

ТРУБОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ

НОВІ РОЗРОБКИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ, ТРАНСПОРТУВАННЯ І ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

3 (63) | ТРАВЕНЬ | ЧЕРВЕНЬ | 2010



Про нараду в Ужгороді з проблемних питань функціонування ГТС України під головуванням Міністра палива та енергетики України Юрія Бойка читайте на с. 3

трубопровідний ТРАНСПОРТ

НОВІ РОЗРОБКИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ, ТРАНСПОРТУВАННЯ І ЗБЕРЕГАННЯ ГАЗУ

3(63) | ТРАВЕНЬ | ЧЕРВЕНЬ | 2010



НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
"НАФТОГАЗ УКРАЇНИ"
NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY
"NAFTOGAZ OF UKRAINE"

Науково-виробничий журнал.
Заснований ДК "Укртрансгаз" у 2000 р.
Зареєстровано в Міністерстві юстиції України.
Свідоцтво про реєстрацію
№13970–2943 Р від 21.05.2008 р.
Передплатний індекс 23694.
Наклад 7000 прим.

Головний редактор – **Клюк Б.О.**, к.т.н.
Заступник головного редактора – **Беккер М.В.**
Відповідальний секретар – **Жук В.І.**

Редакційна колегія:
Андрішин М.П., к.т.н.; **Бабієв Г.М.**, к.т.н.,
академік Української нафтогазової академії (УНГА);
Бабій Б.А.; **Вечерік Р.Л.**; **Драганчук О.Т.**, д.т.н.;
Зарубін Ю.О., д.т.н., академік УНГА;
Зяченко Ю.Д., **Капцов І.І.**, д.т.н., академік УНГА;
Ковалко М.П., д.т.н., академік УНГА;
Коломєєв В.М., академік УНГА;
Крижанівський Є.І., д.т.н., професор;
Кучерук М.В., академік УНГА; **Лохман І.В.**;
Марчук Я.С., академік УНГА; **Орлов І.О.**, к.т.н.;
Півень В.П.; **Піскорський В.О.**;
Пономаренко І.О., академік УНГА;
Пономарьов Ю.В., к.т.н., академік УНГА; **Рудко В.В.**;
Сакун М.Ю., академік УНГА; **Середюк М.Д.**, д.т.н.,
професор; **Соляник В.Г.**, к.т.н.; **Сороченко Д.М.**;
Табак М.О.; **Тимків Д.Ф.**, д.т.н., професор;
Фик І.М., д.т.н., академік УНГА; **Флюнт Р.О.**;
Химко М.П.; **Шимко Р.Я.**, к.т.н.;
Шлапак Л.С., д.т.н., професор.

Відповідальний секретар **В.І. Жук**
тел. (044) 461-24-55
Художньо-технічний редактор **Л.Р. Мілевська**
Літературні редактори: **О.В. Семенюк**
О.К. Покуса
Дизайн **П.П. Тяпко**
Фото **С.В. Блінов**

Підписано до друку 12.07.2010 р.
Формат 60x90/8. Друк офсетний. Папір крейдований.
Інформаційні матеріали надсилати за адресою:
01021, м. Київ, Кловський узвіз, 9/1
НАЦ ДК "Укртрансгаз"
тел./факс: (044) 461-24-71
e-mail: infoglyad.utg@naftogaz.net



Шановні колеги!

Поздоровляю вас із святом – Днем Конституції України!

У 1996 р. Верховна Рада України, висловлюючи суверенну волю громадян нашої держави і спираючись на багатовікову історію українського державотворення, на світовий досвід, прийняла Основний Закон України.

Конституція увійшла в суспільне життя як головний оберіг державності і демократії, гарант незалежності і соборності України. Її найвища юридична сила, верховенство права, політична, економічна та ідеологічна багатоманітність – фундаментальні засади, на яких ґрунтується сьогодення і вибудовується майбутнє українського народу.

Основним положенням Конституції є турбота про життя, здоров'я, честь, гідність, недоторканість та безпеку кожного громадянина.

Керівництво ДК “Укртрансгаз” неухильно виконує норми Конституції, захищає право на працю, докладаеть всіх сил для соціального захисту працівників компанії, збереження та підвищення добробуту їх сімей, забезпечення належного життя пенсіонерам компанії.

Від усієї душі зичу вам міцного здоров'я, довгих років життя, миру та благополуччя, звершення усіх планів заради світлого майбуття рідної України!

Директор ДК “Укртрансгаз”



С.О. Вінокуров



Р.Л. ВЕЧЕРІК

3 Краще менше, але краще!

Г.М. БАБІЄВ

6 Ренесанс російсько-українського співробітництва у газовій галузі

виробництво

В.В. РУДКО, О.С. ПОПОВ, В.П. ДЯДІН, Є.А. ДАВИДОВ

10 Деякі особливості діагностування магістральних газопроводів зі сталі марки X-70

Я.М. КРАСНОШТАН

12 Транзит міжнародного телекомунікаційного трафіку – наступний крок розвитку відомчого зв'язку

Ю.З. ГОДОВАНСЬКИЙ, М.Л. БІЛЯВСЬКИЙ

14 До питання впровадження когенераційних установок у систему роботи газорозподільних станцій

С.Л. ШЕРЕМЕТ, О.М. БУЛАВІН, О.О. СОРОКІН, Л.Д. ДАНИЮК, С.В. ЛОЗНЯ, А.Ю. КОРОЛЬОВ

16 Система автоматичного керування газомотокомпресором 10 ГКНА 1/31-64 "Пума 2.1"

Л.Г. НЕСТЕРЕНКО

18 Теплоутилізаційна установка на КС-17 "Тальне" – інвестиційний проект в газовій промисловості України

співпраця з журналом "Газовая промышленность"

А.В. СУДАРЕВ, А.А. ХАЛАТОВ, В.Б. СУДАРЕВ

20 Оценки и анализ технических требований к газотурбинным приводам ГПА газотранспортной системы Украины

В.А. КРУПИН, П.В. МОРОЗОВ, В.В. ХУХЛЯКОВ, С.Д. АЛЬТШУЛЬ

24 Система управления КС "Волоколамская" на базе МСКУ-СС-5000-02

за матеріалами міжнародної преси

М.Л. БІЛЯВСЬКИЙ

26 Застосування підземних систем регулювання тиску газу при будівництві нових станцій розподілення газу в Україні

людина і справа

Д.М. СОРОЧЕНКО, О.В. СЕМЕНЮК

26 Ремонт з душею, або Досягнення наукової психології у проєкції на модернізацію української газотранспортної системи

виставки, наради, конференції

І.О. ОРЛОВ

29 Про участь працівників ДК "Укртрансгаз" у роботі Міжнародного виставкового промислового форуму "Патон Експо 2010"

надійність газотранспортної системи України

30 Теплий прийом будівельників через 30 років

наші ювіляри

О.В. ГОЛОВКІН

31 Будівельно-монтажній фірмі "Укргазпромбуд" – 35 років



Краще менше, але краще!



Р.Л. Вечерік,
ДК "Укртрансгаз"

На території КС "Ужгород"

11 червня на КС "Ужгород" УМГ "Прикарпаттрансгаз" під головуванням Міністра палива та енергетики України Юрія Анатолійовича Бойка відбулася нарада з проблемних питань функціонування ГТС України. З цього приводу відповідальний секретар журналу "Трубопровідний транспорт" В.І. Жук звернувся за коментарями до учасника наради, начальника управління ДК "Укртрансгаз" Р.Л. Вечеріка.

Щонайперше хотілося б відзначити той факт, що нарада під головуванням міністра Ю.А. Бойка відбулася не деінде, а на робочому об'єкті. Чому саме на компресорній станції "Ужгород"? Відповідь на це запитання можна сформулювати зі слів самого міністра. Він зацентрував увагу присутніх на зразковий стан станції. Було очевидним, що за кілька днів облаштувати такий порядок неможливо. Тобто, все, що ми побачили, було реальним відображенням дійсного стану підприємства і аж ніяк не тимчасовими декораціями у зв'язку з відвідинами міністра.

Від самого входу територія об'єкта виглядає напрочуд охайною. До кожного приміщення ведуть чисті тротуарні доріжки. Обабіч них – зелені насадження. Клумби доглянуті. А стрункі пишні дерева, немов почесна варта, віддають честь кожному, хто входить. Немає жодного накопичення бруду, характерного для територій подібного призначення. Підприємство дотримується абсолютно всіх норм екологічної безпеки. Газоперекачувальні агрегати оснащені газотурбінними двигунами нового покоління. Системи автоматичного керування працюють на основі сучасних мікропроцесорних систем. Використання нового вітчизняного обладнання дає можливість підвищити ефективність виробничих показників компресорної станції. Зокрема, оптимізувати коефіцієнт корисної дії газоперекачувальних агрегатів, зменшити річні витрати паливного газу та значно зменшити викиди шкідливих речовин в атмосферу. Високі технічні показники забезпечують якість роботи станції на рівні світових стандартів. Це, у проекції на загальну ситуацію, є вагомим внеском у



зміцнення позицій української газотранспортної системи як основного транзитера російського газу. Відмінний стан компресорної станції "Ужгород" та бездоганна дисципліна персоналу свідчать про те, що керівництво підприємства невпинно докладає зусиль до підтримання всіх складових об'єкта у належному стані.

Компресорна станція "Ужгород" управління магістральних газопроводів "Прикарпаттрансгаз" входить до переліку основних фондів та виробничих засобів Закарпатського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів. Це один з найпотужніших підрозділів газотранспортного комплексу України, що надійно забезпечує транзит природного газу в країни Західної Європи, а також здійснює його постачання українським споживачем. Упродовж багатьох років Закарпатське ЛВУМГ очолює заслужений працівник промисловості України, депутат обласної ради Федір Васильович Лукіта. Він пройшов шлях від майстра з капітального ремонту до начальника управління. Причому завдання управління залишалось незмінним – транзит російського природного газу. Під керівництвом Ф.В. Лукіти злагоджено працює високопрофесійний колектив, який налічує понад чотири сотні фахівців. Очолюване ним підприємство належить до потужного промислового потенціалу України. Треба відзначити, що Федору Васильовичу вдається напрочуд результатив-



Зліва направо:
Я.С. Марчук, О.О. Ледида,
Ю.А. Бойко, С.М. Бакулін,
С.О. Вінокуров

поєднувати накопичений досвід та вимоги сьогодення. Його підхід до організації виробництва та безкомпромісне відчуття реалій – хороший приклад для інших керівників. До речі, міністр Ю.А. Бойко зробив окремий наголос на тому, що всі підприємства газотранспортної галузі повинні мати за взірць об'єкти такого рівня, як компресорна станція "Ужгород".

