

СИСТЕМА ПЕРЕДПОМПАЖНОГО ПОПЕРЕДЖЕННЯ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНОГО АГРЕГАТУ ТИПУ ГТК-10 НА БАЗІ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО КОНТРОЛЕРА МІК-51

© Слободян А.В., 2007

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Описана запропонована система передпомпажного попередження газоперекачувального агрегату (ГПА) ГТК-10 з використанням мікропроцесорного контролера МІК-51. приведений перелік і можливі значення параметрів ГПА, які необхідно контролювати і які використовуються вказаною системою передпомпажного попередження. Вказані залежності, за допомогою яких можна розраховувати об'ємну продуктивність ГПА, поправку на стиснення газу, його питому вагу перед нагнітанням, а також оцінити умову безпомпажної роботи ГПА

На сьогодні експлуатується близько 70 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) типу ГТК-10. Більшість з них без системи передпомпажного попередження і про помпаж оперативний персонал дізнається безпосередньо з його початком, коли вже немає часу для прийняття мір щодо його уникнення.

Дане питання є важливим, оскільки надійна робота ГПА можлива лише за наявності протипомпажної системи. Надійність роботи ГПА в свою чергу впливає на режим роботи газопроводу, від якого залежить безперебійна поставка газу споживачам.

Аналіз останніх досліджень та публікацій [1-9] показує, що в даному напрямку проведено недостатній об'єм досліджень і на сьогодні немає точного методу визначення віддаленості робочої точки ГПА від границі помпажу.

Безпосередньо перекачка газу здійснюється ГПА шляхом компримування газу. В газотранспортній системі України працює значна кількість ГПА різного типу. Найчисельнішими є ГПА з газотурбінним приводом з вільною силовою турбіною та відцентровим нагнітачем (ВН).

У процесі експлуатації газопроводу помітно змінюються тиск і температура на вході у ВН, витрата газу, кількість паралельно працюючих ГПА, що викликає відповідні зміни режимних параметрів на виході компресорної станції (КС) [1]. Режим роботи нагнітача ГПА постійно змінюється під час експлуатації. Це пов'язано із зміною споживання газу, складу газу, умов навколишнього середовища, а також змін щодо технічного стану ГПА в цілому.

Основними параметрами роботи ГПА є тиск газу на вході $P_{вх}$ та тиск газу на виході ВН $P_{вих}$,

частота обертів ротора ВН, температура газу на вході та на виході ВН, температура продуктів згорання перед турбіною високого тиску (ТВТ)

При нормальному режимі роботи ГПА регулювання параметрів роботи добре досліджено. До цього часу успішно працюють системи автоматики, які введені в експлуатацію ще в 70-х роках минулого століття. Важливою є проблема роботи ГПА в режимах близьких до помпажу та безпосередньо при ньому, особливо для ГПА, які не обладнані сучасними протипомпажними системами.

Помпаж – це зрив потоку газу з лопаток колеса нагнітача з можливим проривом його з нагнітального патрубка у всмоктуючий, що супроводжується значною вібрацією, шумом, різкою зміною робочих параметрів ГПА. Помпаж – це коливальний процес, кожен помпажний удар зменшує моторесурс ГПА мінімум на 50 мотогодин [2].

Більшість сучасних систем автоматичного керування (САК) ГПА визначають робочу точку та запас до помпажу шляхом розрахунку витрати газу через всмоктувальний конфузур нагнітача і порівняння її з статичними характеристиками нагнітача в координатах: степінь стиску – об'єм перекачки (непрямий метод). Перевагами непрямого методу є можливість „бачити” поточну витрату газу через нагнітач і відслідковувати тенденцію зміни режиму газопроводу і ГПА задовго до виникнення помпажу. До недоліків непрямого методу відносять низьку (в кращому випадку до 10%) точність визначення границі помпажу. Це пов'язано з неточністю методу вимірювання витрати газу шляхом визначення перепаду тиску на звужувальному конфузурі dP_k .

