

## ОСОБЛИВОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ УНІФІКОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧОЇ СИСТЕМИ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ СТАНЦІЙ НА БАЗІ ОБЛАДНАННЯ SIMATIC S7 ТА IP GPRS ТЕХНОЛОГІЇ

*І.В. Назаренко*

*Управління магістральних газопроводів «Київтрансгаз», пр. Комарова, 44,  
тел. +38(044) 239-77-65, e-mail: niv@ktg.com.ua*

*Розглянуто і проаналізовано функціональне призначення, структуру, об'єкти контролю та управління контрольованого пункту газорозподільної станції магістральних газопроводів.*

*Реалізовано алгоритми захисту споживачів природного газу шляхом визначення і запобігання значних перепадів тиску в газопроводах на виході ГРС.*

*З метою уніфікації обладнання і процедур управлінн, запропоновано апаратно-програмні засоби на базі PLC нової серії Simatic S7-1200.*

*Особливістю впровадженої системи є застосування IP GPRS роутерів для комунікації з вищими рівнями систем диспетчерського керування компресорними станціями.*

*Розроблена система впроваджена і перебуває в експлуатації на ГРС «Орлівка» Чернігівського ЛВУМГ УМГ «Київтрансгаз».*

*Ключові слова: магістральний газопровід, лінійно-виробниче управління магістральних газопроводів, контрольований пункт газорозподільної станції, алгоритми захисту, уніфікація апаратно-програмних засобів, система автоматизованого керування.*

*Рассмотрено и проанализировано функциональное предназначение, структура, объекты контроля и управления контролируемого пункта газораспределительной станции магистральных газопроводов.*

*Реализованы алгоритмы защиты потребителей природного газа путем определения и предотвращения значительных перепадов давления в газопроводах на выходе ГРС.*

*С целью унификации оборудования и процедур управления предложены аппаратно-програмные средства на базе PLC новой серии Simatic S7-1200.*

*Особенностью внедренной системы является использование IP GPRS роутеров для коммуникации с высшими уровнями систем диспетчерского управления компрессорными станциями.*

*Разработанная система внедрена и эксплуатируется на ГРС «Орловка» Черниговского ЛПУМГ УМГ «Киевтрансгаз».*

*Ключевые слова: магистральный газопровод, линейно-производственное управление магистральных газопроводов, контролируемый пункт газораспределительной станции, алгоритмы защиты, унификация аппаратно-программных средств, система автоматизированного управления.*

*The functional mission, structure, objects of the control and management of the supervised point of gas distribution stations (SP GDP) main gas pipelines is considered and analysed.*

*Realisation of algorithms of protection of consumers of natural gas by definition and prevention of considerable pressure differences in the gas pipelines on exit GDS is executed.*

*For the purpose of unification of the equipment and management procedures are offered it is hardware-software means on the basis of PLC new series Simatic S7-1200.*

*Feature of the introduced system is use IP GPRS of routers for communications with highest levels of systems of dispatching management of compressor stations (DM CS).*

*The developed system is introduced and maintained on GDS «Orlivka» Chernigiv's LMMMGP MMGP «Kiev-transgaz».*

*Keywords: main gas pipeline (MGP), linearly-manufacture management of main gas pipelines (LMMMGP), supervised point of gas distribution stations (SP GDS), algorithms of protection, unification of hardware-software tools, automated controlling system.*

### **Вступ**

Газорозподільні станції (ГРС) є складовою частиною газотранспортної системи та одним з основних об'єктів диспетчерського управління і призначені для забезпечення споживачів проектними об'ємами газу з визначеними тиском, вологістю, ступенем очищення від механічних домішок і одоризації. Контрольований пункт газорозподільної станції (КП ГРС) - об'єкт інфраструктури ГРС, що забезпечує функції контролю, керування, а також комунікаційні функції з вищими рівнями систем диспетчерського керування компресорними станціями (ДК КС).

Аналіз сучасного стану систем диспетчерського керування газотранспортною системою України [1] свідчить, що на підприємствах газотранспортної галузі експлуатуються системи різних поколінь і виробників, що створювалися і вводилися в експлуатацію поетапно з метою вирішення окремих завдань. Під час створення даних систем не враховувались такі актуальні сьогодні принципи, як уніфікація, можливість нарощування і модернізації, відповідність міжнародним стандартам, надійність. Такий стан призвів до неоднорідності процедур управління, несумісності обладнання і неоднозначності

результатів вимірювань технологічних параметрів за однакових умов.