Завдяки такій особливій виїзній нараді присутні не лише сповна відчували виробничу атмосферу, а ще й отримали орієнтири для власної діяльності. Так і має бути. Це відродження найкращих традицій газової галузі. Нарада розпочалася о дев'ятій годині ранку і тривала на годину довше запланованого часу, тобто дві з половиною години. На це були цілком вагомі підстави. В обговоренні взяли активну участь директори управлінь магістральних газопроводів і філій. Усіма організаційними питаннями опікувався директор Департаменту з питань нафтової, газової та нафтопереробної промисловості Костянтин Васильович Бородін. Зокрема, за його підписом складено протокол наради. Взагалі, рівнем організації були задоволені всі учасники заходу. На нараді були присутні голова правління НАК "Нафтогаз України" Є.М. Бакулін, директор ДК "Укртрансгаз" С.О. Вінокуров, керівники філій, управлінь магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" та інші фахівці галузі. Одним словом, увесь основний оплот галузі. У вступному слові міністр Ю.А. Бойко, як уже зазначалося, закликав присутніх усвідомити важливість відповідності об'єктів газотранспортної системи вимогам сучасних світових стандартів. Як приклад для наслідування була визначена компресорна станція "Ужгород". Можна сказати, не випадкове місце зльоту учасників наради. Ключовим мотивом зібрання був заклик зняти "рожеві окуляри" і не виходити за межі здорового оптимізму. По суті, було вказано на необхідність оптимізації об'єктів ГТС. Як на мене, то подивитись правді в очі не завадило б ще років зо два тому. Підтримка на належному рівні газотранспортної системи, яка на часі вже дуже "зморена", потребує неабиякого фінансування. Корозія, неякісні труби – те, що маємо. Кошти, які виділяються на ремонт, як зазначив Ю.А. Бойко, це маленька крапля, яка "розмазується" там, де рветься, але в цілому не може оптимізувати ситуацію. Накласти муфту – тимчасове поліпшення стану окремого відрізка і не більше. Звісно, це надважливо у проекції на безпеку експлуатації. Однак сьогодні на порядку денному питання експлуатації. Справа у тому, що ми маємо багато об'єктів, але не всі, на жаль, експлуатуються на повну потужність. Наприклад, газопроводи "Торжок-Долина", "Івацевичі-Долина", "Північний Кавказ-Центр". Ремонтні роботи там відбуваються регулярно. Робочий стан обладнання підтримується у належному стані. Однак воно не задіяне. Нова стратегія реконструкції передбачає оптимізацію подібних об'єктів, якби жорстко це не звучало.

На нараді було рекомендовано затвердити програму капітальних інвестицій ДК "Укртрансгаз" у сумі близько 2 млрд. грн. Я не володію інформацією про витрати цих інвестицій, але можу сказати, що кошти будуть спрямовані на вирішення чітких завдань нової стратегії реконструкції ГТС. Які основні чинники створення цієї стратегії? Як відомо, Росія робить ставку на "Північний потік". Мається на увазі Штокманське газове родовище. Воно розташоване в Баренцовому морі. За попередніми оцінками, його запаси оцінюються в 4 трлн. м³ газу. Це родовище повинне було стати основним джерелом постачання газу до Європи та Америки. Проте на часі Америка долає дефіцит енергоносіїв за рахунок так званого сланцевого газу. І це вже не міф. Це – реальність. Причому у конкретних цифрах – 10% споживаного США газу є сланцевим. Сланцевий газ – різновид природного газу, який отримують зі звичайних осадових порід. Про існування сланцевого газу було відомо ще кілька десятиліть тому. Але видобувати його було надто складно і надто дорого. Завдяки новим технологіям цей процес вдалося вдосконалити і здешевити. Видобуток сланцевого газу став цілком доступним. На думку експертів, на території США є досить великі об'єми сланцевого газу. Такі, що їх вистачить як мінімум років на сто. Відтак зрозуміло, що зріджений природний газ зі Штокманського родовища Америці виявився зайвим. Приблизно 55 млрд. м³ газу піде в Європу "Північним потоком" при виході на проектний режим, значна частина якого буде за рахунок зменшення транзиту з білоруського і українського напрямків. Така перспектива суттєво впливає на формування нашої української стратегії. До того ж не треба забувати про можливість побудови газопроводів "Південний потік". Згідно з планами, його експлуатація почнеться у 2015 р. Його проектна потужність – 63 млрд. м³ газу. Це кричущі факти, і їх треба брати до уваги.

Відрядно, що у ході наради рішення щодо майбутнього української газотранспортної системи приймалися з огляду на реальні світові події. Завдання, які були поставлені перед учасниками наради, можна виокремити в кілька основних позицій: впровадження найкращих технологій, дотримання виконавської дисципліни, покращання фінансування. Куди буде спрямований перший кредит? На поліпшення лінійної частини магістральних газопроводів, і в першу чергу експортних. Щодо обладнання об'єктів ГТС пріоритетним було визнано напрям співробітництва з вітчизняними виробниками. Основою програми реконструкції компресорних станцій має бути розробка і впровадження сучасних українських газотурбінних двигунів, газоперекачувальних агрегатів і систем управління з високим коефіцієнтом корисної дії. Кінцева мета всіх програм реконструкції – доведення параметрів української ГТС до рівня надійності, економічності, методів обслуговування, екологічних критеріїв до сучасних світових стандартів. Сьогодні на компресорних станціях України домінуючим



Міністр палива та енергетики України Ю.Бойко формулює чіткі завдання

є використання газових турбін стаціонарного типу. З огляду на нову стратегію реконструкції ГТС перевага буде надана електропривідним газоперекачувальним агрегатам із регульованою частотою обертів нагнітача. За умови комплексного підходу до питання застосування електроприводу є економічно вигідним.

З посиланням на протокол наради можна чітко сформулювати напрацьовані рішення. Учасниками наради були поставлені такі завдання:

- забезпечити виконання Програми реконструкції, технічного переоснащення, розширення та планово-попереджувальних ремонтів об'єктів ДК "Укртрансгаз" на 2010 рік з проведенням щомісячного детального аналізу цільового використання коштів на Програму;
- оптимізувати роботу ГТС шляхом максимального використання електропривідних компресорних станцій;
- затвердити програму капітальних інвестицій ДК "Укртрансгаз" на 2010 р. у сумі 1 973 101 тис. грн.;

■ додатково, за рахунок економії паливного газу, в план капітального будівництва на 2010 р. по мірі готовності проектно-кошторисної документації включити:

– по Більче-Волицько-Угерському ПСГ – замінити САК ГПА Ц-16 на САК ГПА "Сіменс" на 4 агрегатах (№20–23) цеху №1а з установкою клапана-дозатора виробництва Вовчанського агрегатного заводу; замінити енергетичне обладнання і монтаж систем підігріву агрегатних кранів №№1, 2, 6 кошторисною вартістю 64,7 млн. грн.;

■ побудувати диспетчерські пункти компресорних станцій в УМГ "Прикарпаттрансгаз" у кількості 10 штук та УМГ "Харківтрансгаз" у кількості 17 штук кошторисною вартістю 105 млн. грн.;

■ за рахунок коштів, які залучаються за механізмами Київського протоколу, замість проекту "Будівництво цеху компресорної станції "Бердичів" з електропривідними газоперекачувальними агрегатами розглянути питання фінансування проекту "Впровадження пересуваних компресорів для зменшення обсягів природного газу, що випускається в атмосферу при проведенні ремонтних робіт на ділянках газопроводів" у сумі близько 23 млн. євро. Продовжити роботи з розбирання проектно-конструкторської документації на проект "Будівництво цеху компресорної станції "Бердичів" з електропривідними газоперекачувальними агрегатами" за рахунок коштів, передбачених планом капітальних інвестицій;

■ внести пропозиції на урядовому рівні щодо виведення предмету закупівлі "Послуг з внутрішньотрубною діагностики ділянок магістральних трубопроводів, на яких камери запуску засобів очистки та діагностики розташовані за межами України" з-під дії чинних нормативно-правових актів у сфері закупівель на державні кошти; щодо прийняття Верховною Радою України Закону України "Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів" (реєстраційний №0960) з урахуванням пропозицій ДК "Укртрансгаз";

■ прискорити процес передачі існуючих та ново-збудованих газорозподільних мереж ДК "Укртрансгаз" дочірнім компаніям НАК "Нафтогаз України";

■ опрацювати питання створення на базі сервісних компаній ДК "Укртрансгаз" сервісної дочірньої компанії НАК "Нафтогаз України";

■ розглянути можливість передачі непрофільних активів ДК "Укртрансгаз" в існуючій структурі НАК "Нафтогаз України";

■ підготувати та надати Мінпаливенерго матеріали для сприяння в отриманні у 2010 р. позитивного висновку Міністерства охорони навколишнього природного середовища та Міністерства культури і туризму на проект землеустрою з відведення земельної ділянки в тимчасове користування для виконання робіт з винесення магістрального газопроводу "Союз" зі зсувонебезпечної ділянки на 1532–1535 км, яка розташована у Красноградському та Зачепилівському районах Харківської області, та забезпечити їх безумовне виконання;

■ протягом 2010 р. розробити Програму реконструкції ГРС по ДК "Укртрансгаз" на період 2011–2025 рр. з урахуванням Програми поетапного переведення експлуатації ГРС ДК "Укртрансгаз" на централізовану форму експлуатації на період 2010–2015 рр. та Концепції створення автоматичних газорозподільних станцій (АГРС) в ДК "Укртрансгаз";

■ здійснити перегляд НВР 320.300.19801.014-2000 "Норми аварійного запасу матеріалів для магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" із врахуванням сортаменту та товщини стінки труб і привести у відповідність з переглянутими нормами фактичний аварійний запас до кінця 2011 р.;

■ забезпечити виконання організаційно-технічних заходів щодо впровадження міждержавних стандартів ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009 "Метрологія вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звукувальних пристроїв. Методика виконання вимірювань".

Особливу увагу хотілося б звернути на доповідь ректора Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Крижанівського Євстахія Івановича – лауреата Державної премії України у галузі науки і техніки, заслуженого діяча науки і техніки України, доктора технічних наук, професора. Як уже було зазначено, його виступ відбувся експромтом. Як кажуть, він опинився у потрібному місці і в потрібний час. Його думка була дуже цікавою для всіх присутніх на нараді і, зокрема, для міністра Ю.А. Бойка. Йшлося про більш активну інтеграцію науки у виробництво. Тут доцільно буде навести факти з історії університету, який забезпечує нашу галузь високоосвіченими фахівцями вже понад сорок років. Як відомо, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу є єдиним навчально-науковим закладом нафтогазового профілю в Україні. Це потужний навчальний і науковий центр, відомий не тільки в Україні, а й далеко за її межами. Випускникам вузу належить більшість оригінальних проектів для нафтогазової галузі. Причому успішно реалізованих проектів! Наука супроводжувала створення найбільшої у світі газотранспортної системи та плідно долучалася до освоєння газових родовищ. Сьогодні саме час максимально активізувати наукові дослідження і спрямувати їх на оптимізацію процесів вдосконалення української ГТС. Доповідь Є.І. Крижанівського стала приводом до організації наступної наради. Міністр дав доручення директорві ДК "Укртрансгаз" С.О. Вінокурову провести нараду з метою налагодження і зміцнення контактів між науковцями і виробниками. Знову таки – відродження найкращих традицій галузі!