Суть прямого методу полягає у вимірюванні пульсації dP_k . При аналізі коливань газового потоку у нагнітачі є можливість визначити дійсну границю помпажу і розширити робочу область нагнітача до границі передпомпажної зони [3]. Перевагою даного методу є його масовість (не потрібно конкретних характеристик за типами нагнітача), незалежність від точності вимірювання dP_k (головне – це динаміка зміни параметру). Недоліком, на нашу думку, є те, що використовуючи тільки прямий метод оперативний персонал (ОП) КС за умови роботи ГПА на значній відстані від помпажної зони не може відчувати поступового наближення до неї.

Магістральний газопровід в цілому, з точки зору теорії автоматичного керування, є досить інерційним об'єктом. Враховуючи це, у випадку отримання ОП повідомлення від системи, що працює за прямим методом, про передпомпажний режим, внесення змін в режим роботи ГПА не встигне вплинути на режим газопроводу, отже згодом виникне помпаж і САК почне відкривати антипомпажний клапан (АПК), якщо він взагалі наявний. Якщо САК налаштована таким чином, що вона відкриває АПК ще в передпомпажній зоні, то помпажу вдається уникнути, але таким шляхом доводиться значний час працювати з відкритим байпасним краном, що викликає зниження ККД КС та перевитрату паливного газу.

На даний час кожний виробник САК ГПА реалізує функції визначення робочої точки ГПА, передпомпажного попередження та протипомпажного регулювання. Для ефективного протипомпажного регулювання необхідна швидкодіюча регулююча арматура. Незважаючи на рівень технічного прогресу до недавнього часу монополістом в виробництві регулюючої арматури великих (до 1000мм) умовних проходів та робочих тисків (до 7,5 МПа) була Нідерландська фірма "Mokveld" з запатентованим регулюючим клапаном (рис.1) [4]. Характерними особливостями протипомпажного клапана "Mokveld" є:

- відсутність додаткової енергії на перестановку клапана,
- невеликий розмір корпуса,
- лінійна характеристика приводу,
- малий час відклику на керуючий вплив,
- висока швидкодія,
- точність позиціонування до 1%,
- надійна робота.

Наприкінці 2006 р. комплексне протипомпажне рішення на ринок виставила компанія "Fisher", яка запевняє, що в них можна придбати надійний, швидкодіючий протипомпажний клапан разом з приводом та цифровим протипомпажним

контролером FIELDVUE, система може монтуватись та обслуговуватись в польових умовах [5] (рис. 2).

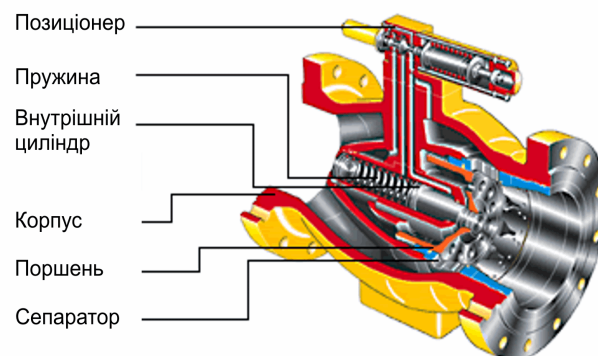


Рис. 1. Протипомпажний клапан фірми "Mokveld"

