

пільги. Це – загальноєвропейська тактика, яку має провадити і Україна”.

Формування нової політики енергоефективності – це завдання національного масштабу.

Тому в Україні протягом наступних років має проводитися дієва, а не декларативна програма підвищення енергоефективності української економіки.

УДК 681.518.22:681.513.1

## ФУНКЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ АНТИПОМПАЖНОГО ЗАХИСТУ ТА РЕГУЛЮВАННЯ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТИВ НА ДОКАЧУЮЧИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

С.Г.Гіренко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534

e-mail: kafatp@ac.nung.edu.ua

*Рассматриваются новые функции системы автоматизации дожимных компрессорных станций подземных хранилищ газа. Предложенные материалы основаны на результатах научных исследований и анализе производственного опыта. Показано, что эти функции дают возможность обосновано разработать методологические основы для создания систем автоматизации защиты компрессора от помпажа.*

*In this article we suggest new function of compression station automation system. Our offers based on results of science research and analysis research of industry experience. It is shown that these functions give an opportunity to develop methodological bases for automation system protection gas compressor from pompage desine.*

Синтез ефективних автоматизованих систем антипомпажного захисту та регулювання відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів є актуальним науково-практичним завданням у зв'язку з інтенсивним впровадженням комп'ютерно-інтегрованих технологій [1] на компресорних станціях газотранспортної системи України, яка складається з магістральних газопроводів, розподільчих мереж і газосховищ.

Система об'єднує 72 компресорні станції (122 компресорних цехи) і 13 підземних сховищ з найбільшим у Європі, після Росії, активним об'ємом газу – понад 32 млрд.куб.м або 21,3% від загальної європейської активної ємності. Мережа підземного зберігання газу України містить чотири комплекси: Західноукраїнський, Київський, Донецький та Південноукраїнський [2].

Проте аналіз літературних джерел (наприклад, [1÷4, 6 та ін.]) свідчить про недостатній обсяг проведених досліджень в контексті реалізації основних функцій систем автоматизованого антипомпажного захисту та регулювання відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів на докачуючих компресорних станціях підземних сховищ газу.

Тому метою даної статті є визначення головних функцій системи автоматизованого антипомпажного захисту та регулювання відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів на докачуючих компресорних станціях підземних сховищ газу.

Термін “помпаж” (франц. pompage) використовується для визначення шкідливого явища, яке спостерігається під час роботи на трубо-

провідну систему лопаткових компресорів, вентиляторів і насосів та супроводжується появою пульсації подачі та тиску.

Помпаж системи “відцентровий нагнітач (ВЦН) газоперекачувального агрегату (ГПА) – гідравлічна мережа (сукупність трубопроводів)” являє собою автоколивальний процес обміну енергією між частинами цієї системи “нагнітач – ГПА – трубопровід”. Втрата стійкості системи виникає за неузгодженості витратно-напірних характеристик ВЦН та трубопроводу. Першопричиною помпажу є зривні явища, що розвиваються в прилеглому шарі потоку газу на лопатках робочого колеса в міру зниження витрати ВЦН до порогового (помпажного) рівня  $Q_p$ . Якщо помпаж не контролюється, ВЦН може вийти із ладу. Уникнення помпажу можливе тільки за гарантованого перевищення витратою порогового значення  $Q_p$ , що забезпечується роботою системи антипомпажного регулювання (антипомпажного регулятора АПР).

Величина порогового рівня витрати  $Q_p$  визначається параметрами еквівалентної мережі (тиск та вихідний гідравлічний опір, що залежить від кількості паралельно працюючих агрегатів та їх навантаження; гідравлічні ємність та індуктивність), типом ВЦН, частотою його обертання і станом проточної частини (індивідуальні конструктивні особливості, ступінь спрацьованості) та параметрами газу (молекулярний склад, температура, густина, вологість). Турбулізація вхідного потоку ВЦН пульсації тиску на стороні всмоктування або нагнітання (вплив інших агрегатів компресорного цеху) виконують роль каталізатора в розвитку зривних явищ, які спотворюють витратно-напірну