У підсумку хочу сказати, що сьогодні час провести чітку межу між здоровим і нездоровим оптимізмом і продовжити традиції високого рівня експлуатації газотранспортної системи. Треба її зберегти і докласти максимум зусиль до оптимізації реальної ситуації. ■

Ренесанс російсько-українського співробітництва у газовій галузі



Г.М. Бабієв, к.т.н., генеральний секретар Національної газової спілки України

30 червня в Києві відбулося спільне засідання експертних робочих груп Російського газового товариства (РГТ) та Національного газової спілки України (НГСУ). На порядку денному стояли питання надійного забезпечення газом європейських споживачів, модернізація газотранспортної системи на території країн колишнього СРСР, міжнародне правове регулювання транзиту газу та формування спільного плану робіт РГТ та НГСУ. Засідання пройшло за участі російських та українських експертів газової галузі, членів наглядових рад, вчених, керівників газотранспортних підприємств та департаментів, а також представників низки європейських компаній: С.В. Алімов, М.П. Альошин, Г.І. Шмаль, С.Л. Комлев, С.І. Бурдюгов, В.В. Ліхачов, О.А. Старіков, Д.Б. Семенов, М.М. Ермолович, О.В. Уткін, А.В. Цимбал, Б.Є. Патон, В.П. Чупрун, С.І. Кучук-Яценко, Г.М. Бабієв, А.В. Іванов, О.Т. Михалевич, Енке Гільмар, Ельжбета Коссак, О.М. Слівчук, Б.О. Клюк, І.О. Пономаренко.

Національна газова спілка України і Російське газове товариство засновані у 2001 р. У 2011 р. обидві організації святкувати свій перший ювілей – десятиріччя. Співпраця керівництва НГСУ і РГТ розпочалась у кінці 2009 р. у форматі консультацій між керівниками. Здебільшого це були консультації по телефону та обмін інформацією електронною поштою. Пізніше було прийнято рішення щодо підписання спільного документа про співпрацю. Було розроблено Угоду щодо співробітництва Російського газового товариства та Національної газової спілки України. 21 травня 2010 р. у Берліні під час роботи 5-ої Міжнародної конференції “Енергетичний діалог. Росія – Європейський Союз: газовий аспект” угода була підписана президентом НГСУ, головою правління Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України” Бакуліним Євгеном Миколайовичем та президентом



Академік Б.Є. Патон та Г.М. Бабієв

Російського газового товариства, заступником голови Державної думи Російської Федерації Язєвим Валерієм Опанасовичем (див. фото Угоди).

На засіданні 30 червня прийнято спільний план роботи НГСУ і РГТ на друге півріччя 2010 р. і 2011 р. за напрямками зі створення сприятливого інвестиційного клімату для функціонування паливно-енергетичного комплексу, сприяння розвитку науково-виробничого прогресу в газовій галузі, інформаційного забезпечення. У ході засідання було напрацьовано спільну заяву, в якій йдеться про необхідність об'єднання зусиль ВАТ “Газпром” та НАК “Нафтогаз України” у напрямі створення взаємовигідних умов співробітництва.

Про враження від зустрічі з українськими колегами в інтерв'ю відповідальному секретареві журналу “Трубопровідний транспорт” В.І. Жуку розповідають перший заступник начальника Департаменту з транспортування, підземного зберігання і використання газу ВАТ “Газпром” С.В. Алімов і начальник Управління ТОВ “Газпромекспорт” С.Л. Комлев.

**Угода
щодо співробітництва
Російського газового товариства
та
Національної газової спілки України**

Керуючись намірами внести свій вклад у розвиток економічних зв'язків між Російською Федерацією та Україною, представляючи значну частину російських і українських підприємств газової промисловості, Російське газове товариство і Національна газова спілка України (в подальшому «Сторони») укладають наступну угоду:

Стаття 1

Сторони мають сприяти налагодженню ділових контактів між обома країнами і співпрацювати в інтересах взаємовигідного вирішення економічних і юридичних питань. Вони будуть приймати активну участь у розробці і винайденні нових міжнародних механізмів регулювання на всесвітньому газовому ринку, а також сприяти утворенню міжнародних інститутів по контролю за ними.

Стаття 2

Сторони підтримують створення сприятливих передумов для здійснення ділових операцій і інвестицій у газовій промисловості. Вони забезпечують експертний та інформаційний супровід нових і проектів що реалізуються. Сторони організують обмін інформацією щодо проблем загальноекономічного характеру, стримуючих здійснення нових проектів і інвестицій у них.

Стаття 3

Шляхом обміну вичерпної інформації сторони будуть допомагати один одному в налагодженні контактів з потенціальними партнерами і підприємствами в тому числі і на третіх ринках, а також в пошуках можливостей фінансування.

Стаття 4

Сторони будуть прагнути до сумісної розробки цільових комплексних програм національних ринків газу та його продукції в інтересах учасників цієї Угоди.

Стаття 5

Сторони будуть обмінюватися інформацією щодо загальних умов подальшого розвитку газової галузі у Росії та Україні та інноваційних процесах, застосованих в них, а також інформувати один одного щодо підготовки конференцій, семінарів, ділових зустрічей і запрошувати на них представників Угоди.

Стаття 6

Сторони мають оказувати сприяння один одному у роботі над підготовкою і підвищення кваліфікації співробітників апаратів Російського газового товариства і Національної газової спілки України та інформувати один одного щодо використання відповідних програм.

Стаття 7

Сторони бачать свою функцію у якості представників інтересів підприємств своїх країн. Вони мають обмінюватися інформацією щодо питань впливу підприємств і спілок газової промисловості на загальні умови економічного розвитку у своїх країнах.

Стаття 8

У рамках своєї компетенції сторони готові до розгляду подальших питань можливого взаємовигідного співробітництва.

Стаття 9

В інтересах обміну інформацією о ході виконання цієї Угоди. Сторони два рази на рік будуть проводити зустрічі по чергово у Москві та Києві.

Стаття 10

Сторони призначають по одному представнику у Москві (Російське газове товариство) та в Києві (Національна газова спілка України), на яких буде покладена функція організації взаємодії.

Стаття 11

Дана Угода набуває чинності з моменту її підписання сторонами і автоматично продовжується у кінці року (починаючи з кінця 2011 року) на наступний рік. Сторони мають право розірвати Угоду.

Здійснене у м. Москва « 21 » травня 2010 р. у двох примірниках на російській мові та на українській мові, при цьому обидва примірники мають однакову силу.

За Російське газове товариство

В.А. Язев
В.А. Язев
Президент

Російське газове товариство
125047, м. Москва,
вул. 2-га Тверська-Ямська,
буд. 16

За Національну газову спілку України

С.М. Бакулін
С.М. Бакулін
Президент

Національна газова спілка
України
04112, м. Київ,
вул. І.Гонти, 3-А, к. 2, оф. 308



В.І. Жук: Чи можна вважати, що спільне засідання РГТ та НГСУ стане практично корисним для газовиків Росії та України? Чи припускається версія, що такий захід є лише даниною загальній ідилії, тобто якщо президенти товаришують, прем'єри товаришують, то і громадські організації теж мають товаришувати?

С.В. Алімов: Це засідання аж ніяк не можна назвати декоративним, і воно, безумовно, на практиці буде корисним для обох сторін. Я глибоко впевнений у тому, що наш діалог поклав початок відродженню найкращих традицій галузі. Сьогодні, як і колись, в старі добрі часи, ми дивимось на поточну ситуацію одними очима. Ми однаково бачимо усі ті проблеми, що супроводжують нашу виробничу діяльність.

Це цілком природно, адже історично склалося так, що наші держави мають єдину газотранспортну систему. Газотранспортна система – спільне творіння, і як спільна дитина, вона потребує обопільного догляду. Цей фундаментальний факт є осно-



Медаль "За вклад в развитие газового дела в России"



Після вручення медалі академіку Б.Є. Патону. Зліва направо: академік Б.Є. Патон і заступник голови НАН "Нафтогаз України" В.П. Чупрун

вою затребування якнайшвидшого відновлення здорових взаємовідносин. Прикро, що у період яскраво вираженої самотійності визрів дуже неприємний аспект – роз'єднаність у розумінні окремих технічних проблем, нормативних документів і т.п. Отож тепер час надолужувати втрачене і спільними зусиллями формувати програми на перспективу. Це стосується і реконструкції, і ремонту, і розвитку в цілому. А найголовніше – гарантованого виконання наших спільних обов'язків щодо транзиту газу в далеке зарубіжжя.

С.Л. Комлев: Я вважаю, що нинішні діалоги як на рівні влади, так і на рівні громадських організацій не є просто показовими та поверхневими. Навпаки, сьогодні ми робимо практично все можливе, аби відродити взаємодовіру, яка була дещо втрачена через відомі січневі події 2009 р. Дійсно, так звані кризові явища боляча вдарили по наших взаємовідносинах і залишили невирішеними багато гострих проблем. Засідання РГТ та НГСУ – це зустріч професіоналів, покликана знайти відповіді на найбільш актуальні питання галузі. Причому підхід до кожного питання як з боку російських представників, так і з боку українських, є коректним та високопрофесійним і вирізняється неполітизованістю й виваженістю оцінок. Отже, такий діалог, безумовно, можна вважати корисним.

В.І. Жук: Якщо говорити про найближчі перспективи, то якою буде динаміка споживання російського газу споживачами України, європейських країн?

С.Л. Комлев: Що стосується короткострокових перспектив, тобто на 3–5 років, то перш за все відбудуватиметься відновлення попиту на газ. Як відомо, за період кризового 2009 р. попит на газ в цілому по Європі знизився на 5,6%. Відтак, слід очікувати аналогічного зростання. За прогнозами провідних світових консалтингових агенств вже на початок 2013 р. ми вийдемо на докризовий рівень споживання газу. Середньо і далекострокові перспективи споживання газу також вселяють оптимізм. Ми, в "Газпром експорті", дійшли до такого висновку, узагальнивши результати прогнозу, зробленого за останні 12 місяців найавторитетнішими міжнародними центрами прогнозування. За результатами низки досліджень, що базуються на поглибленому аналізі всього періоду споживання природного газу європейськими країнами, рівень попиту зростатиме.

Проте темпи зростання будуть незначними – приблизно 0,9%. Нагадаю, що у відповідних прогнозах на початок цього

століття значилось 3–4%. Попри низькі темпи зростання попиту на газ є підстави для досить оптимістичних прогнозів. Адже досить ймовірне значне падіння видобутку власного природного газу країнами Європи. За таких умов для країн-експортерів відкриваються величезні можливості. І в першу чергу це стосується Росії. За своїм географічним розташуванням Росія є найближчою газовидобувною країною як до Європейського Союзу, так і до Європи в цілому. Наразі об'єм європейського імпорту (експорт Норвегії та Голландії ми в данному випадку вважаємо внутрішнім видобутком) наближається до 300 млрд. м³ газу. Якщо спиратися на існуючі прогнози, то вже на кінець 2010 р. потреба Європи в імпорті природного газу становитиме приблизно 400 млрд. м³. На період 2030 р. ця цифра може сягнути 460–480 млрд. м³. Зрозуміло, що не всі країни-експортери будуть здатні витримати рівень поставок 2009 р. через виснаження їх родовищ. А це означає, що Європі доведеться вишукувати додатково приблизно 200 млрд. м³ нового газу. І не тільки вишукувати газ, а й шукати засоби його доставки на континент. І коли постає питання, чи потрібні Європі "Південний потік", "Північний потік" чи навіть "Набукко", відповідь є однозначною – так, потрібні!

