quad (6)$$

Для інших тисків на виході КС $q_{\text{тп}}$ перераховується прямопропорційно до відносної величини цього тиску ($P_{\text{вих}}/7,45$).

Витрата газу електростанціями для власних потреб (ЕВП) на КС (за їх наявності) обчислюється за формулою

$$q_e = N_{\text{роб}} 10^{-3} H_{\text{ел}}, \quad (7)$$

де $N_{\text{роб}}$ – робоча потужність ЕВП, кВт;

$H_{\text{ел}}$ – усереднена питома витрата, яка приймається рівною $0,75 \text{ м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{год})$ для газотурбінних ЕВП.

Визначення витрати газу на власні потреби на розрахунковий період або перерахунок годинної витрати на інші одиниці часового виміру виконують за формулою

$$q'_{\text{ен}} = q_{\text{вп}} \tau, \quad (8)$$

де τ – тривалість розрахункового періоду, год.

Обчислення величини необхідних коштів на реалізацію режиму перекачування газу з використанням газотурбінного привода проводимо за формулою

$$K_{\text{ГТ}} = T_{\text{Г}} q_{\text{вп}}, \quad (9)$$

де $T_{\text{Г}}$ – тариф на природний газ для підприємств нафтогазового комплексу, що на даний час становить $2500 \text{ грн./тис. м}^3$.

У разі електричного типу привода відцентрових нагнітачів для подальших розрахунків береться до уваги лише потужність на валу компресора. Вона визначається за формулою [8]

$$P_K = \frac{100}{60 \cdot 102 \eta_{\text{пол}} \eta_M} \cdot \frac{Z \cdot m}{m-1} P_1 \cdot Q \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{m-1}{Z \cdot m}} - 1 \right], \quad (10)$$

де m – показник політропи, що для нагнітачів без водяного охолодження дорівнює $1,45-1,55$;

P_1 – абсолютний тиск газу на стороні всмоктування, кПа;

P_2 – абсолютний тиск газу на стороні нагнітання, кПа;

Q – продуктивність, віднесена до умов всмоктування, $\text{м}^3/\text{хв.}$;

$\eta_{\text{пол}}$ – індикаторний політропний ККД, $\eta_{\text{пол}} = 0,6-0,8$;

η_M – механічний ККД, $\eta_M = 0,88-0,92$;

Z – кількість ступенів підвищення тиску.

Потужність електродвигуна для привода компресора будь-якого типу обчислюється за формулою

$$P_p = \frac{k \cdot P_k}{\eta_n}, \quad (11)$$

де k – коефіцієнт запасу, рівний $1,1-1,35$ (нижня межа для електродвигунів великої потужності; верхня – для малої і середньої);

η_n – ККД передачі від електродвигуна до нагнітача (при жорсткому з'єднанні валів дви-

гуна і нагнітача муфтою $\eta_n = 0,98$, при клиноремінній передачі $\eta_n = 0,95$, при плоскоремінній $\eta_n = 0,9$).

Отже кількість електроенергії, що споживає електродвигун, розраховується за формулою

$$W = P_p \cdot t, \quad (12)$$

де t – період роботи установки, год.

Витрату електроенергії для електропривода також можна визначати за формулою

$$W = \frac{N \cdot \tau}{\eta_o \cdot \eta_m}, \quad (13)$$

де N – потужність, що споживається нагнітачем, кВт;

τ – тривалість роботи привода ГПА, год;

η_o, η_m – ККД електродвигуна і трансформатора підстанції відповідно.

Величини η_o, η_m повинні прийматися згідно з паспортними даними або технічними вимогами. За відсутності таких даних для наближених розрахунків допускається приймати усереднені величини $\eta_o = 0,975, \eta_m = 0,99$.

Таким чином, величина необхідних коштів на реалізацію перекачування електричним приводом обчислюється за формулою

$$K_{\text{ел}} = T_{\text{ел}} \cdot W, \quad (14)$$

де $T_{\text{ел}}$ – тариф на електроенергію, що на сьогодні для підприємств становить $0,63 \text{ грн.}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$.