Для вирішення одного із завдань диспетчерського керування компресорними станціями (керування системою ГРС), пропонується уніфікована інформаційно-керуюча система газорозподільних станцій на базі нової серії PLC Simatic S7-1200 з можливістю комунікації на основі IP GPRS технології.

#### Метою впровадження КП ГРС є:

- забезпечення ефективного функціонування ГРС, як об'єкта лінійно-виробничого управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ);
- підвищення рівня автоматизації технологічних процесів на ГРС;
- підвищення ефективності використання технологічного обладнання ГРС;
- підвищення надійності і безпеки експлуатації технологічного обладнання ГРС;
- організація процедур захисту в аварійних ситуаціях;
- забезпечення оперативності і достовірності інформації про хід технологічних процесів та стан обладнання;
- зменшення витрат і часу на технічне обслуговування обладнання ГРС;
- підвищення рівня безпеки споживачів газу.

#### Призначення і об'єкти КП ГРС

КП ГРС призначений для оперативного контролю технологічних параметрів ГРС малої та середньої потужності в усіх режимах функціонування та автоматичного і автоматизованого керування технологічним процесом (визначається технічними умовами окремо для кожної ГРС).

Система автоматизованого керування (САК) КП ГРС є системою контролю технологічних параметрів з функціями керування технологічними процесами розподілу газу, що функціонує в складі автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСКТП) ЛВУМГ.

Об'єктами контролю для КП ГРС є:

1) основне технологічне обладнання ГРС в складі:

- вузол перемикання;
- вузол запобіжної арматури (запобіжні скидні і запірні клапани);
- вузол редукування газу;
- вузол очищення газу;
- вузол підігрівання газу;
- вузол вимірювання витрати газу;
- вузол одоризації газу.

2) допоміжне технологічне обладнання ГРС в складі:

- підсистема комерційного обліку газу;
- підсистема пожежної сигналізації;
- підсистема охоронної сигналізації;
- підсистема електроживлення;
- підсистема електрохімічного захисту (EX3);
- підсистема газовиявлення;
- підсистема опалення.

На рис. 1 зображено узагальнену структуру КП ГРС.

САК КП ГРС побудовано на базі програмованого логічного контролера (ПЛК) Siemens нової серії (Simatic S7-1200) із застосуванням необхідної кількості модулів розширення. Людино-машинний інтерфейс на нижньому рівні реалізовано на базі сенсорної (touch screen) операторної панелі (Siemens TP 177B). Зв'язок із первинними вимірювальними пристроями та виконавчими об'єктами здійснюється через блоки УСО та сигнальні модулі введення-виведення (DI, DO, AI) контролера Simatic S7-1200. Зв'язок з локальними САК здійснюється на основі інтерфейсів (RS-485 і ModBus RTU) через відповідні комунікаційні процесори PLC [2, 3].

Передумовами для швидкого і ефективного впровадження запропонованої системи є застосування сучасних апаратно-програмних засобів на базі обладнання Simatic S7. Підтримка PLC Simatic S7-1200 шини Industrial Ethernet дає змогу виконати безпосереднє з'єднання з IP GPRS роутером, і в такий спосіб, організувати практично необмежену (обмежується зоною покриття оператора стільникового зв'язку) безпроводну комунікацію з вищими рівнями системи ДК КС на основі протоколу TCP/IP. На верхньому рівні використовується SCADA InTouch зі стандартним OPC-сервером.

Основними перевагами запропонованої і розробленої САК КП ГРС є:

- застосування як каналотворюючого обладнання IP GPRS роутерів "IRZ роутер" [3] (рис. 1), (можлива підтримка двох операторів мобільного зв'язку з автоматичним перемиканням між ними), що дає змогу організувати некомутований резервований канал передачі даних на базі шини Ethernet і протоколу TCP/IP зі швидкістю передавання даних до 171.2 Кбіт/с;

- за допомогою САК КП ГРС реалізуються алгоритми захисту споживачів природного газу від значних перепадів тиску.