В.І. Жук: А коли у тому ж контексті постає питання, чи потрібна буде українська газотранспортна система, то якою буде відповідь?

С.Л. Комлев: Відповідь є також однозначною – буде потрібна. Україна, безумовно, збереже статус важливого транзитера. Власне, розташування української газотранспортної системи гарантує її унікальність та незамінність. Але це за умови низки заходів з реконструкції, про які йшлося на нашому засіданні. У той же час українська ГТС має чітко визначені транзитні потужності. Таким чином, потреба у додаткових газопроводах пояснюється необхідністю забезпечити транзитні потужності для додаткових об'ємів газу.

В.І. Жук: Яким же має бути базовий принцип модернізації газотранспортної системи? Поміняти застаріле обладнання на сучасне зі збереженням загальних проектних параметрів чи прокладати нові труби підвищеної міцності і піднімати тиск до 100–120 Мпа?

С.В. Алімов: Замінити близько 160 тисяч кілометрів магістральних газопроводів на нові не під силу жодній економіці! До того ж у цьому немає необхідності.

Діюча газотранспортна система як Росії, так і України, була розрахована на певні транзитні потоки. І наше завдання сьогодні – підтримати відповідні проектні параметри. Для цього передбачено локальні заходи з капітального ремонту та реконструкції без втручання в конфігурацію. Якщо говорити про труби підвищеної міцності і взагалі про новітні технічні досягнення, то це доцільно розглядати у проекції на будівництво нових магістральних газопроводів. У російській системі такі газопроводи вже існують. Це “Бованенково–Ухта”, “Ухта–Торжок”, “Сахалін–Хабаровськ–Владивосток” тощо. Вони будуть працювати під тиском 100–120 Мпа.

В.І. Жук: Чи є принципи розбіжності у підходах до реконструкції української і російської ГТС?

С.В. Алімов: Ні, принципових розбіжностей не може бути. Як я зазначав у своїй доповіді, газотранспортні системи країн колишнього Радянського Союзу були створені як складові частини єдиного газотранспортного промислового комплексу СРСР. Під час проектування, будівництва, експлуатації та технічного обслуговування об’єктів застосовувались єдині норми і типові технічні рішення. Виходячи з цього, є всі підстави вважати, що завдання підтримання технічного стану об’єктів і сьогодні потребують однакових рішень та підходів до ремонту і реконструкції. Комплексна система забезпечення надійності газотранспортної системи у ВАТ “Газпром” базується на трьох складових: діагностика, комплексний ремонт, реконструкція та модернізація об’єктів ГТС. Реконструкція є одним з найважливіших інструментів забезпечення промислової та екологічної безпеки газотранспортної системи. Як обмін досвідом, наведу основні аспекти організації відповідних робіт. Газпромом розробляються та реалізуються комплексні програми реконструкції терміном, як правило, на п’ять років. Основою розробки таких програм є визначення мети та відповідних завдань, спрямованих на досягнення результатів. Причому, мета залишається практично незмінною. Це – забезпечення перспективних завдань з транспортування газу; підвищення надійності транспортування та постачання газу споживачам всіх рівнів; забезпечення промислової та екологічної безпеки газотранспортних об’єктів; підвищення економічної ефективності транспортування газу, включаючи ресурсо- та енергозбереження.

Роботи з реконструкції лінійної частини газопроводів здійснюються за двома напрямками: ліквідація “вузьких місць” для забезпечення перспективних потоків газу та зниження енерговитрат у транспорті газу; підвищення надійності та безпечності газопроводів.

В.І. Жук: Як вплине на загальну ситуацію лібералізація ринку газу в Європі?

С.Л. Комлев: На часі Європа здійснює реформу свого газового ринку. Причому важливим напрямом цієї реформи є розвиток біржової, або так званої спотової торгівлі природним газом. Що це значить? Спотова ціна – це поточна ринкова ціна, за якою у певний час і у певному місці продається реальний товар за умов негайної поставки. У такому разі ціна газу визначається як співвідношення попиту і пропозиції. На мою думку, спотова торгівля навряд чи стане домінуючим механізмом ціноутворення для європейського ринку. Принаймні, у найближчому десятилітті. Адже на відміну від британського чи американського ринків, європейський ринок є надто залежним від імпорту. Особливість європейського ринку полягає у тому, що він хоч і є досить ліквідним, але не є достатньо глибоким. Існує певна проблема з організацією конкуренції. Більша частина газу, який поступає до континентальної Європи, має так звану нафтову прив’язку. Ймовірно, така ситуація збережеться і на наступне десятиліття. Що стосується “Третього енергетичного пакету”, або плану лібералізації енергетичного ринку Європи, то ми прийняли компромісне рішення – довгострокові контракти зі збереженням нафтової прив’язки.

В.І. Жук: Вже більше року триває співробітництво між російським та українським журналами “Газовая промышленность” і “Трубопроводный транспорт”. Як, на Вашу думку, чи є корисним обмін інформацією у такий спосіб?

С.В. Алімов: Думаю, що в період відродження відносин між Росією та Україною у газовій галузі будь-які засоби будуть корисними. І особливо якщо це стосується професійних галузевих видань. Безумовно, такий обмін інформацією є досить корисним. Тим більше, подібні варіанти перевірені часом.

І у російському, і в українському виданні міститься цікава і змістовна інформація, що висвітлює проблеми та досягнення галузі. Деякі матеріали орієнтовані виключно на фахівців, і це добре. Як добре і те, що в журналах публікуються матеріали, що можуть зацікавити широке читачське коло. Зокрема, це історичні нариси. Інформація, яка подається в галузевих друкованих виданнях, дає можливість громадянам ознайомитися з фактами, як то кажуть, з перших рук. Тобто, уникнути різноманітних інформаційних пліток. Побачити технічний зріз сьогоденного стану галузі, дізнатися про її реальні проблеми та шляхи їх вирішення – це, безперечно, важливо як для українських, так і для російських читачів. А головне – можливість делегування накопиченого досвіду. А що таке вчасний обмін конструктивним досвідом? Це можливість перейняти щось, що вже спрацювало. Іншими словами – мінімізація витрат на власний досвід.

В.І. Жук: Ми маємо задум організувати конкурс на кращі тематичні публікації, зокрема, на тему діагностики обладнання газотранспортної системи. Чи можна вважати дієвим такий напрям нашого співробітництва?

С.В. Алімов: Як на мене, то чому б і ні?! Участь у конкурсі – це прагнення перемогти. Тобто максимальне розкриття потенціалу учасників. Ми маємо досвід проведення конкурсів професійної майстерності. У такій справі є досить важливим запровадження преміювання переможців за конкретні високі результати. Матеріальне стимулювання ніколи не втрачало своєї актуальності. Заохочення висококласних спеціалістів в межах окремого конкурсу є дієвим внеском у майбутні досягнення галузі.

В.І. Жук: І на закінчення нашої бесіди неофіційне запитання. Як Вам наш Київ, тобто Київ не офіційний, а червневий?

С.В. Алімов: Зазвичай я бував у Києві лише проїздом. І, зізнаюсь, це моя серйозна прогалина у географічному пізнанні України. Хоча свого часу я бував у Полтаві, Запоріжжі. Неповторний колорит цих міст та яскраве почуття гумору їх мешканців – це враження, що не забуваються. До українців у мене сформувалося особливо тепле ставлення. А разом з тим глибока повага до вашої країни. Сьогодні вдалося трохи роздивитися і Київ. Благодатне, живописне місто!

С.В. Комлев: Я давно був у Києві, ще за радянських часів. Можна сказати, до незалежної України прибув уперше. Напевно, Київ змінився і, певно, на краще. Проте я ще не встиг роздивитися ці зміни. Коли їхав в автобусі, то не мав часу дивитися у вікно – готувався до засідання. Ви ж розумієте – справи понад усе. Сьогодні ми всі сподіваємось на відродження здорових дружніх відносин між нашими організаціями.

Відтак приїздитиму до Києва частіше і з задоволенням познайомлюсь ближче з, не сумніваюсь, прекрасною столицею України!

В.І. Жук: Дякуємо за змістовну бесіду. У її ході, як і у ході засідання, відчувалася напрочуд доброзичлива атмосфера. Без фальші, предметно і змістовно. Наші сподівання на краще починають реалізуватися! ■

Деякі особливості діагностування магістральних газопроводів зі сталі марки X-70

В.В. Рудко, УМГ "Київтрансгаз",
О.С. Попов, НВЦ "Техдіагаз",
В.П. Дядін, к.т.н., **Є.А. Давидов**, к.т.н.,
 Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона

Перерви в роботі газопроводу можуть призводити до негативних процесів. Так, у випадку відключення компресорів і зниження тиску в системі зміна температурного режиму трубопроводу впливає на його напружений стан; підвищення вологості продукту у зв'язку з його охолодженням активізує хімічні процеси у застійних зонах і стає причиною розвитку шаруватого розтріскування металу труби при його насиченні воднем. Як наслідок, у найбільш напружених місцях трубопроводу можуть виникати надлишкові деформації металу труби, що викликає зниження пластичних властивостей у локальних зонах.

З 2007 по 2008 р. тільки на одному газопроводі "Уренгой–Помари–Ужгород", що проходить по території України, були зафіксовані дві великі аварії, які широко висвітлювалися в пресі. 7 травня 2007 р. транспортування природного газу з Російської Федерації в Європу по цьому газопроводу було припинено через вибух, що стався на трубопроводі поблизу села Лука Таращанського району Київської області. Вибух стався через просідання ґрунту та розгерметизацію однієї з компресорних станцій. Тоді для відновлення системи знадобилося майже два тижні.

У 2008 р. стався вибух магістрального газопроводу недалеко від селища Тягун в Іллінецькому районі Вінницької області між компресорними станціями №36 та №37. На місці вибуху утворилася вирва діаметром 10 м і глибиною 5 м. Знищено близько 30 м труби діаметром 1420 мм. Аварійним бригадам довелося перекрити ділянку газопроводу довжиною 25 км. Від газопостачання були відключені два райони повністю та два – частково.

Газопровід "Уренгой–Помари–Ужгород" побудований у 1983 р. Його загальна довжина – 4451 км, потужність – близько 30 млрд. м³ газу на рік. Довжина по території України – 1160 км, на трасі розмістилися дев'ять компресорних станцій. При прокладанні газопроводу великого діаметра в основному використовувалася сталь контрольованої прокатки марки X-70.

Листовий прокат зі сталі марки X-70 для виготовлення труб поставлявся з Японії, ФРН та Італії. Діапазон вуглецевого еквівалента в прокаті при цьому коливався від 35 до 42, причому більш високі його значення спостерігалися на італійському прокаті.

При позитивних температурах дана марка сталі та виготовлені з неї труби відповідають усім необхідним вимогам, включаючи відносно невисокий вуглецевий еквівалент, високу в'язкість руйнування і порівняно непогану зварюваність. Таким чином, сталь марки X-70 з повною підставою може використовуватися для виготовлення трубопроводів, призначених для експлуатації при позитивних температурах. Разом з тим з огляду на те, що цей клас сталей проявляє підвищену схильність до низькотемпературного шаруватого розтріскування, виникає реальна небезпека значного зниження надійності як вузлових трубчастих з'єднань, так і самої труби у випадку невеликих технологічних дефектів прокату, як правило, типу ланцюжків витягнутих неметалевих включень. Під час зупинок газокompресорних станцій і без відповідної просушки газу не можна виключити ініціювання та ріст таких типів дефектів у металі трубопроводу, особливо в зонах його руху та у місцях переходів [1]. Наявність різних смугоподібних сегрегацій у прокаті у цьому випадку тільки збільшує проблему [2].