Після проведення цих двох розрахунків вибирається менше із значень $K_{\text{ГТ}}$ і $K_{\text{ел}}$, що і буде відповідати більш енергоефективному типу привода для реалізації конкретного режиму роботи компресорної станції.

За комплексний критерій для оцінювання ефективності використання різних типів приво-ду пропонується коефіцієнт енергетичної ефективності E_N , що є відношенням корисної потужності, затраченої на перекачування газу ділянкою газопроводу, до затраченої на реалізацію даного режиму потужності привода. Затрачена потужність газотурбінного привода - це потужність, отримана в результаті спалювання паливного газу, для електропривода – це потужність електродвигуна. Корисна потужність – це потужність, витрачена на подолання гідравлічного опору ділянки газопроводу, тобто саме та потужність, яка використовується на транспортування газу.

Визначаємо затрачену потужність газотурбінного привода на реалізацію перекачування за формулою

$$N_{\text{затр}}^{\text{ГТ}} = \frac{q_{\text{тп}} \cdot Q_{\text{нр}} \cdot m}{3600}, \quad (15)$$

де $Q_{\text{нр}}$ – нижча теплота згорання;

m – кількість робочих нагнітачів.

Переводимо значення комерційної витрати у систему SI за формулою

$$Q = \frac{Q_k 10^6}{24 \cdot 3600}, \quad (16)$$

де Q_k – встановлена для даного режиму пропускна здатність газопроводу, млн. м³/д.

Обчислюємо густину газу за середніх умов на ділянці газопроводу за формулою

$$\rho_{cp} = \frac{P_{cp}}{T_{cp} \cdot z_{cp} \cdot R}, \quad (17)$$

де P_{cp}, T_{cp}, z_{cp} – відповідно середнє значення тиску, температури та коефіцієнта стисливості вздовж ділянки.

Із закону збереження маси вздовж газопроводу визначаємо продуктивність за середніх параметрів перекачування за формулою

$$Q_{cp} = Q \frac{\rho_{ст}}{\rho_{cp}}, \quad (18)$$

де $\rho_{ст}$ – густину газу за стандартних умов.

Обчислюємо перепад тиску на ділянці за формулою

$$\Delta P = P_{п} - P_{к}. \quad (19)$$

Розраховуємо корисну потужність, яка витрачається на перекачування газу із застосуванням газотурбінного привода за формулою

$$N_{кор} = \Delta P \cdot Q_{cp} \cdot m. \quad (20)$$

Визначаємо показник енергоефективності газотурбінного привода за формулою

$$E_N^{Г/Т} = \frac{N_{кор}}{N_{затр}^{Г/Т}}. \quad (21)$$

За формулами (10) та (11) при зазначеній величині продуктивності визначаємо потужність електродвигуна. Обчислюємо затрачену потужність електропривода на реалізацію перекачування за формулою

$$N_{затр}^e = \frac{P_p \cdot m}{1000}. \quad (22)$$

Тоді показник енергоефективності електричного привода розраховується за формулою

$$E_N^e = \frac{N_{кор}}{N_{затр}^e}. \quad (23)$$

Як об'єкт для апробації методики дослідження енергоефективності використання газотурбінного та електричного привода газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях магістральних газопроводів обрано КС-21 Богородчани газопроводу "Союз", обладнану відцентровими нагнітачами RF2BB-30 з газотурбінним приводом. Були проведені розрахунки витрат коштів на реалізацію режимів перекачування газу за умов використання газотурбінного та електричного привода.

Підсумувавши величину необхідних коштів на перекачування газу за умов використання газотурбінного привода протягом року отримаємо 67,123 млн. грн./рік. Підсумувавши величину необхідних коштів на реалізацію перекачування газу за умов використання електричного привода протягом року отримаємо 40,956 млн. грн./рік. Після проведення цих двох розрахунків видно, що меншою з величин $K_{Г/Т}$ і $K_{ел}$ є остання, при чому економія коштів

за рік становить 26,168 млн. грн. Отже, з наведених розрахунків видно, що електричний тип привода має кращі показники, ніж газотурбінний.