САК КП ГРС реалізує алгоритми захисту споживачів природного газу (підсистема «Захист»).

#### Алгоритм роботи вузла редукування з одним регулятором тиску газу в ланках редукування

На рис. 2 зображено функціональну схему вузла редукування з одним регулятором тиску газу в ланках редукування.

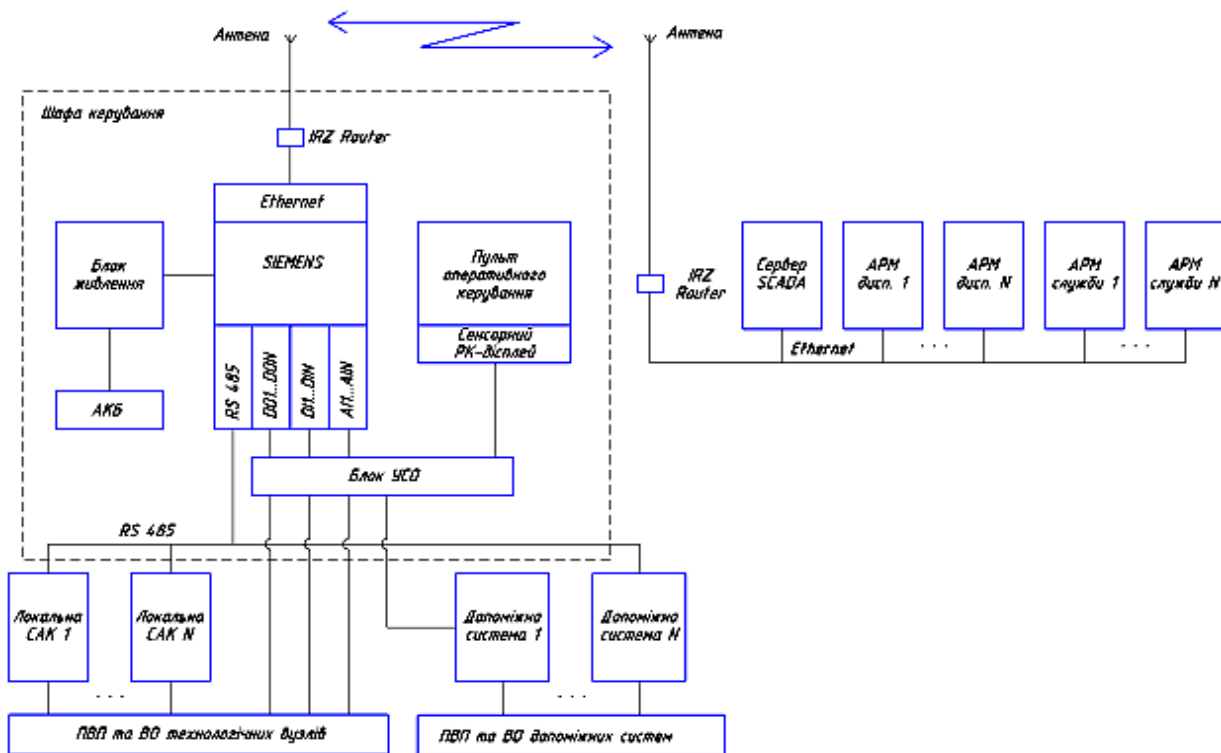
#### Вихідними даними для алгоритму є:

- РТ-2 налаштований на робочий тиск  $P_{\text{вих.}}$ ;
- РТ-1 налаштований на робочий тиск  $P_{\text{вих.}}$  мінус 10%;
- КПП-2 – відкритий, КПП-1 – відкритий, тиск на вході  $P_{\text{вх.}}$ .