Технічні умови на постачання імпортової сталі не мали певних спеціальних вимог до режимів прокатки, що не виключає наявність

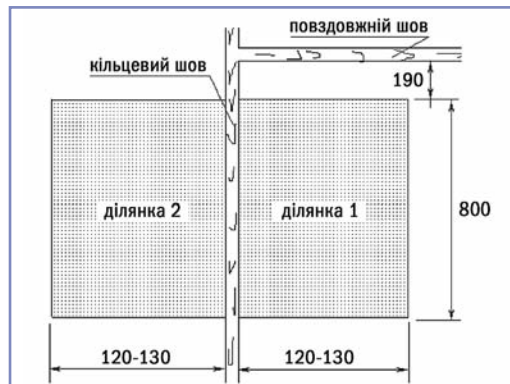


Рис. 1. Ділянка УЗК та його положення на трубопроводі

труб з яскраво вираженою текстурою і, відповідно, заниженими характеристиками в'язкості руйнування в Z-напрямку.

Для перевірки даних припущень фахівцями ПДЦ УМГ "Київтрансгаз" і ДП "ДКТБ Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАНУ" було виконано обстеження на потенційно небезпечній ділянці трубопроводу в місці переходу через крутий яр.

Основними факторами при виборі ділянки були:

- аналіз технічної документації газопроводу з метою вибору ділянок з підвищеним вуглецевим еквівалентом;
- вибір ділянки газопроводу з підвищеними згинальними та поздовжніми зусиллями, що неминучі в місцях перегинання газопроводу при підході до яру.



Рис. 2. Ділянка контролю. Фактична товщина металу МГ на ділянці контролю 15,7 (0,2 мм). Матеріал: сталь X-70

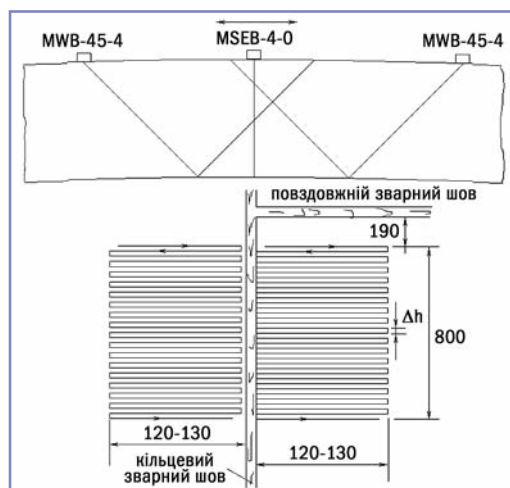


Рис. 3. Схема контролю положення похилих ПЕП перпендикулярно до кільцевого зварного шва. Крок сканування (h=2 мм)

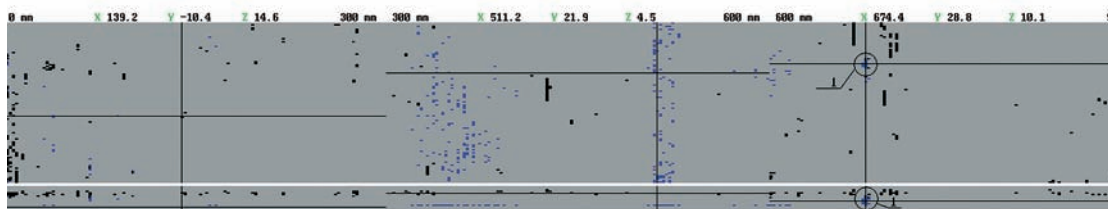


Рис. 4. Візуалізація результатів УЗК (ПЕП MSEB 4-0°) на ділянці 1: відображені несуцільності з площею відбиття більше 1,7 мм². Розмір ділянки – ширина 120 мм, довжина 900 мм. Цифрою 1 позначена об'ємна несуцільність

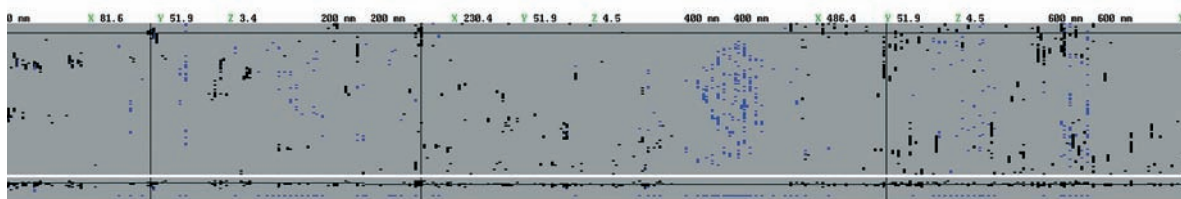


Рис. 5. Візуалізація результатів УЗК (ПЕП MSEB 4-0°) на ділянці 2: відображені несуцільності з площею відбиття більше 1,7 мм². Розмір ділянки – ширина 120 мм, довжина 800 мм

Обрана ділянка МГ була введена в експлуатацію в 1983 р. Двошовна труба на цій ділянці була виготовлена зі сталі X-70 із зовнішнім діаметром 1420 мм; товщиною – 15,6 мм.

Фактичний тиск у трубі на момент обстеження становив 7,3 МПа при проектному тиску 7,5 МПа, температура експлуатації – +35°С.

Для пошуку можливих низькотемпературних шаруватих розтріскувань в основному тілі труби та зварних з'єднань була розроблена програма обстеження, спрямована, у першу чергу, на виявлення площинних дефектів у пришовних зонах в основному металі та визначення розмірів несуцільностей.

Для визначення характеристик виявлених несуцільностей було виконано експертний ультразвуковий контроль ділянки МГ. Контроль виконувався за допомогою автоматизованої системи ультразвукового контролю P-Scan, що дає можливість робити механічне сканування з позиціонування положення перетворювачів і збереженням даних. Це дає змогу візуалізувати накопичені дані, отримані при скануванні ділянки контролю.

Ультразвуковий контроль проводився із зовнішньої поверхні труби. Зона контролю показана на рис. 1, 2. Поверхня була підготовлена механічним зачищенням пелюстковими колами до шорсткості не гірше Ra 6,3 (або Rz 40). Для визначення типу несуцільностей (площинний або об'ємний) було виконано сканування різними перетворювачами: похилим з кутом уведення 45° (частотою 4 МГц) та роздільно-сумішним з кутом уведення 0° (частотою 4 МГц). Схеми ультразвукового контролю та механічного сканування показані на рис 3.

У результаті обстеження було виявлено:

- численні неметалеві вкраплення в основному металі трубопроводу;

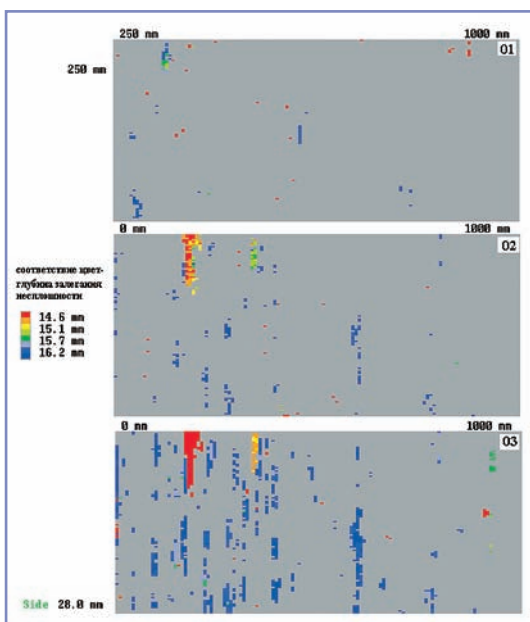


Рис. 6. Розвиток несуцільностей на реперній ділянці: візуалізація виконана при тих самих параметрах ультразвукового контролю з інтервалом у рік

- несуцільності мають виражений рядковий, витягнутий уздовж осі труби характер розташування;

- несуцільності переважно локалізовані в шарі на глибині 3–5 мм від зовнішньої поверхні;

- за відбивною здатністю їхня еквівалентна площа відбиття не перевищує 2 мм² при контролі прямим ПЕП (MSEB 4-0°) і 0,4 мм² – при контролі похилим ПЕП (MWB 45-4);

- несуцільності мають площинний характер.

За характером розташування та глибиною залягання несуцільностей можна зробити висновок про те, що дані дефекти є наслідком недосконалостей технології виготовлення прокату, що, у свою чергу, свідчить про можливість процесу низькотемпературного шаруватого розтріскування на обстеженій ділянці газопроводу за рахунок нагромадження молізованого водню. Як приклад, на рис. 6 показано результати спостереження розвитку шаруватого розтріскування упродовж трьох років у циліндричній оболонці нафтопереробного апарату, виготовленої зі сталі X-20.

ВИСНОВКИ за результатами обстеження

1. Виявлені дефекти являють собою безліч площинних неметалевих включень з переважною орієнтацією уздовж осі труби з обох боків від кільцевого шва.

2. Щільність залягання та розташування несуцільностей свідчать про металургійний характер походження даних дефектів, що, у свою чергу, свідчить про відсутність у ряді випадків належащих вимог до режимів прокатки, що не виключають наявності труб з яскраво вираженою текстурою.

3. При контролі кільцевого зварного з'єднання були виявлені несуцільності в прикореневій зоні, які за амплітудним значенням незначно перевищують бракувальний рівень (3 мм²) на 1–3 дБ.

4. Виявлені несуцільності в основному металі й прикореневій зоні кільцевого зварного з'єднання не становлять небезпеки для експлуатації трубопроводу. Разом з тим, з огляду на технологічні особливості прокладання МГ, не виключена можливість їхнього поступового розвитку за рахунок деформаційного старіння та водневого окрихчування металу по межах виявлених несуцільностей.

5. Для більш повної оцінки стану металу МГ доцільно розширити масштаб подібних досліджень. Проведення моніторингу на найбільш навантажених ділянках МГ може бути корисним для спостереження деградації металу трубопроводу та прогнозування його надійної роботи.

Література

1. Статична міцність хрестоподібних зварних з'єднань при низьких температурах / В.С. Гиренко, В.М. Козачек, А.В. Бернацький, В.П. Дядін // Автоматичне зварювання. - 1990. - №2. - С. 28 - 32.

2. Susceptibility of continuously cast TMCP steels to weld cold cracking / Kikuta Y., Araki T., Hirose A., Xiu J.Y. // "Technol Repts Osaka Univ.", 1987, 37, No March, 65-74. ■

Транзит міжнародного телекомунікаційного трафіку - наступний крок розвитку відомчого зв'язку

Я.М. Красноштан,

Полтавський ЦТЗ управління "Укргазтехзв'язок"

Глобальне інформаційне суспільство стало реальністю – у липні 2000 р. на саміті в Окінаві лідери країн G8 підписали Хартію глобального інформаційного суспільства. Пізніше (в грудні 2003 р.) на Всесвітній зустрічі з питань інформаційного суспільства в Женеві була прийнята спільна концепція інформаційного суспільства. Найважливішу роль у глобальній інформаційній інфраструктурі (GII) відіграють транспортні телекомунікаційні міжнародні мережі.