На рисунку 1 представлена динаміка витрат коштів на забезпечення транспортування газу протягом року для двох варіантів привода, з якого очевидно, що електропривідним агрегатам необхідно надати перевагу перед газотурбінними. Такий розрахунок коштів був проведений і у зворотному порядку: якою повинна бути ціна на природний газ, щоб кількість коштів на реалізацію газотурбінного привода та на реалізацію електропривода була однаковою? Таку ціну було обчислено і вона становить 1526 грн. за 1000 м³ природного газу. Таке рішення продемонстровано на рисунку 2, де наведена крива зміни видатків на забезпечення транспортування газу протягом року для газотурбінного привода при зміні ціни на газ від 1200 до 2500 грн./1000 м³.

Як видно із запропонованого розрахунку, показник енергетичної ефективності електропривода практично співпадає з показником енергетичної ефективності газотурбінного привода.

З рисунків 3 та 4 видно, що при збільшенні продуктивності газопроводу має місце пропорційне збільшення показника енергетичної ефективності, при чому при досягненні продуктивності значення у приблизно 60,8 млн. м³/д спостерігається різкий стрибок показника.

Це явище є особливо характерним для електропривода, де показник енергетичної ефективності зростає від 0,5 до 0,8. Такі зміни значення показника енергетичної ефективності спричинені зміною кількості робочих нагнітачів, що, у свою чергу, змінює навантаження на кожен нагнітач. При неповному завантаженні газопроводу коефіцієнт енергетичної ефективності використання електричного привода на 8,6 % більший за аналогічний показник для газотурбінного привода, а за умов повного завантаження – на 50,8 %.

Отже, можна зробити висновок, що за необхідності збільшення обсягів перекачування краще застосовувати саме електропривідні агрегати на сучасних КС магістральних газопроводів для підвищення надійності та ефективності їх роботи.

Наукова новизна результатів дослідження полягає в отриманні інноваційної методики комплексного техніко-економічного порівняння газотурбінного і електричного видів привода з врахуванням наступних оціночних критеріїв: К - кошти, витрачені на реалізацію режиму перекачування газу з використанням кожного виду привода; К - показник енергетичної ефективності використання порівнюваних приводів, який характеризує ступінь цільового використання енергії привода на перекачування газу.

Практична цінність отриманих результатів. Запропоновану у даній роботі методику доцільно рекомендувати для розрахунку ефек-