#### При цьому можливі такі робочі ситуації:

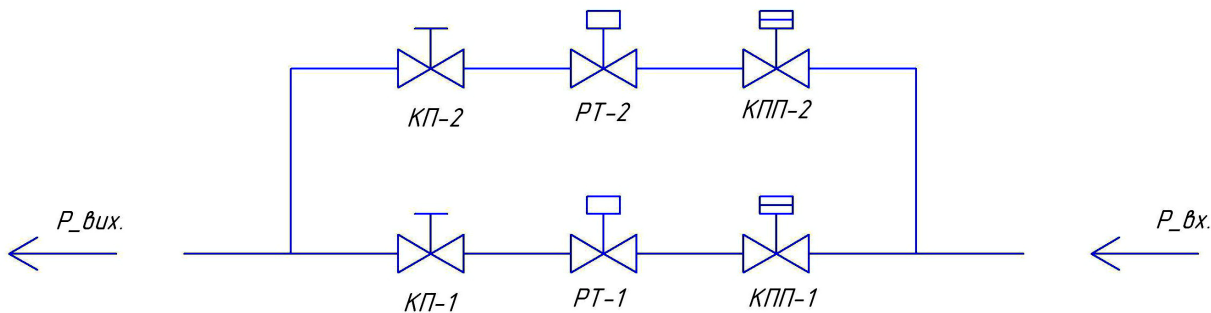
- підвищення тиску після вузла редукування вище рівня  $P_{\text{вих.}}$ .

РТ-2 повинен припинити подавання газу, якщо РТ-2 припиняє подавання газу, то очіку-



АКБ – акумуляторна батарея; Блок УСО – блок узгодження системних об’єктів;  
 DO – (Digital Output – цифрові модулі виведення даних;  
 DI – (Digital Input – цифрові модулі введення даних;  
 AI – (Analog Input – аналогові модулі введення даних;  
 CP IE/RS-485 – (Communication Processor – комунікаційний процесор для узгодження протоколів Industrial Ethernet і RS-485); ПВП – первинні вимірювальні пристрої; ВО – виконавчі об’єкти;  
 IRZ-роутер – радіочастотний прийомо-передавач з технологією IP GPRS

Рисунок 1 – Узагальнена структура контрольованого пункту газорозподільної станції. Реалізація алгоритмів функціонування підсистеми «Захист»



$P_{вх}$  – вхідний тиск газу;  $P_{вих}$  – вихідний тиск газу; РТ – регулятор тиску;  
 КП – крани пробкові з ручним приводом; КПП – крани з пневмо(гідро)приводом

Рисунок 2 – Функціональна схема вузла редукування з одним регулятором тиску газу в ланках редукування

ється зниження тиску після вузла редукування нижче рівня  $P_{вих}$ , РТ-2 підтримує тиск на робочому рівні, ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих}$ .

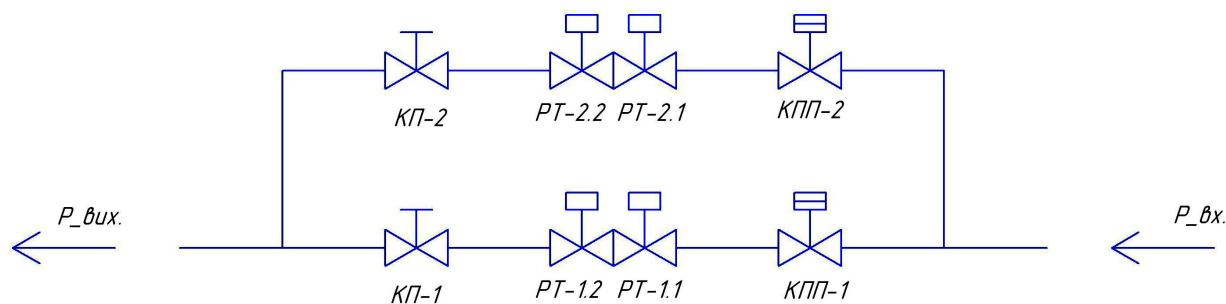
Якщо РТ-2 не припиняє подання газу (вийшов з ладу), то закривається КПП-2, очікується зниження тиску перед вузлом редукування до рівня  $P_{вих}$  мінус 10%; РТ-1 підтримує тиск на рівні  $P_{вих}$  мінус 10%, ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих}$  мінус 10%.

- зниження тиску після вузла редукування нижче рівня  $P_{вих}$ .

РТ-2 повинен підтримувати тиск на рівні  $P_{вих}$ .

Якщо РТ-2 підтримує тиск на рівні  $P_{вих}$ , то ГРС працює у штатному режимі.