Останніми роками технології передачі інформації отримали стрімкий розвиток, про що свідчить факт присудження Нобелівської премії в галузі фізики за 2009 р. двом колишнім працівникам Лабораторії Бела (Bell Labs) – структурного підрозділу компанії Alcatel-Lucent Уїлларду Бойлу і Джорджу Сміту за розробку оптичних систем передачі інформації та оптичних напівпровідникових сенсорів (ПЗС-матриць).

Основою сучасних транспортних телекомунікаційних мереж є фотонні мережі. Модель фотонної мережі поділяється на два рівні: рівень сервісу і фотонний транспортний рівень. Нова архітектура – це комбінація фотонної (повністю оптичної) комутації і технології оптичного мультиплексування DWDM (рис. 1), яка заснована на передачі по одному волокну до 128 оптичних хвиль, на відміну від попередньої оптичної транспортної технології SDH (синхронна цифрова ієрархія), яка використовувала одну хвилю для передачі інформації. Вона доставляє терабітні потоки інформації і забезпечує технічно керовані на рівні оптичних хвиль мережеві інтерфейси для сервісних платформ (маршрутизаторів, АТМ-комутаторів).

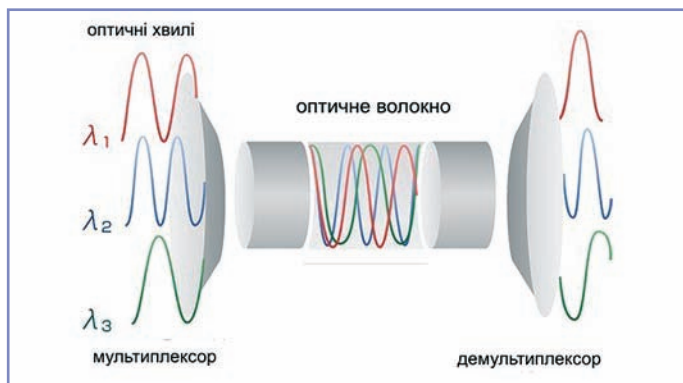


Рис. 1. Принцип технології оптичного мультиплексування DWDM

Для оптичної комутації використовуються MEMS-системи (мікроелектромеханічні системи). Ці пристрої використовують масив мікродзеркал, кількість яких може бути від кількох сотень до кількох тисяч на одному чіпі. Ними управляють за допомогою мікрогідрравлічних пристроїв, заснованих на русі рідини в мікроканалах, які витравлені в кристали.

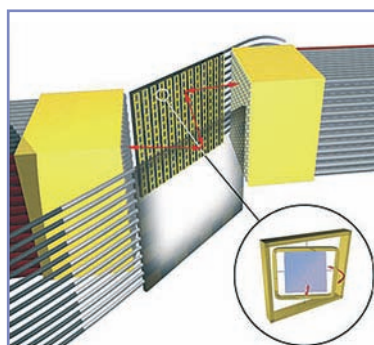


Рис. 2. Принцип роботи оптичного MEMS-комутатора

Вхідний світловий сигнал прямує до бажаного вихідного порту за допомогою сигналу управління, прикладеного до кристала MEMS, який має можливість фіксу-

вати позицію кожного окремого дзеркала. Мікродзеркала встановлюються на шарнірних з'єднаннях і можуть займати безліч позицій, у тому числі бути нахиленими під різними кутами (рис. 2).

Подібний розвиток технологій забезпечує величезні потоки інформації між країнами і зумовлює будівництво великої кількості різних транзитних телекомунікаційних проектів.

Українські оператори зв'язку активно беруть участь і одночасно є співвласниками великих міжнародних проектів. ВАР "Укртелеком" є системним адміністратором в Транс-Азіатсько-Європейській системі (ТАЄ). Це найдовша в світі міжнародна наземна волоконно-оптична лінія зв'язку (ВОЛЗ) довжиною близько 21 тис. км, прокладена від Франкфурта-на-Майні до Шанхаю через 15 транзитних країн. При цьому для роботи системи використовуються елементи національних транспортних мереж. На рис. 3 показано українська частка ВОЛЗ. Для забезпечення роботи ТАЄ використовується ділянка Одеса-Київ-Львів-Ужгород національної транспортної оптичної мережі на основі технології DWDM. Також у двох підводних системах ІТУР (Італія-Туреччина-Україна-Росія) та BSFOCS (Чорноморська ВОЛЗ) ВАР "Укртелеком" є кінцевою стороною і відповідає за ек-



Рис. 3. Схема української ділянки ВОЛЗ ТАЄ

платуаційний стан обладнання на станції в Кароліно-Бугаз.

Тенденція використання вільних каналних ресурсів у комерційних цілях відомчими операторами давно відома. Яскравим прикладом є другий за величиною оператор фіксованого зв'язку Німеччини – компанія Argos, яка була створена на основі мережі залізничного відомства ФРН, у 2009 р. вона увійшла до концерну Vodafone.

Російська компанія "Транстелеком", яка створена ПАО "Российские железные дороги", спільно з China Telecom й іншими компаніями реалізували проект EurasiaHighway, схема якого представлена на рис. 4.

ЗАТ "Транстелеком" володіє власною ВОЛЗ, прокладеною уздовж залізниць Росії, загальною протяжністю більш ніж 45 тис. км. Також була побудована підводна кабельна система, що з'єднала Росію з Японією, – HSCS (Hokkaido-Sakhalin Cable System). Ця ВОЛЗ має менший показник затримки пакетів трафіку (200 мілісекунд) на ділянці Лондон-Гонконг порівняно з існуючими трансконтинентальними маршрутами SEA-ME-WE, які прокладені по дну Індійського океану (рис. 5). Підводні кабелі дорогі і не настільки надійні, як наземні системи зв'язку, а також мають більший час відновлення. Так, наприклад, у липні 2005 р. за 35 км від побережжя Пакистану був пошкоджений підводний кабель, що позбавило 10 мільйонів інтернет-користувачів доступу до глобальних мереж, у 2006 р. землетрус пошко-

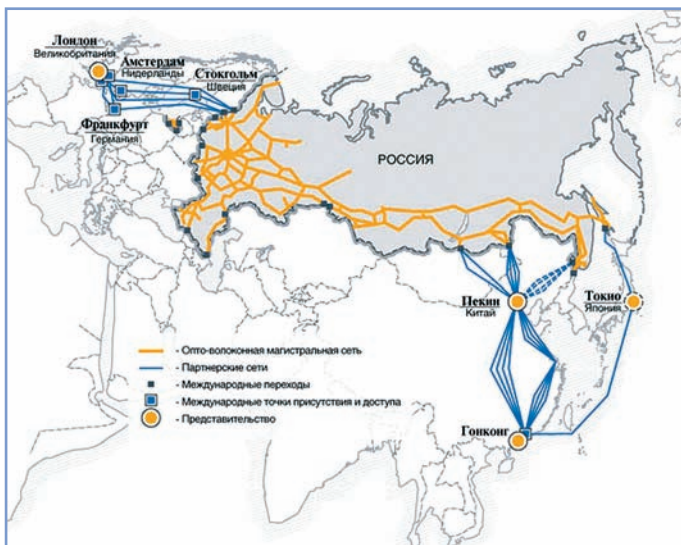


Рис. 4. Схема проекту EurasiaHighway

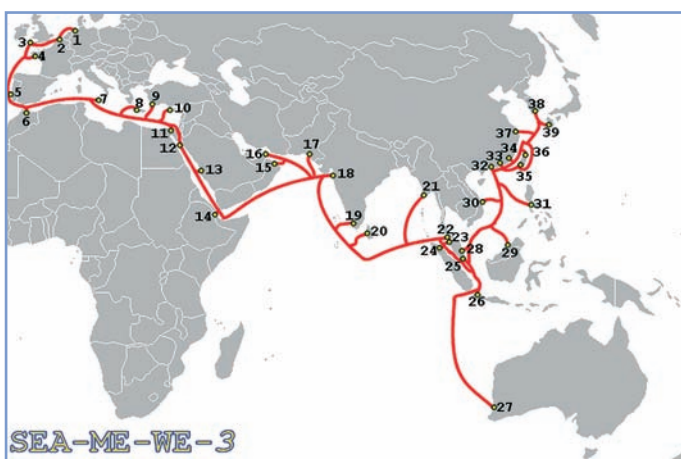


Рис. 5. Схема трансконтинентального маршруту SEA-ME-WE-3

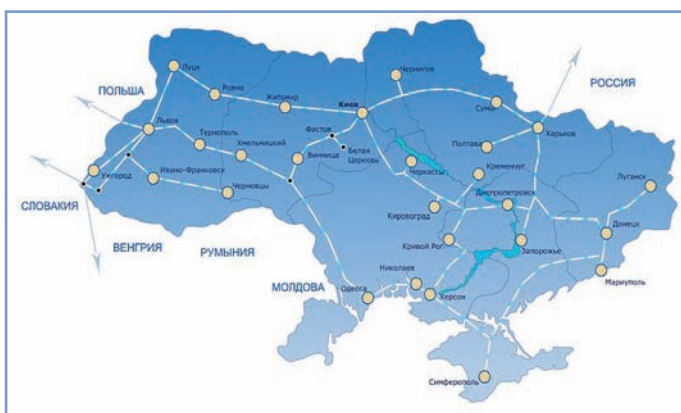


Рис. 6. Схема мережі компанії Євротранстелеком

див кабель поблизу берегів Тайваню. Довжина обох маршрутів SEA-ME-WE перевищує 20 тис. км, що не відповідає вимогам найбільш критичних до тимчасових затримок телекомунікаційних послуг – відеоконференцій, пакетної телефонії і деяких банківських та фінансових розрахунків.

Не відстають в цьому напрямі і вітчизняні компанії – в 2001 р. за ініціативи Міністерства транспорту України і низки зарубіжних та українських інвесторів було створено компанію “Євротранстелеком” (ЕТТ), рис. 6. Побудовано ВОЛЗ уздовж залізниць України для забезпечення технологічних потреб Укрзалізниця і надання телекомунікаційних послуг під власною торгівельною маркою. Мережа ЕТТ має протяжність 5500 км, побудована також на основі технології DWDM, її пропускна швидкість на основних напрямках досягає 20 Гбіт/с.