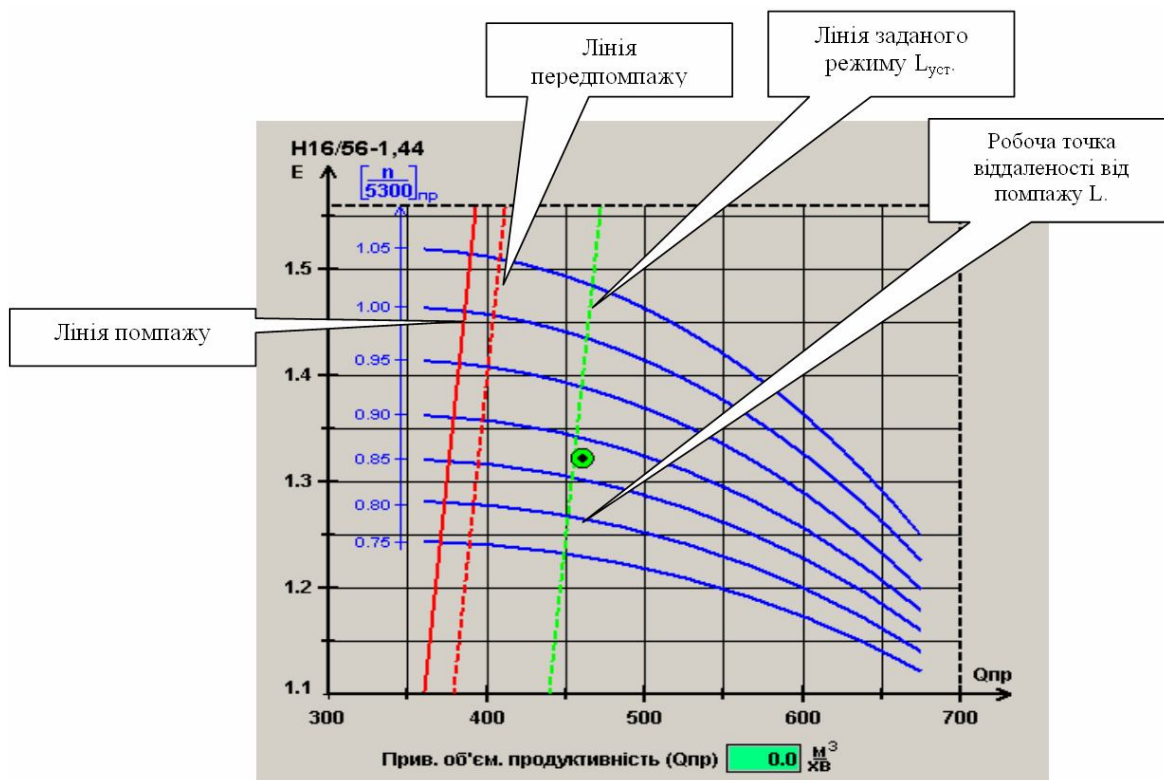


Рисунок 1 — Помпажна характеристика відцентрового нагнітача Н16/56 – 1,44

характеристику нагнітача.

Передпомпаж – це зона нестабільної роботи, яка відповідає знаходженню віддаленості робочої точки відцентрового нагнітача від лінії помпажу в межах від 1% до 5%. (рис. 1).

Неусувний помпаж – неможливість відновлення необхідної витрати через нагнітач за рахунок керування рециркуляцією протягом інтервалу, що не перевищує 2,5 с.

Запас стійкості системи “ВЦН – трубопровід (мережа)” оцінюють за допомогою двох показників: коефіцієнта помпажу і віддаленості робочої точки нагнітача від межі помпажу.

Коефіцієнт помпажу визначають за формулами [4]:

СМНВО ім. Фрунзе, Україна

$$L_c = \frac{(Q_{nom} - Q_n)}{Q_{nom}} \cdot 100\%; \quad (1)$$

ВНИИГАЗ, Росія

$$L_v = \frac{(Q_{nom} - Q_n)}{Q_n} \cdot 100\%; \quad (2)$$

фірма “Compressor Controls Corporation”, США

$$L_{ccc} = \frac{(Q_{nom} - Q_n)}{Q_{max}} \cdot 100\%; \quad (3)$$

де  $Q_{nom}$ ,  $Q_n$ ,  $Q_{max}$  – відповідно приведені до умов входу значення поточної помпажної та максимально допустимої об’ємної витрати.