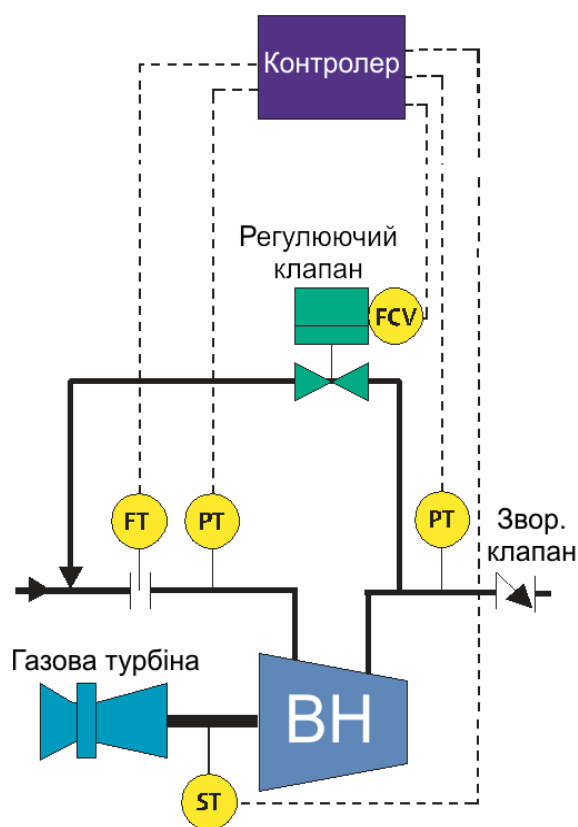


Рис. 2. Загальна схем протипомпажного регулювання фірми "Fisher"

Контролер аналізує значення тисків на вході та на виході нагнітача PT , об'єм перекачаного газу FT , оберти ротора нагнітача ST і на основі цих даних формує керуючий вплив FCV .

Серед вітчизняних розробок варто відзначити пристрій протипомпажного захисту УЗП-03 (АТ «СНІКО»), який працює за прямим методом і аналізує лише один параметр газового потоку - dP_k . Аналіз динамічної складової цього сигналу дає змогу зробити висновок про початок помпажних явищ на

лопатках робочого колеса нагнітача. Керуючим впливом УЗП-03 є перепуск газу з виходу нагнітача на його вхід. Керуючий вплив подається тільки в момент попадання робочої точки в передпомпажну зону. У даному випадку робоча точка буде знаходитися набагато ближче до границі помпажу, ніж при використанні непрямого методу. УЗП-03 має два вихідних канали: попереджувальний та аварійний. Попереджувальний – при попаданні робочої точки в передпомпажну зону або в зону «м'якого» помпажу, подає команду на відкриття протипомпажного клапану. Аварійний – при «жорсткому» помпажі, подає команду аварійної зупинки в САК ГПА [3].

В класичному непрямому методі при визначенні віддаленості робочої точки до границі помпажу необхідно знати значення самої границі помпажу. У світовій практиці прийнято визначати її експериментальним шляхом приблизно один-два рази на рік шляхом підведення робочої точки до зони помпажу. Бажано визначити не менше трьох точок. Таким чином, агрегат буде введено в зону помпажу 3-6 разів. Кожний помпажний удар зменшує моторесурс агрегату мінімум на 50 мотогодин [2].

Головним параметром при визначенні віддаленості робочої точки від границі помпажу є поточна приведена витрата газу через нагнітач, що визначається з dP_k , що має значну змінну складову, яка становить 5-20% від рівня контрольованого сигналу. Крім того, розрахунок значення приведеної витрати містить у собі похибку виміру всіх параметрів, що використовуються для розрахунку витрати газу (тиск та температуру з боку всмоктування, оберти приводу), та похибку розрахунку, що використовує табличні значення.

Помпаж – це коливний процес, отже оцінювати його потрібно за допомогою динамічних, а не статичних критеріїв. Тільки в такому випадку можна отримати реальну картину тих процесів, що відбуваються в потоці газу. Існують методи аналізу коливних параметрів, що дають можливість оцінити стан потоку газу і визначити перед- та помпажні коливання. Вони дозволяють відійти від існуючої практики визначення меж помпажних зон експериментально, що скорочує моторесурс ГПА.

Спеціалістами АТ «СНІКО» були проведені дослідження роботи нагнітача RF-2BB-30 на ГПА ГТК-10І у передпомпажній зоні з метою підтвердження існування передпомпажної зони та визначення параметрів коливальності газового потоку в перед- та помпажній зоні. До складу ГТК-10І входить газотурбінний двигун (ГТД) General Electric нагнітач RF-2BB-30 та САК ГПА General Electric. Після аналізів результатів були зроблені наступні висновки:

– технічні вимоги щодо розробки та впровадження САК ГПА потребують змін та доповнень;

– тільки після реновації або модернізації САК ГПА з урахуванням цих вимог можна буде вважати їх системами, що фіксують не тільки статичну, а й динамічну складову процесу;

– модернізована система повинна мати можливість в автоматичному режимі вести діагностування обладнання і газового тракту нагнітача, мати агрегатну, цехову і станційну системи протипомпажного захисту і регулювання, вести оптимізацію режиму роботи агрегату, цеху і станції в цілому [6].