Характеристики міжнародних транзитних ВОЛЗ

Таблиця

Назва проекту	Введення в експлуатацію, рік	Країни-транзитери	Довжина, тис. км	Технологія ВОСП	Пропускна спроможність
SEA-ME-WE 3	2000	32 країни, в тому числі Німеччина, Англія, Франція, Італія, Греція, Туреччина, Кіпр, Єгипет, Саудівська Аравія, ОАЕ, Індія, Пакистан, М'янама, Таїланд, Індонезія, Австралія, Китай, Південна Корея, Японія	39	WDM (48 хвиль по 10 Гбіт/с)	980 Гбіт/с
SEA-ME-WE 4	2005	15 країн, в тому числі Франція, Алжир, Туніс, Італія, Єгипет, Саудівська Аравія, ОАЕ, Індія, Пакистан, Шрі-Ланка, Бангладеш, Таїланд, Малайзія, Сінгапур	18,8	DWDM (64 хвиль по 10 Гбіт/с)	1,28 Тбіт/с
ТАЄ	1998	20 країн, в тому числі Китай, Казахстан, Киргизстан, Вірменія, Узбекистан, Іран, Таджикистан, Туреччина, Азербайджан, Грузія, Україна, Польща, Румунія, Угорщина, Австрія, Німеччина	27	STM-16 – DWDM	2,5 Гбіт/с – 1,28 Тбіт/с
Eurasia-Highway	2004	Китай, Росія, Фінляндія, Швеція, Німеччина, Голландія, Англія	45	DWDM	50 Гбіт/с
ЕТТ	2006		6	STM-16 – DWDM	2,5 Гбіт/с – 720 Гбіт/с
Ямал-Європа	проект на стадії будівництва	Росія, Білорусь, Польща, Німеччина	2,4	DWDM	дані відсутні

Мережа ЕТТ інтегрована з мережами операторів Польщі, Угорщини і Словаччини. З російського боку партнером ЕТТ є найбільший оператор Росії – ВАТ “Ростелеком”. Здійснено включення в найбільші європейські вузли обміну інтернет-трафіком: AMS-IX (Амстердам), DE-CIX (Франкфурт).

Реалізує міжнародний проект і наш російський партнер ЗАТ “Газтелеком” – компанія створена на основі відомчої мережі ВАТ “Газпром” для комерційного надання послуг зв'язку. Газтелеком здійснює проектування і будівництво ВОЛЗ уздовж газопроводу “Ямал-Європа” за маршрутом Москва-Берлін-Варшава-Берлін. Мета будівництва ВОЛЗ – резервування ліній зв'язку для підвищення надійності каналів технологічного зв'язку, а також використання вільної частки ресурсів у комерційних цілях.

Концепція модернізації ГТС України передбачає будівництво волоконно-оптичної мережі для технологічного зв'язку ДК “Укртрансгаз”, досвід вищезгаданих вітчизняних, європейських і російських операторів підказує нову форму співпраці з російськими колегами в питанні транзиту міжнародного телекомунікаційного трафіку. На користь даної перспективи говорить і той факт, що за оцінками експертів, об'єм євразійського телекомунікаційного трафіку в 2007 р. становив близько 4 млрд. доларів США і тенденції до його зменшення не прогнозується, зважаючи на становлення і подальший розвиток світового інформаційного суспільства.

Література

1. Р.Фриман. Волоконно-оптические системы связи. – М.: Технофера, 2007.
2. Сайт ВАТ “Укртелеком” // <http://www.ukrtelecom.ua/>.
3. Сайт міжнародного проекту ТАЄ // <http://www.taeint.net/>.
4. Сайт компанії “Транстелеком” // <http://www.ttk.ru/>.
5. Сайт компанії “Євротранстелеком” // <http://www.ett.com.ua/>.
6. Сайт компанії “Газтелеком” // <http://www.gaztelecom.ru/>. ■

До питання впровадження когенераційних установок у систему роботи газорозподільних станцій



Ю.З. Годованський,
Кам'яно-Бузьке ЛВУМГ



М.Л. Білявський, к.т.н.,
Рівненське ЛВУМГ

Впровадження інноваційних технологій, які спрямовані на зменшення обсягу технологічних витрат при транспортуванні газу, – основа для створення енергоефективного газотранспортного підприємства.

Нині існують пропозиції щодо впровадження у систему роботи газорозподільних станцій (ГРС) нових та прогресивних пристроїв для забезпечення надійної та економічної роботи відповідальних елементів ГРС – турбодетандерних редукційних установок, вихрових клапанних регуляторів, котлових автоматичних підігрівальних пристроїв (ПГА) з модернізованими пальниками і теплообмінниками [1, 2]. Продовжують вдосконалюватись системи контролю і автоматики. Проте вищезгадані системи характеризуються неповною автономністю, низькими економічними, експлуатаційними та ергономічними показниками.

Таким чином ставиться завдання розробити сучасну конструкцію системи підігрівача газу та провести експериментальні дослідження.

Для реалізації поставленого завдання пропонуємо використати когенераційну установку, в якій поєднано роботу двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) і теплового насоса (ТН). Установка виготовлена на базі традиційного чотирициліндрового ДВЗ, у якому два циліндри працюють як компресор теплового насоса, а інші два циліндри служать приводом компресора і електрогенератора. У процесі роботи теплового агрегату ДВЗ утворюється тепло. У цій когенераційній установці, на відміну від традиційних підходів, тепло відпрацьованих газів є робочим тілом теплового насоса. При випусканні гарячі відпрацьовані газы потрапляють у проміжний теплообмінник, де віддають енергію охолоджувальній рідині, після чого охолоджені до певної температури засмокуються компресором. У циліндрах компресора під час стискування газу розігріваються до високої температури, де одночасно віддають теплову енергію сорочці охолодження двигуна. Після виходу газів з компресора у фазі розширення температура газів різко знижується у зв'язку з проходженням ізотермічного процесу.

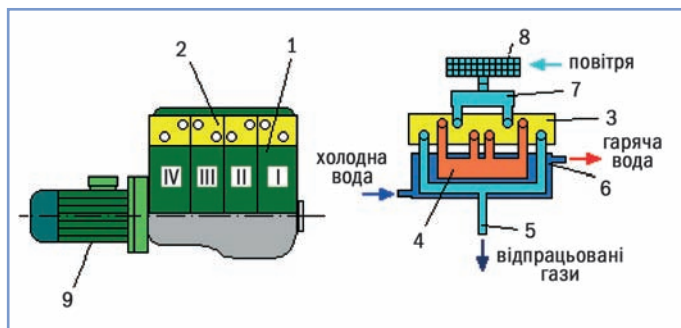


Рис. 1. Принцип роботи розробленої когенераційної установки:
1 – двигун внутрішнього згоряння; 2 – площадка кріплення колектора-утилізатора; 3 – утилізатор-теплообмінник; 4 – проміжний теплообмінник; 5 – колектор відпрацьованих газів; 6 – водяна сорочка утилізатора; 7 – всмоктувач колектор; 8 – повітряний фільтр; 9 – електрогенератор

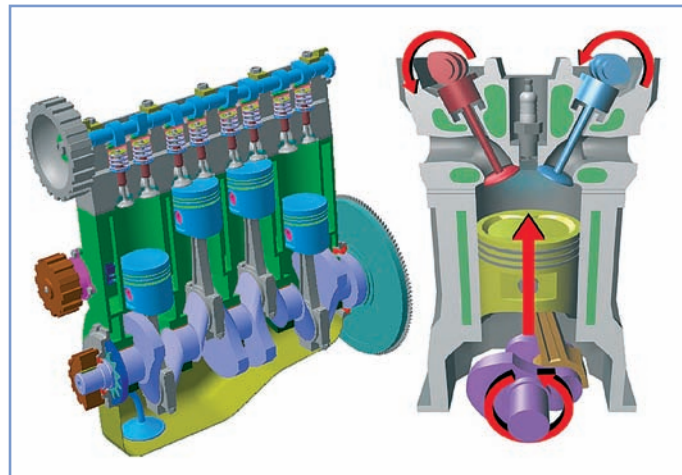


Рис. 2. Твердотільна імітаційна модель когенераційної установки

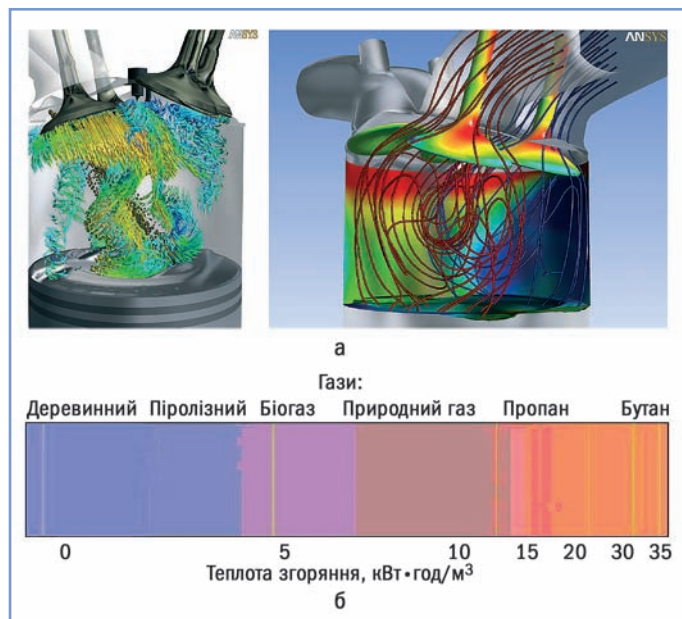


Рис. 3. Результати імітаційного моделювання: а – розподіл температурних полів у камері згоряння; б – теплотворна здатність усіх газів при функціонуванні когенераційної установки

В результаті компресування відпрацьованих газів вдається знизити температуру відпрацьованих газів, що викидаються в атмосферу, тим самим підвищити ККД установки за теплом. Одночасно надлишок потужності механічної енергії силового агрегата використовується для виробництва електроенергії.

За наведеним вище принципом (рис. 1) було розроблено імітаційну модель у системі ANSYS для проведення теоретичного аналізу процесів теплообміну в когенераційній установці.

За принципом роботи когенераційної установки (рис. 1) було розроблено експериментальний стенд (рис. 4).

Техніко-геометричні характеристики розробленої когенераційної установки (рис. 4) наведено в табл. 1.

Безпечну роботу і автоматичне регулювання параметрів установки забезпечує щит автоматики. Основні параметри виводяться на зовнішній дисплей.

У результаті проведеної модернізації ДВЗ можна отримати та провести розподіл отриманих енергетичних продуктів наступним чином (рис. 5).



Рис. 4. Експериментальний стенд когенераційної установки: а – загальний вигляд; б – щит автоматики

Техніко-геометричні характеристики установки Таблица 1

Двигун	1,1 дм ³ , ЗАЗ, Таврія
Паливо	Метан, тиск 0,02 кг·см ² , можливе використання пропан-бутану, біогазу
Генератор	Асинхронний, 4кВт, 1450 об/хв, 220/380 В
Оперативна напруга	12 В
Система охолодження	Перший контур – тосол; другий контур – вода
Габаритні розміри, мм: висота / довжина / ширина	1200 / 1500 / 700

Таким чином, експлуатація когенераційної установки буде цілком автономна і порівняно дешева.

Механічну енергію можна відбирати зі шківів приводу генератора і використовувати для роботи різноманітного навісного обладнання, наприклад, для приводу додаткового компресора для отримання стисненого вуглекислого газу.