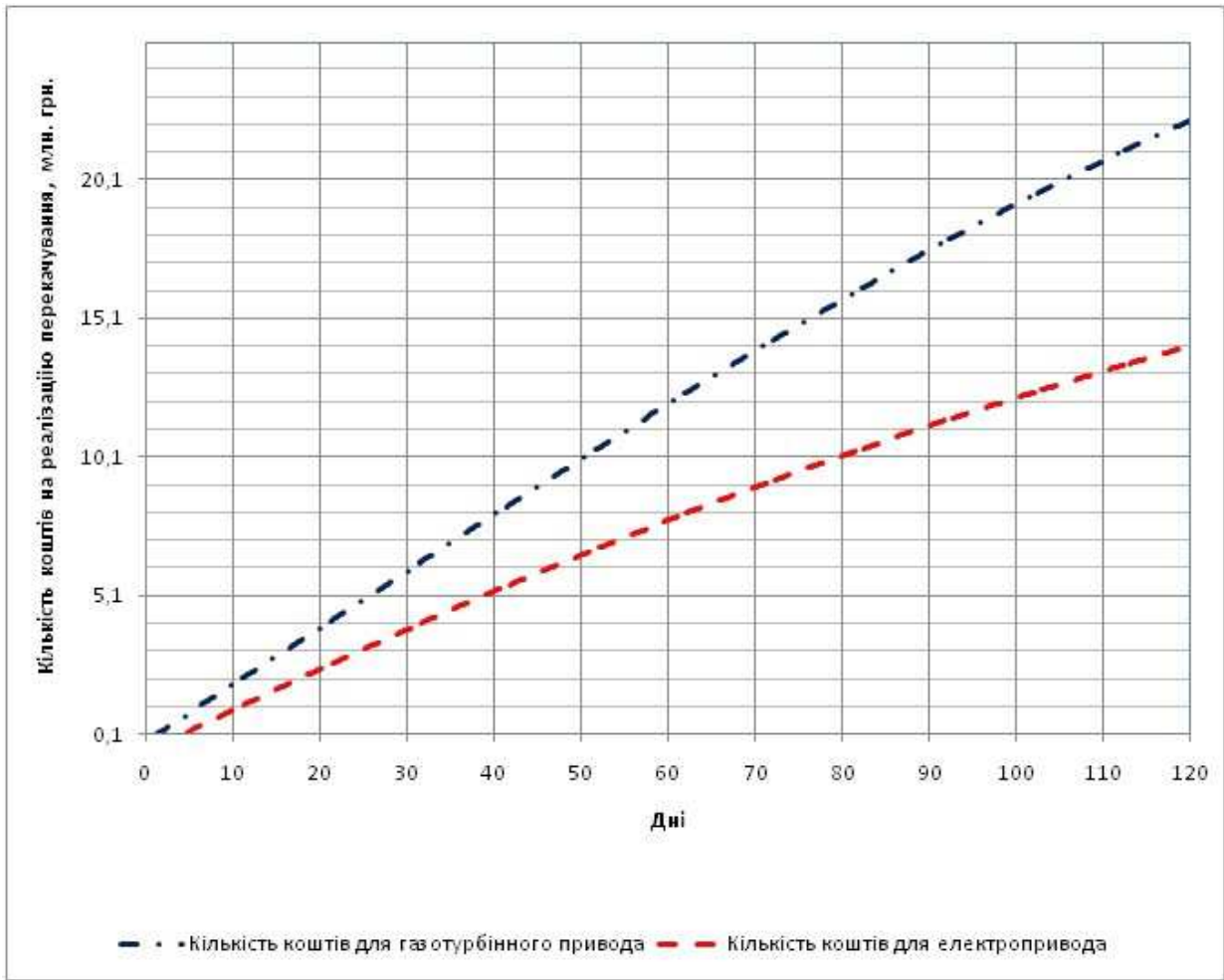


Рисунок 1 – Динаміка витрат коштів на перекачування газу різними видами привода