Зв’язок між показниками запасу стійкості  $L_c$  та  $L_v$  визначається за формулою

$$L_c = \frac{L_v \cdot 100\%}{100 + L_v} \quad (4)$$

Порушення рівноважного режиму гідравлічної мережі КЦ, викликані регламентованими або аварійними змінами стану її елементів, призводять до відхилень витрати у гілках мережі (до збурень).

Якщо у разі зниження витрати нагнітача його робоча точка перетинає лінію заданої віддаленості ( $L_{уст}$ ), система антипомпажного регулювання (АПР) змінює ступінь відкриття антипомпажного клапана (АПК) і відбувається порівняння швидкостей двох процесів – зниження витрати, яка віддається в трасу та збільшення витрати в гілці рециркуляції.

Для компенсації збурень без переходу в помпаж результуюча витрата нагнітача не повинна знижуватися до порогового рівня  $Q_n$ , що залежать від таких чинників:

- темпу зміни збурення;
- величини уставки віддаленості  $L_{уст}$  (запасу регулювання АПР) та крутизни витратно-напірної характеристики ВЦН в точці режиму;
- інерційності газового стовпа у гілці рециркуляції;
- інерційності АПК та його просторової віддаленості “по газу” від виходу нагнітача;
- параметрів АПР (похибки визначення координат помпажної мережі, законів керування ступенем відкриття АПК і додатком до обертів силової турбіни, часової дискретності сигналу керування);
- динамічних характеристик системи керування подачею палива ГПА (реакція на зміну протидіючого моменту нагнітача та сигналів керування від АПР);
- кількості та рівня навантаження паралельно працюючих нагнітачів.

Оскільки динаміка витрати рециркуляції, яка замикається через ВЦН, обмежена названими чинниками (крім першого), вплив досить швидкодіючих та значних збурень неминуче призведе до помпажу.

Помпаж не виникає, якщо мінімальне значення функції віддаленості (другого показника запасу стійкості)

$$L(t) = L_{\text{поч}} - \int_0^t V_{\text{збур}}(t)dt + \int_{t_1}^t V_{\text{реци}}(t)dt, \quad (5)$$

яке знайдене на інтервалі часу  $0 \div t$ , позитивне.

Тут:  $L_{\text{поч}}$  – початкова віддаленість;  $V_{\text{збур}}(t)$ ,  $V_{\text{реци}}(t)$  – функції швидкості зміни приведеної витрати в "трасу" та рециркуляції, а значення часу  $t=0$  та  $t=t_1$  відповідають моментам подачі збурення та виникненню рециркуляції.

Під час натурних випробувань антипомпажних систем необхідне відтворення в гідравлічній мережі перехідних режимів, що призводять до регламентованих за діапазоном темпом зміни збуренням. У разі вибору елемента, що викликає стрибок витрати (кран, перемичка тощо), слід враховувати, що часовий хід зміни тиску в різних точках газового стовпа в міру віддаленості від збурювального елемента суттєво згладжується, тобто зниження крутизни фронту хвилі тиску відбувається пропорційно відстані.

Як впливає із результатів випробувань антипомпажних систем [7], за практично ступінчастого 100% відкриття АПК (з часом відкриття до 2 с) та довжини контура рециркуляції 40-60 м без помпажу компенсуються збурення, які імітуються перекриттям загальноцехових кранів в лініях нагнітання або всмоктування, що мають час перестановки до 60 с і віддалених „за газом” до 800-1000 м.

На даний час випробування антипомпажних систем проводять, використовуючи одну із схем [5]:

– при роботі ВЦН у трасу, зберігаючи при перехідному (збуреному) режимі гідравлічної зв'язки ВЦН, що захищають від помпажу, з рештою нагнітачів цеху та загальноцеховими лініями нагнітання та всмоктування (наприклад, перекриваючи крани);

– переводячи ВЦН, що захищають, на „велике” кільце та змінюючи його гідравлічний опір.

Відмінність режимів "траса" та "кільце" для АПР полягає у наступному.