Якщо РТ-2 не підтримує тиск на рівні  $P_{вих}$  (вийшов з ладу), то закривається КПП-2, тиск після вузла редукування знижується до рівня  $P_{вих}$  мінус 10%, РТ-1 підтримує тиск на рівні



$P_{вх}$  – вхідний тиск газу;  $P_{вих}$  – вихідний тиск газу;  
 РТ-1.2, РТ-2.2 – регулятори тиску, «регулятори-активи»;  
 РТ-1.1, РТ-2.1 – регулятори тиску, «регулятори-монітори»;  
 КПП-1, КПП-2 – крани з пневмо(гідро) приводом;  
 КП-1, КП-2 – крани пробкові з ручним приводом

**Рисунок 3 – Вузол редукування з двома послідовно встановленими регуляторами тиску газу в ланках редукування**

$P_{вих}$  мінус 10%, ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих}$  мінус 10%.

Після спрацювання підсистеми «Захист» ремонтна бригада повинна виїхати на ГРС для ремонту регулятора тиску, який вийшов з ладу. Крім того, підсистема «Захист» передбачає режим відлагодження.

#### Алгоритм роботи вузла редукування з двома послідовно встановленими регуляторами тиску газу в ланках редукування

На рис. 3 зображено функціональну схему вузла редукування з двома послідовно встановленими регуляторами тиску газу (актив + монітор) в ланках редукування.

#### Вихідними даними для алгоритму є:

- РТ-2.2 налаштований на мінімальне значення робочого тиску  $P_{вих.min}$ ;
- РТ-2.1 налаштований на максимальне значення робочого тиску  $P_{вих.max}$ ;
- РТ-1.2 налаштований на мінімальне значення робочого тиску  $P_{вих.min}$ ;
- РТ-1.1 налаштований на максимальне значення робочого тиску  $P_{вих.max}$ ;
- КПП-2 – відкритий, КПП-1 – закритий, тиск на вході  $P_{вх}$ .

#### При цьому можливі такі робочі ситуації:

- підвищення тиску після вузла редукування вище рівня  $P_{вих.min}$

РТ-2.2 повинен припинити подавання газу.

Якщо РТ-2.2 припиняє подавання газу, то очікується зниження тиску після вузла редукування нижче рівня  $P_{вих.min}$ , РТ-2.2 підтримує тиск на робочому рівні, ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих.min}$ .

Якщо РТ-2.2 не припиняє подавання газу (вийшов з ладу), то тиск підвищується до рівня  $P_{вих.max}$  і РТ-2.1 повинен припинити подавання газу.

Якщо РТ-2.1 припиняє подавання газу, то очікується зниження тиску після вузла редукування нижче рівня  $P_{вих.max}$ , РТ-2.1 підтримує тиск на робочому рівні, ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих.max}$ .

Якщо РТ-2.1 не припиняє подавання газу (вийшов з ладу), то відкривається КПП-1, при цьому регулятори тиску РТ-1.2 та РТ-1.1 – закриті, закривається кран КПП-2, очікується зниження тиску після вузла редукування до рівня  $P_{вих.min}$ ; регулятор тиску РТ-1.2 підтримує тиск на рівні  $P_{вих.min}$ , ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих.min}$ .

- зниження тиску після вузла редукування нижче рівня  $P_{вих.min}$

РТ-2.2 повинен підтримувати тиск на рівні  $P_{вих.min}$ .

Якщо РТ-2.2 підтримує тиск на рівні  $P_{вих.min}$ , то ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих.min}$ .

Якщо РТ-2.2 не підтримує тиск на рівні  $P_{вих.min}$  (вийшов з ладу), то відкривається КПП-1, закривається КПП-2, регулятор тиску РТ-1.2 підтримує тиск на рівні  $P_{вих.min}$ , ГРС працює у штатному режимі, робочий тиск  $P_{вих.min}$ .

Після спрацювання підсистеми «Захист», ремонтна бригада повинна виїхати на ГРС для ремонту регулятора тиску, який вийшов з ладу. Крім того, підсистема «Захист» передбачає режим відлагодження.