Після аналізу останніх досліджень та публікацій приходимо до наступних висновків:

– існуючі протипомпажні системи закордонного виробництва скоріш за все є діючими та повинні забезпечувати заявлені на них характеристики;

– закрита внутрішня архітектура мікропроцесорних елементів закордонних систем не дозволяє в повній мірі зрозуміти алгоритми її функціонування;

– ринок вітчизняної арматури не має в наявності засобів плавного регулювання потоку газу високого тиску та витрати, отже даний елемент протипомпажної системи ще деякий час повинен бути імпортом;

– в Україні ведеться дослідницька діяльність над створенням ефективного методу аналізу перед- та помпажних режимів роботи нагнітача.

Отже, невирішеною частиною проблеми є створення системи передпомпажного попередження (СПП) та визначення робочої точки ГПА, яка б поєднувала переваги кожного з методів розрахунку запасу до помпажу.

Тому метою даної статті є створення СПП з достатньою для надійної роботи ГПА точністю та швидкодією.

Встановлення СПП є коштовним, оскільки зазвичай протипомпажні системи входять в САК ГПА і встановлюються із заміною автоматики. Даний процес є тривалий, крім того заміна САК ГПА в найближчому часі запланована на невеликій кількості КС. З огляду на вище наведене, практична цінність недорогої системи передпомпажного попередження є значною. Автономна СПП є єдиним способом зберегти від наслідків помпажу моторесурс ГПА, на яких немає сучасної САК.

Нами розроблена система, яка складається первинних перетворювачів, програмованого логічного контролера, блоку перетворення інтерфейсів та робочої станції з встановленою на ній SCADA системою на іншим програмним забезпеченням (рис. 3).

В табл. 1 наведено технологічні параметри ГПА, контроль яких необхідний для роботи системи, технічні характеристики каналів вимірювання та необхідні первинні перетворювачі.

Таблиця 1 – Вхідні параметри ГПА, контроль яких необхідно здійснювати для реалізації запропонованої системи СПП

N п/п	Назва параметра	Канал	Давач	Діапазон зміни параметра	Вихід. сигнал
1.	Перепад тиску газу на звужуючому конфузорі	dP_k	Honeywell 3000 series	0-15 МПа	4-20мА
2.	Тиск газу на вході нагнітача	$P_{вх}$	TEX UAG97L	0-10,0 МПа	4-20мА
3.	Тиск газу на виході нагнітача	$P_{вих}$	TEX UAG97L	0-10,0 МПа	4-20мА
4.	Частота обертів ТВТ	$n_{ТНТ}$	ВЦТ-1/L	0-5000 об/хв	інтерфейс*
5.	Частота обертів ТНТ	$n_{ТНТ}$	ВЦТ-1/L	0-5000 об/хв	інтерфейс*

Всі вище приведені параметри, окрім dP_k , використовуються системою централізованого контролю та управління (СЦКУ) ГПА.

Ці дані заведено в програмований мікропроцесорний контролер МІК-51.

МІК-51 – це компактний малоканалний багатофункціональний промисловий мікропроцесорний контролер, призначений для автоматичного регулювання і логічного керування технологічними процесами [7].

Далі приведемо короткий опис математичного апарату для визначення запасу до помпажу класичним методом. Для визначення продуктивності нагнітача НЗЛ 520-12-1 визначають перепад тисків dP_k на всмоктувальних камерах на ділянці між вхідним патрубком нагнітача та входом в робоче колесо [8].