Під час роботи в "трасу", як правило, виникає "жорсткий" помпаж, викликаний порушенням умови статичної стійкості

$$R_{\text{дин.ВЦН}} < R_{\text{дин.мережі}}, \quad (6)$$

а на "кільце" – "м'який" помпаж (порушення умови динамічної стійкості)

$$R_{\text{дин.ВЦН}} < \frac{L_{\text{мережі}}}{R_{\text{дин.мережі}} \cdot C_{\text{мережі}}}, \quad (7)$$

який має інші координати помпажної границі [6].

Тут:

$$R_{\text{дин.ВЦН}} = \frac{dP_{\text{ВЦН}}}{dM_{\text{ВЦН}}}, \quad R_{\text{дин.мережі}} = \frac{dP_{\text{мережі}}}{dM_{\text{мережі}}}$$

– динамічний опір, який визначає крутизну статичної витратно-напірної характеристики ВЦН або мережі в точці режиму (P, M – тиск та масова витрата);

$L_{\text{мережі}}$ ,  $C_{\text{мережі}}$  – гідравлічна індуктивність та ємність, які відображають відповідно інерційність стовпа газу у відрізку трубопроводу (перепад тиску, який витрачається на долання сили інерції), тобто

$$P_{\text{вх}} - P_{\text{вих}} = L \frac{dM}{dt}, \quad (8)$$

і акумулюючі властивості об'єму газу у відрізку трубопроводу

$$M_{\text{вх}} - M_{\text{вих}} = C \frac{dP}{dt}. \quad (9)$$

Статичні витратно-напірні характеристики еквівалентних мереж, на які завантажений ВЦН у випадку "траси" та "кільця", суттєво різні, зокрема  $R_{\text{дин.траси}} < R_{\text{дин.кільця}}$ . Гідравлічна індуктивність L зумовлює різне розподілення потоку рециркуляції, який виникає під час роботи АПР між контуром ВЦН та контуром еквівалентної мережі. Оскільки у випадку "кільця" в ВЦН відгалужується більша частина потоку рециркуляції, процес антипомпажного регулювання проходить більш ефективно, тобто АПР під час випробувань на "кільце" знаходиться в полегшених умовах.

За однакових числових значень L, що знайдені за будь-якою з формул (1)÷(3), фактичні значення віддаленості для випадків "кільця" і "траси" будуть відрізнятися внаслідок впливу важкоконтрольованих чинників, що вказані у формулах (1)÷(4).

Розглянемо динаміку робочої точки ВЦН у разі внесення збурення значенням опору "кільця".

Виходячи з необхідності оцінки параметрів АПР в основних ("траса"), а не проміжних ("кільце") умовах роботи, приймальні випробування АПР повинні проводитися в режимі "траса".

Отже, система автоматичного керування газоперекачувального агрегату (САК ГПА), крім традиційних функцій контролю, регулювання і керування, повинна виконувати такі додаткові функції [1] щодо розширення можливостей автоматизованого управління процесом транспортування газу на агрегатному рівні:

- підтримання заданої витрати нагнітача або тиску на його виході;
- обмеження тиску на виході агрегату;
- визначення експлуатаційних характеристик нагнітача і агрегату у цілому, за якими приймається рішення про необхідність оновлення помпажних характеристик або проведення профілактичних робіт на двигуні або нагнітачі;
- автоматизоване визначення помпажних характеристик;

– антипомпажне регулювання і антипомпажний захист.

Тепер сформулюємо функції системи антипомпажного регулювання і захисту ВЦН ГПА [5]:

- Антипомпажне регулювання – випереджувальне керування антипомпажним клапаном та частотою обертання силової турбіни, що запобігає виникненню помпажу і обмежує (в усталеному режимі) мінімальне значення віддаленості робочої точки ВЦН від межі помпажу на заданому рівні ( $L_{ycm}$ ).

- Система антипомпажного регулювання (антипомпажний регулятор, АПР) нагнітача є підсистемою системи автоматичного управління ГПА, що функціонує у взаємодії з центральною частиною САК ГПА, системою керування подачею палива, антипомпажними клапанами та давачами.

У випадку реконструкції ГПА допускається розробка АПР як автономного виробу, що реалізовує функції антипомпажного регулювання одночасно для декількох агрегатів.