#### Алгоритм роботи вузла редукування з двома послідовно встановленими регуляторами тиску газу в ланках редукування

На рис. 4 зображено графік зміни в часі тиску газу на вході ГРС, який використовується для реалізації алгоритму типу «розрив газопроводу на вході ГРС».

Нижче наведено послідовність визначення змінних і аналітичні вирази для реалізації алгоритмів підсистеми «Захист».

$$a = c \cdot \cos(\alpha);$$

$$b = c \cdot \sin(\alpha);$$

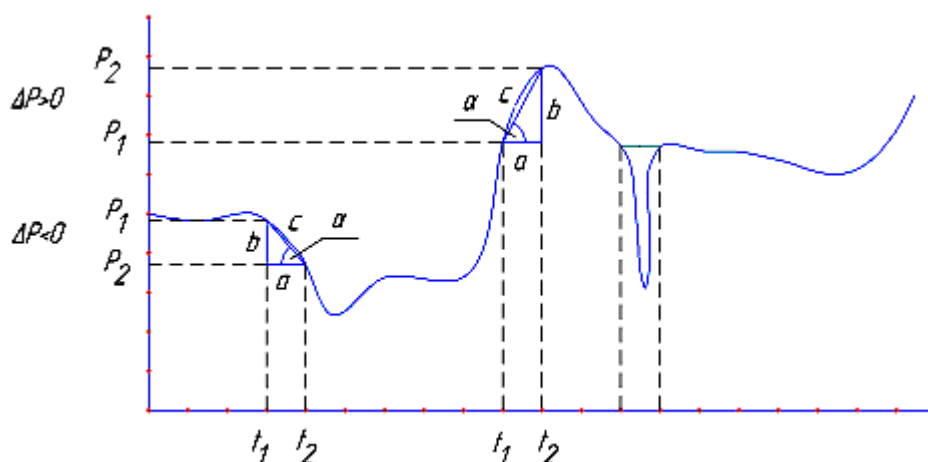
$$\Delta t = t_2 - t_1;$$

$$\Delta t \neq 0;$$

$$\Delta P = P_2 - P_1 = P(t_2) - P(t_1).$$

де:  $\Delta P$  – значення зміни тиску в магістральному газопроводі;



Рисунок 4 – Графік зміни в часі тиску газу  $P$  на вході ГРС

$\Delta t$  – інтервал часу, за який визначається зміна тиску в магістральному газопроводі.

$$\operatorname{tg}(\alpha) = \frac{\sin(\alpha)}{\cos(\alpha)} = \frac{b}{a} = \frac{\Delta P}{\Delta t} \approx \frac{dP}{dt}$$

Тоді:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} \text{ – швидкість зміни функції.}$$

За визначеними параметрами формуються сигнали:

при  $\operatorname{tg}(\alpha) \leq 0.27$  – сигнал «Норма»;

при  $0.27 < \operatorname{tg}(\alpha) \leq 0.58$  – сигнал «Попередження»;

при  $0.58 < \operatorname{tg}(\alpha)$  – сигнал «Розрив газопроводу на вході ГРС».

Дослідно-проектні роботи виконано у відповідності до галузевих стандартів: СОУ 60.3-30019801-050:2008 – «Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів» [5]; СТП 320.30019801.092-2001 – «Системи автоматичного керування газорозподільними станціями. Основні технічні вимоги» [6]; СОУ 60.3-30019801.036:2006. – «Автоматизовані системи керування лінійною частиною магістральних газопроводів. Програмно-технічні засоби» [7].

### Реалізація уніфікованої інформаційно-керуючої системи КП ГРС

На рис. 5 зображено уніфіковану інформаційно-керуючу систему газорозподільних станцій на базі обладнання Simatic S7 та IP GPRS технології.

На рис. 6 зображено вікно технологічної схеми (SCADA «InTouch») уніфікованої інформаційно-керуючої системи ГРС на базі обладнання Simatic S7 та IP GPRS технології.

### Висновки:

Розроблена уніфікована інформаційно-керуюча система газорозподільних станцій на базі обладнання Simatic S7 та IP GPRS технології забезпечує:

- організацію некомутованого каналу передавання даних між ГРС та диспетчером;

- контроль диспетчером відповідного підрозділу основних технологічних параметрів ГРС;

- можливість дистанційного керування обладнанням ГРС;

- реалізацію на нижньому рівні, захисту споживача від різких перепадів тиску на виході ГРС;

- відпрацювання алгоритму «розрив газопроводу», оперативне попередження диспетчера.