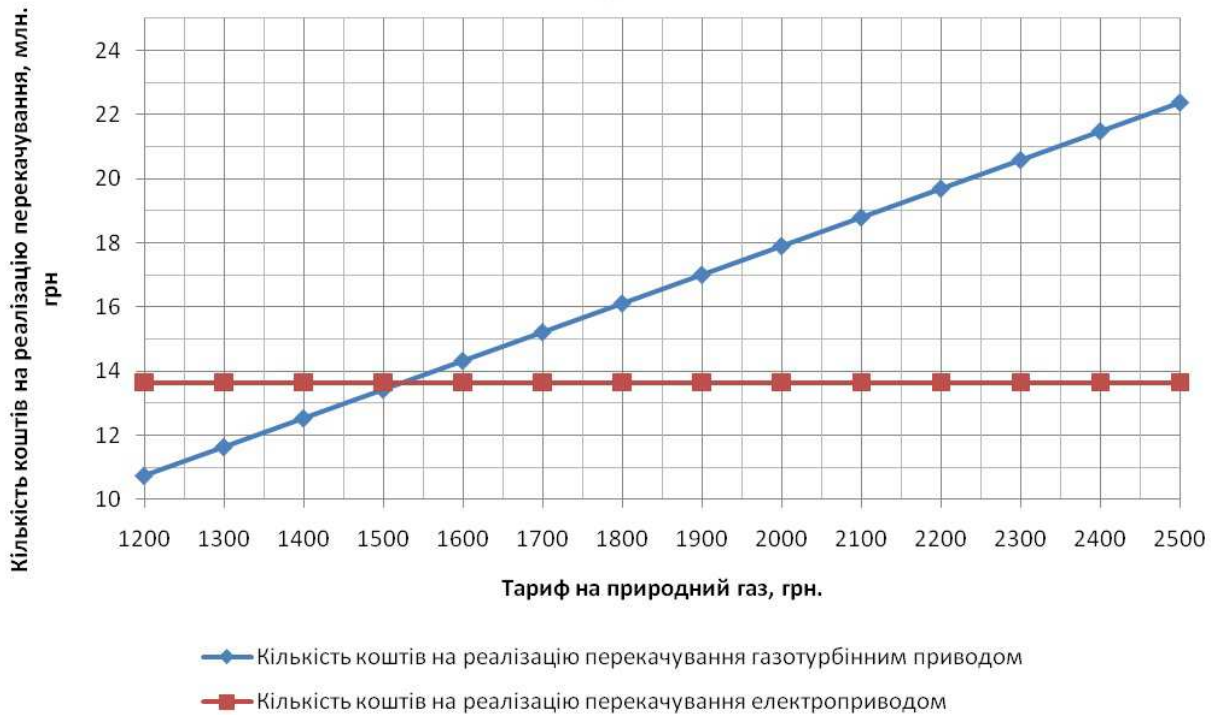


Рисунок 2 – Дослідження впливу тарифу на природний газ на економічні показники використання двох видів привода