Обробка поверхні в конфузорі з допуском 0,1 мм забезпечує ідентичність їх виготовлення та рівність коефіцієнтів витрати всмоктувальних камер всіх однотипних нагнітачів. Отвори для відбору

тиску перед всмоктувальною камерою повинні розміщуватись на вхідному трубопроводі перед патрубком нагнітача.

Об'ємну продуктивність нагнітача (в м³/хв) визначають за формулою:

$$Q_{ec} = Al \sqrt{\frac{dP_k}{\gamma}}, \quad (1)$$

де dP_k - перепад тиску на всмоктувальній камері, мм.рт.ст.; γ - відносна вага газу перед нагнітачем, кг/м³; A - коефіцієнт витрати, який обчислюється по результатах тарування камери з допомогою витратомірної діаграми на випробувальному стенді (однотипні нагнітачі мають однакові значення коефіцієнта A), для нагнітача 520-12-1 $A=128,8$; l - поправка на стиснення газу в камері, яка також обчислюється за результатами тарування камери.

Питома вага газу перед нагнітачем визначається так:

$$\gamma_n = \frac{1033}{293R} = \frac{35,2}{R}, \quad (2)$$

де R - газова стала.

Обчислення l для величини показників адиабати газу $k = 1,31$ здійснюється таким чином:

$$l = 1 - 1,385 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\Delta P}{P_{вх}}. \quad (3)$$

Знаючи об'ємну продуктивність нагнітача, її можна порівняти з номінальною об'ємною продуктивністю нагнітача при даному режимі роботи ГПА. Для цього слід визначити степінь стисливості газу і за допомогою номограми провести обчислення наближеності ГПА до точки помпажу. Для автоматизації розрахунків криві з номограми (всього 9 кривих) апроксимовані поліномами 3-го порядку, коефіцієнти яких записані в програму контролера і відповідна крива інтерполюється в реальному часі.

Умова безпомпажної роботи ГПА [9]:

$$\frac{Q_{ec}}{Q_{ec \min}} > 1,1, \quad (4)$$

де $Q_{ec \min}$ - мінімальна продуктивність для даної відносної приведенної частоти обертання ротора ГПА (по характеристиці нагнітача).

Верхній рівень системи розроблено з використанням демонстраційної версії SCADA пакету Simatic WinCC. Система не має надскладних елементів керування, тому, маючи базові знання SCADA систем, її можна легко реалізувати в тому ж середовищі, в якому розроблено САК КС – цим самим зекономити значні кошти на купівлю SCADA пакету. Якщо на об'єкті немає жодного SCADA пакету або є об'єктивні причини, що не дозволяють його модернізувати, можна придбати недорого SCADA систему від виробника контролера МІК-51.