Впровадження інформаційно-керуючої системи КП ГРС дасть змогу у відповідності з п.4.2. СТП 320.30019801.033–2001 – «Правила технічної експлуатації газорозподільних станцій магістральних газопроводів» [8], перейти від періодичного обслуговування ГРС двома операторами до періодичного обслуговування ГРС одним оператором, а у подальшому - до централізованої форми обслуговування (без обслуговуючого персоналу ГРС), коли комплекс планових, профілактичних і ремонтних робіт виконується один раз на 7 діб персоналом відповідної служби (ЛЕС, КВПіА, служби ГРС і обліку газу тощо), підрозділу (ЛВУМГ, ВУПЗГ тощо) згідно з графіком.

### Література

1 Назаренко І.В. Аналіз сучасного стану систем диспетчерського керування газотранспортною системою / І.В. Назаренко // Вісник Хмельницького національного університету. – 2007. – №2. – С. 40-42. – (Том 1, Технічні науки).

2 Николайчук М.Я. Організація інформаційних каналів промислового зв'язку та їх діагностування в системах диспетчерського керування компресорними станціями на базі обладнання Simatic S7-300 / М.Я. Николайчук, І.В. Назаренко // Наукові вісті Галицької академії. – 2009. – № 2(16). – С. 37-44.

3 Назаренко І.В. Організація і компоненти систем диспетчерського керування компресорними станціями / І.В. Назаренко, М.Я. Николайчук // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – №21. – С. 83-86.