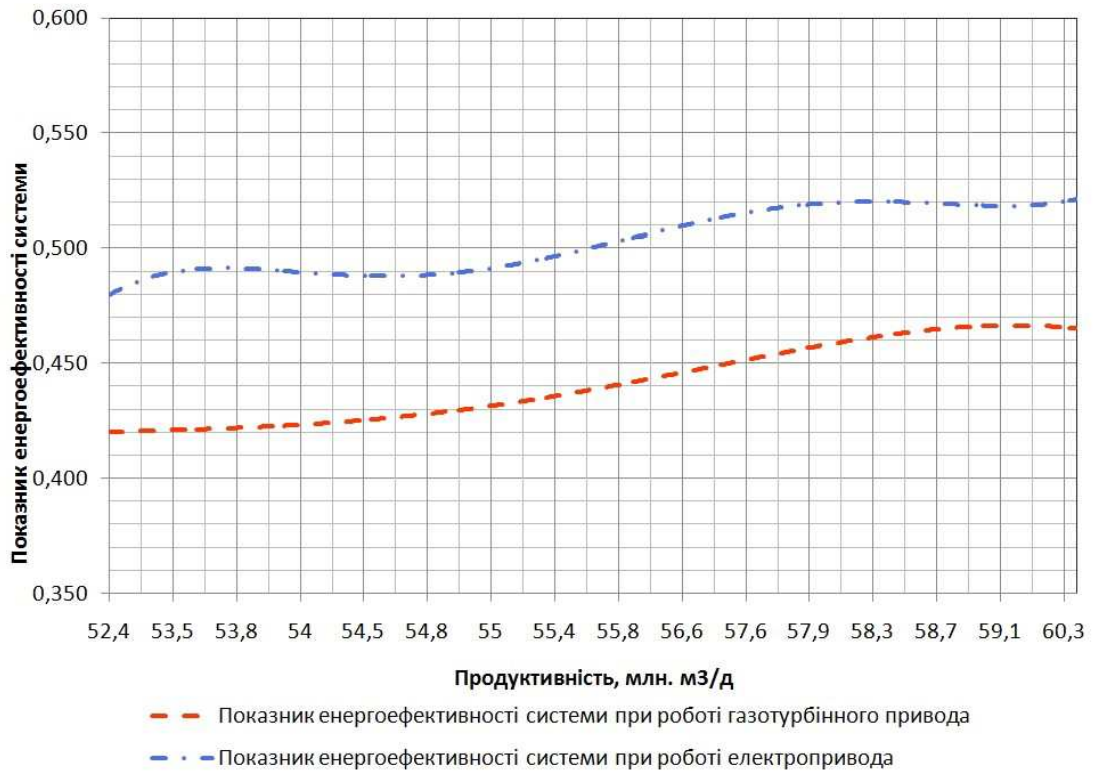


Рисунок 3 – Графік залежності показника енергетичної ефективності системи від продуктивності для неповного завантаження нагнітачів

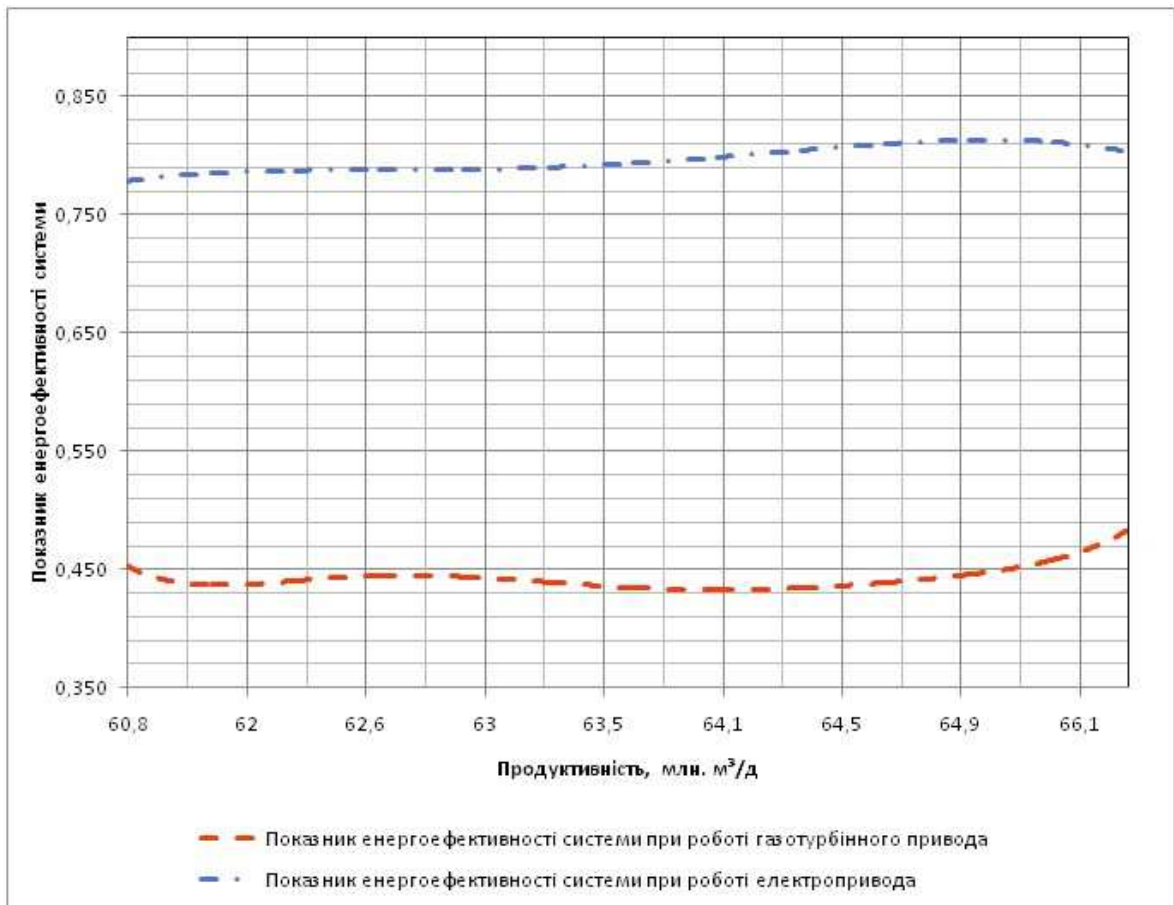


Рисунок 4 – Графік залежності показника енергетичної ефективності системи від продуктивності для повного завантаження нагнітачів

тивності використання типу приводів компресорних станцій магістральних газопроводів, а поняття «показник енергетичної ефективності» рекомендувати для обов'язкового використання в процесі і процедурах проектування техніко-технологічних рішень щодо модернізації ГТС.