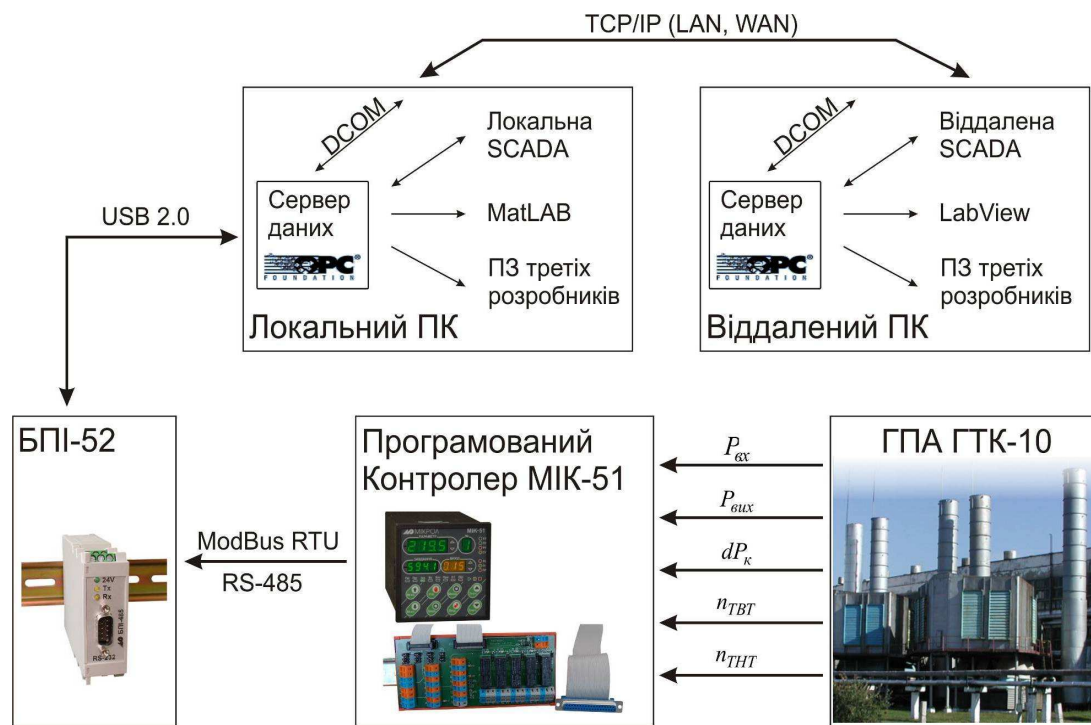


Рис. 3. Блочна схема запропонованої системи СПП

Вартість обладнання для одного ГПА обмежується 10 тисячами гривень, що робить її доступною на кожній КС.

Розроблена система дає можливість визначати методом перепаду тиску на звужувальному конфузурі робочу точку ГПА та визначати запас до помпажу.

Новизна запропонованої системи СПП полягає у можливості одночасного використання різних методів визначення запасу до помпажу, що дозволить поєднати переваги вищеписаних систем та компенсувати їх недоліки. Впровадження системи не вимагає масштабних робіт та заміну існуючої системи автоматики а лише доповнює її.

Застосування програмованого логічного контролера (ПЛК) в системі передпомпажного попередження дозволяє вносити зміни в логіку роботи контролера, що є необхідною умовою при проведенні досліджень та розробці нових та вдосконаленню існуючих методів.

Описану вище систему СПП введено в дослідну експлуатацію на КЦ-2 Долинського ЛВУМГ УМГ "Прикарпаттрансгаз" на ГПА ГТК(ГТНР)-10 шляхом аналізу dP_k , $P_{вх}$, $P_{вих}$, $n_{ТНТ}$. На даному етапі обчислення проводяться за класичним методом. Збір даних здійснюється мікропроцесорним програмованим контролером МІК-51.

1. Громов А.В., Гузанов Н.Е., Хачикян Л.А. Эксплуатационнику магистральных газопроводов: Справочное пособие. – М.: "Недра", 1987.
2. Ніцета В.В., Свістельник О.В., Мамонов А.І., Таргонський В.О. Помпажні явища та їх вплив на моторесурс ГПА // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2006. – № 3(39). – С. 6–7. – № 4(40). – С. 11–13.
3. Ніцета В.В., Скулкін М.М., Суханов Є.О., Пономаренко С.А. Десятирічний досвід експлуатації системи протипомпажного захисту типу УЗП-03 на КС «Ромни» Сумського ЛВУМГ // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2006. – № 2(38). – С. 8–11.
4. www.mokveld.com.
5. www.EmersonProcess.com/Fisher.
6. Ніцета В.В., Свістельник О.В., Пателюх П.І., Чижман Г.М. Дослідження роботи нагнітача RF-2BV-30 газоперекачувального агрегату у передпомпажній зоні // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2006. – № 4(40). – С. 15–17.
7. Контроллер Малоканальный Многофункциональный Микропроцессорный МИК-51. Руководство по эксплуатации ПРМК.421457.005 РЭ1,2. – Івано-Франківськ, 2006. – 128с.
8. Гуріненко В.М. Особливості розробки системи протипомпажного захисту нагнітача типу 520-12-1 цеху ГТК-10 // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2005. – № 3(33). – С. 15–16.
9. Розгонюк В. В., Хачикян Л. А., Григіль М. А. та ін. Експлуатаційникові газо-нафтового комплексу / Довідник. – К.: "Росток", 1998.