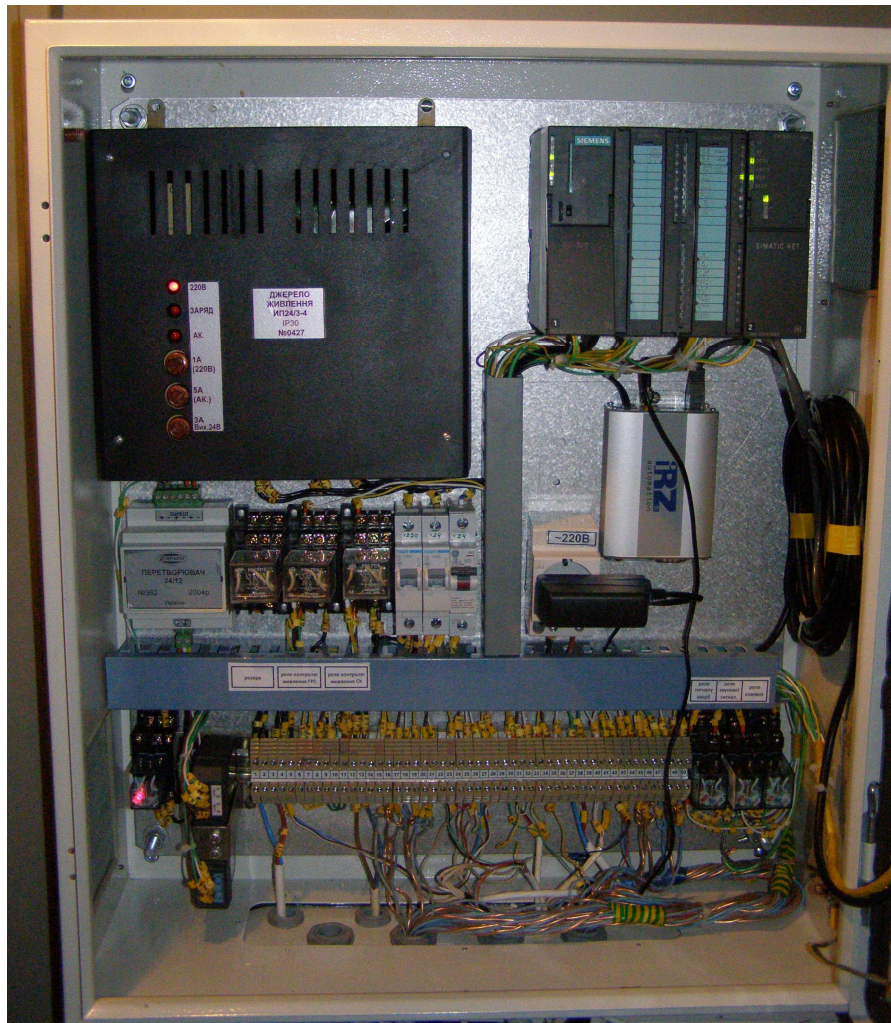


Рисунок 5 – Уніфікована інформаційно-керуюча система газорозподільних станцій на базі обладнання Simatic S7 та IP GPRS технології

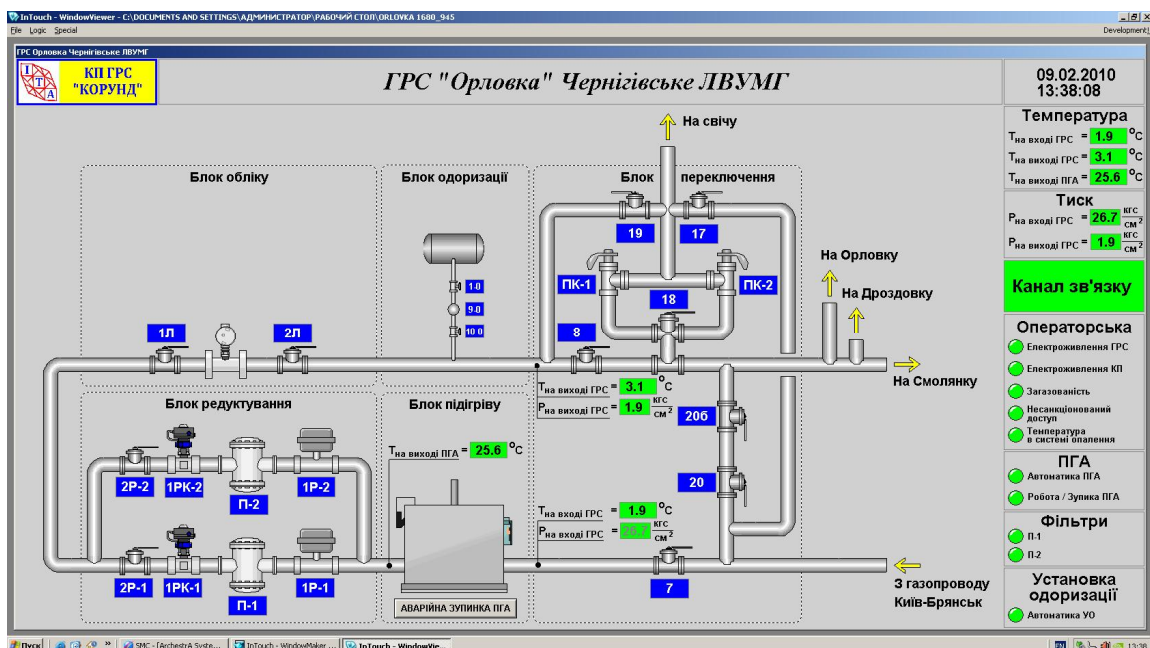


Рисунок 6 – Вікно SCADA «InTouch» - технологічна схема уніфікованої інформаційно-керуючої системи газорозподільних станцій на базі обладнання Simatic S7 та IP GPRS технології

4 ERZ75iX Twin EDGE/GPRS Router. Руководство пользователя. IRZ<sup>®</sup> automation. – Редакция 2010-03-11. – 58 с.

5 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів. СОУ 60.3-30019801-050:2008. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2008. – 198 с.

6 Системи автоматичного керування газорозподільними станціями. Основні технічні вимоги. СТП 320.30019801.092:2001. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2001. – 177 с.

7 Автоматизовані системи керування лінійною частиною магістральних газопроводів. Програмно-технічні засоби. СОУ 60.3-30019801.036:2006. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2006. – 56 с.

8 Правила технічної експлуатації газорозподільних станцій магістральних газопроводів. СТП 320.30019801.033:2001. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2001. – 177 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
29.07.10

*Рекомендована до друку професором*  
**Заміховським Л.М.**