Можливим напрямком подальших досліджень слід вважати удосконалення запропонованої методики і підвищення точності отриманих з її використанням рекомендацій шляхом врахування в процедурах моделювання більшої кількості чинників, які потенційно можуть впливати на результат порівняння різних типів привода ГПА.

Література

1 Урядовий портал [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.kmu.gov.ua>

2 «Укртрансгаз»: курс на модернізацію: Офіційний сайт ДК «Укртрансгаз»: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.utg.ua/uk/press/>.

3 Козаченко Р.В. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов / Козаченко Р.В. – М.: Нефть и газ, 1999. – 162 с.

4 Какие промышленные газотурбинные двигатели нужны украинской ГТС?: [Електронний ресурс] / А. Халатов, Б. Патон // Зеркало недели. – 2008. – № 26. – Режим доступу до журналу: http://zn.ua/ECONOMICS/kakie_promyshlennye_gazoturbinnye_dvigateli_nu_zhny_ukrainskoy_gts-54265.html.

5 Патон Б.Є. Концепція (проект) державної науково-технічної програми «створення промислових газотурбінних двигунів нового покоління для газової промисловості та енергетики» [Текст] / Б.Є.Патон, А.А.Халатов, Д.А.Костенко, Б.Д.Білека, О.С.Письменний, А.Л.Боцула, В.П.Парафійник, В.І.Коняхін // Вісник НАН України. – 2008. – № 4. – С. 3-9.

6 Klemer F. Electric motors to drive the largest turbocompressors. Compressor Tech / Klemer F. – NY, 2002. – 84 p.

7 Белоконь Н.И. Газотурбинные установки на компрессорных станциях магистральных газопроводов / Н.И. Белоконь, Б.П. Поршаков. – М.: Недра, 1969. – 112 с.

8 Говдяк Р.М. Підвищення енергоефективності газотранспортної системим / Р.М.Говдяк // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 5(71). – С. 18–19.

9 Довідник працівника газотранспортного підприємства / [Розганюк В.В., Руднік А.А., Коломєєв В.М. та ін.]; під ред. А.А.Рудніка. – К.: Росток, 2001. – 1092 с.

10 Тарелин А.А. Оценка эффективных путей развития отечественных приводных двигателей для газотранспортной системы / А.А. Тарелин, В.А. Коваль, Е.А. Ковалева // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2009. – № 4/4(40). – С. 4-7.

11 Козярук А.Е. Автоматизированный электропривод газоперекачивающего агрегата / А.Е. Козярук, Б.Ю. Васильев // Электротехнические и компьютерные системы. – 2011. – Вып. 3. – С.194-195.

12 Назарьин К.В. Выбор типа электропривода компрессорных станций при их реконструкции / К.В. Назарьин, В.И. Никишин. – М.: Недра, 2001. – 227 с.

13 Ревзин Б.С. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты / Б.С. Ревзин. – М.: Недра, 1986. – 215 с.

14 Соколов Г.И. Устройство и эксплуатация электроустановок компрессорных станций / Г.И. Соколов. – Л.: Недра, 1983. – 135 с.

15 Пужайло А.Ф. Энергоснабжение и автоматизация энергооборудования компрессорных станций / А.Ф. Пужайло, Е.А. Спиридонович, В.Н. Воронцов. – Н-Новгород, 2010. – 560 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.09.13*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Євдощук М.І.
(«Єврогаз Україна», м. Київ)*