Вимоги для автономного АПР визначаються технічним завданням:

- АПР призначений для реалізації функції антипомпажного регулювання та захисту відцентрового нагнітача на всіх режимах роботи ГПА;

- АПР повинен здійснювати самотестування та тестування АПК, а також передавання параметрів процесу антипомпажного регулювання в САК ГПА;

- АПР повинен забезпечувати режим багатоконпонентного селективного керування антипомпажним клапаном АПК, тобто здійснювати передачу керування тому вхідному сигналу, який відповідає більшому відкриттю АПК. Шифр абонента, що керує АПК, повинен визначатися та передаватися в САК ГПА.

Антипомпажний захист:

- ідентифікація помпажу з формуванням сигналу "Помпаж";

- переривання помпажу, що виник внаслідок форсованого відкриття АПК з подальшим переходом в режим регулювання;

- формування сигналу "вимога АЗ" (аварійна зупинка) при ідентифікації неусувного помпажу.

Керування антипомпажним клапаном може виконуватися сигналами регуляторів, що входять до складу АПР; сигналами АПР кожного з агрегатів групи у випадку послідовного з'єднання неповнонапірних ВЦН; сигналом від оператора САК ГПА; сигналом від САК КЦ.

До додаткових функцій САК ГПА можна віднести [1] також керування двигуном, а саме:

- керування повітряспрямовуючим апаратом, клапанами перепуску повітря тощо на всіх режимах агрегату;

- керування подачею пального в камеру згоряння на всіх режимах;

- можливість підтримувати задану частоту обертання силової турбіни і частоту обертання двигуна на робочих режимах;

- запобігання виходу параметрів двигуна в зону аварійних значень шляхом автоматичного перемикавання САК в режим обмежувачого регулювання за відповідним параметром;

- досягнення високої якості регулювання завдяки побудові системи автоматичного керування з використанням принципів адаптивних систем; та оптимальне керування цеховим обладнанням, яке передбачає розподіл навантаження між агрегатами компресорного цеху і цехами компресорної станції, яке дає змогу забезпечити заданий режим за мінімальних витрат з забезпеченням необхідної безпеки.

Крім цього, оптимальне керування цеховим обладнанням передбачає регулювання температури на виході компресорного цеху.

## **Висновок**

Сформульовано основні функції системи автоматизованого антипомпажного захисту та регулювання відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів, які експлуатуються на докачуючих компресорних станціях підземних сховищ природного газу, що дає змогу обґрунтовано розробити методологічні засади для створення системи автоматизації процесів антипомпажного захисту та регулювання.

## **Література**

1 Продовиков С., Макаров А., Бунин В., Черников А. Опыт автоматизации сложных промышленных объектов на примере газокompресорных станций. Системная интеграция // Нефтегазовая промышленность. – 1999. – № 2. – С. 16-25.

2 Довідник працівника газотранспортного підприємства / Під заг. ред. А.А.Рудніка. – К.: Росток, 2001. – 1091 с.

3 Антипомпажное регулирование компрессоров в Дельта V // Emerson Process Management. – апрель 2002. – 9 с.; на сайте: [www.EmersonProcess.ru](http://www.EmersonProcess.ru).

4 Протипомпажная (антипомпажная) защита ТВЛ, ТК, ТН и ЭК. – 18.07.07. – 2 с.; на сайте <http://teraurus.kharkov.ua/application-pompag.htm>.

5 Технічні вимоги до систем антипомпажного регулювання відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів. Затв. наказом ДК "Укртрансгаз" 30.12.99 №399 – 9 с.

6 Казакевич В.В. Автоколебания (помпаж) в компрессорах. – М.: Машиностроение, 1974. – 246 с.

7 Гіренко С.Г., Марчук Я.С., Бенкер М.В., Богаєнко І.М., Коденський Г.С., Славінський А.К. Досвід створення і впровадження в дію програмно-технічного комплексу оперативного контролю та передачі даних про стан технологічного обладнання і виробничих показників компресорних цехів (станцій) магістральних газопроводів (ІНФО-КЦ+) // Збірка доповідей 7-ої науково-практичної конференції «Нафта і газ України – 2002». – С. 4.