При проведенні експериментальних досліджень встановлено такі технічні характеристики продуктивності установки:

Технічні характеристики продуктивності установки Таблица 2

Споживання (метан)	1,5 м ³ /год
Виробництво теплоенергії	20 кВт/год
Виробництво електроенергії	4 кВт/год, 220/380 В, 50 Гц

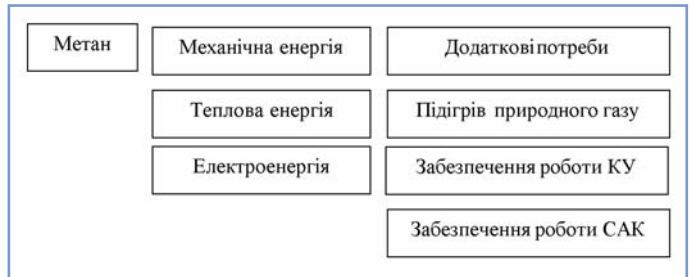


Рис. 5. Розподіл енергетичних продуктів, отриманих у ході роботи когенераційної установки (КУ)

За отриманими вищенаведеними результатами теоретичних та експериментальних досліджень (рис. 3, табл. 2) можна розрахувати економічний ефект від впровадження спроектованої когенераційної установки на прикладі Рівненського ЛВУМГ:

Плановий економічний ефект від впровадження установки Таблица 3

К-сть ГРС	Середньорічний обсяг споживання			Вироблення електроенергії, тис. кВт/рік
	природного газу для ПГА, тис. м ³	природного газу КУ для ГРС, тис. м ³	електроенергії ГРС, тис. кВт/рік	
54	330	144	384	576

Отже, порівняно з турбодетандерними установками і котловими ПГА робота цієї когенераційної установки має ряд переваг і можливостей:

- забезпечення теплом і електроенергією систем ГРС, економне споживання палива під час роботи когенераційної установки на метані;
- гнучкий режим роботи КУ в період потреби підігрівання газу на ГРС, який забезпечується автоматичним керуванням роботи і пуском КУ;
- широкий діапазон потужності за теплом і електроенергією;
- порівняно невелика вартість установки, можливість застосування на ГРС невеликої пропускної здатності;
- використання КУ модульного типу дасть можливість легко встановлювати і замінювати КУ під час ремонтів і міжремонтного обслуговування.

ВИСНОВКИ

Впровадження когенераційних установок у систему роботи ГРС дасть можливість на 44% зменшити власні потреби у спожитому природному газі, необхідному для роботи ПГА.

За результатами проведених теоретичних та експериментальних досліджень подано заявку на видачу патенту України на винахід.

У подальших дослідженнях планується розробити технічні умови для виробничого впровадження та доповнити когенераційну установку програмою керування, яка дасть змогу ефективно контролювати та керувати системою підігріву газу змінним диспетчером через GSM-модем.

Література

1. Крутой Л.М., Заславський Є.Г. Когенераційні установки на базі газових мотор-генераторів // Энергозбереження. Энергетика. Энергоаудит. 2005. – №4 – С. 50–57.
2. Комбіноване виробництво електричної й теплової енергії [Електронний ресурс] – www.madec.com.ua

Система автоматичного керування газомотокомпресором 10 ГКНА 1/31-64 "Пума 2.1"

С.Л. Шеремет, О.М. Булавін, ДК "Укртрансгаз",
 О.О. Сорокін, Л.Д. Даниук, НВЦ "Техдіагаз",
 С.В. Лозня, А.Ю. Корольов, ТОВ "Котрис"

Представлено систему автоматичного керування газомотокомпресором 10 ГКНА 1/31-64 "Пума 2.1" із застосуванням модуля запалювання Motortech MIC-750 і антидетонаційного модуля Motortech DetCon.



Рис. 1. ГКНА 10 ГКНА 1/31-64 на КС "Мрін" Мринського ПСГ УМГ "Київтрансгаз"

Відповідно до плану реконструкції підприємств ДК "Укртрансгаз" у Мринському виробничому управлінні підземного зберігання газу (ВУПЗГ) УМГ "Київтрансгаз" на компресорній станції Мринського підземного сховища газу (рис. 1) впроваджено у промислове експлуатування модернізовану систему автоматичного керування газомотокомпресором типу 10 ГКНА 1/31-64 (САК ГКМ) "Компресор-3-PLC-PLUS", торгова назва "Пума 2.1" (далі – САК ГКМ "Пума 2.1"). САК ГКМ "Пума 2.1" керує ГКМ типу 10 ГКНА 1/31-64 в автоматичному та ручному режимах.

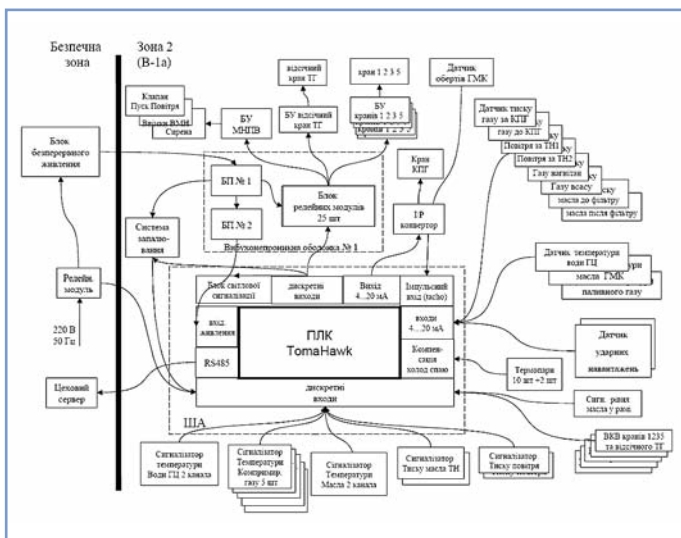


Рис. 2. Структурна схема САК ГКМ

САК ГКМ "Пума 2.1" (рис. 2, 3) побудована за модульним принципом і складається з:

- модуля контролю технологічних параметрів на базі промислового ПЛК "ТоміаНавк" виробництва фірми "АМОТ";
- модуля керування подачею паливного газу та виконавчими механізмами (ВМ);
- модуля запалювання, виявлення та запобігання детонаційному горінню Motortech MIC-750;
- модуля промислової безпеки на базі датчиків ударних навантажень виробництва фірми Metrix, США;
- цехового сервера – автоматизованого робочого місця змінного інженера (АРМ ЗІ), що поставляється один комплект на компресорний цех (КЦ).

Структурно САК ГКМ "Пума 2.1" побудована як централізована на рівні операторського керування та децентралізована – на рівні технологічного керування.

АРМ ЗІ встановлено в приміщенні операторної у вибухобезпечній зоні.

Конструктивно програмно-технічні засоби (ПТЗ) САК ГКМ "Пума 2.1" розміщені у шафі автоматики (ША) виконання ІР 65, яка розташована безпосередньо біля ГКМ (рис. 4) у вибухонебезпечній зоні класу 2 згідно з НПАОП 40.1-1.32-01 (дозвіл №19-2,3/732 від 9.07.2003 р. ДВСЦ ВЕ, м. Донецьк).

Особливістю модернізованої САК ГКМ "Пума 2.1" порівняно з попередніми модифікаціями (САК ГКМ "Компресор-3-PLC") є використання у складі ПТЗ більш потужного промислового контролера "ТоміаНавк", модуля запалювання, виявлення та запобігання детонаційному горінню Motortech MIC-750 спільного виробництва ТОВ "Котрис" та фірми Motortech (Німеччина);

У модулі запалювання Motortech MIC-750 САК ГКМ "Пума 2.1" порівняно з модулями запалювання виробництва ЗАТ "Об'єднання Бінар" та Запорізького заводу "Мікар" зменшено значення нестабільності кута випередження запалювання, підвищено енергію іскрово-го розряду у свічці з можливістю автоматичного регулювання, розширено робочі діапазони частоти обертання та температур. Модуль Motortech MIC-750 має гнучку систему налаштувань кута випередження запалювання (ручне, зовнішнє і автоматичне залежно від частоти обертання ротора ГКМ та наявності детонаційного горіння), коригування за окремим циліндром ($\pm 2^\circ$), налаштування енергії

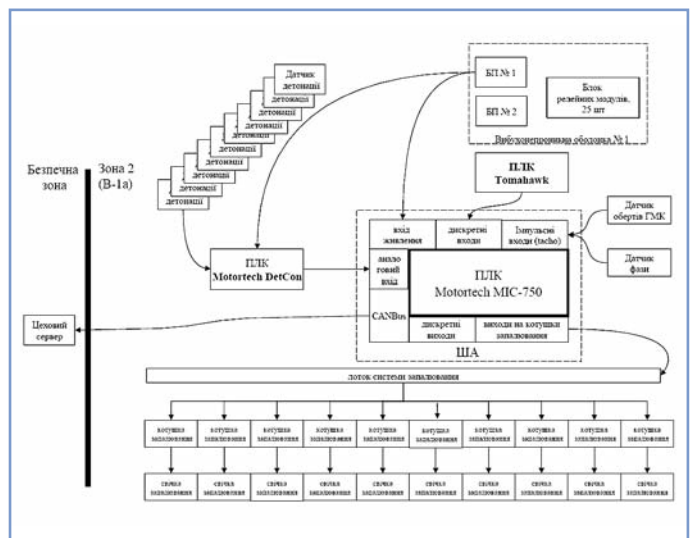


Рис. 3. Структурна схема системи запалювання САК ГКМ



Рис. 4. Розташування ПТЗ САК ГМК "Пума 2.1" у залі ГМК на КС "Мрин" Мринського ПСГ УМГ "Київтрансгаз"

іскри (програмне за часом напрацювання свічок запалювання, за частотою обертання ротора ГМК або ручне).

Програмне забезпечення (ПЗ) ПЛК МІС-750 може бути конфігуровано з автоматизованого робочого місця змінного інженера (АРМ ЗІ), з переносного комп'ютера (ноутбук) або з кишенькового комп'ютера (КПК).

Антидетонаційний модуль Motortech DetCon контролює наявність детонаційного горіння шляхом вимірювання вібрації кожного моторного циліндра за допомогою спеціалізованих акселерометрів. Вихідний сигнал акселерометра подається до модуля запалювання для коригування кута випередження запалювання з метою запобігання детонаційному горінню.

Використання у САК ГМК "Пума 2.1" сучасних ПТЗ забезпечує виконання інформаційних функцій, функцій захисту, керування та регулювання, а також діагностичних функцій, у тому числі:

- безперервного автоматичного контролювання технологічних параметрів, стану обладнання та ВМ, рівня ударних навантажень на кожному компресорному циліндрі ГМК, контролювання наявності попереджувальної і аварійної світлової та звукової сигналізації та, за необхідності, формування сигналу аварійного зупинення (АЗ) ГМК, обліку витрат паливного газу (не комерційного), а також індикації вимірювальних параметрів на табло ПЛК у цифровому вигляді.

До функцій керування та регулювання САК ГМК "Пума 2.1", що реалізовані за допомогою ПЛК TomaHawk-8535A, входять:

- автоматичне та дистанційне керування основним і допоміжним обладнанням ГМК із захистом від помилкових і несанкціонованих команд;

- контроль виконання команд керування;
- пуск ГМК із завантаженням або без завантаження в магістраль;
- нормальне зупинення (НЗ) зі стравлюванням газу і без його стравлювання;

- АЗ та екстрене зупинення (ЕЗ) ГМК зі стравлюванням газу;
- автоматичне регулювання частоти обертання ГМК;
- автоматичний захист ГМК;
- контроль передпускової готовності ГМК;
- ручне введення даних (значення параметрів настроювання, коефіцієнти та константи, уставки тощо) із захистом від несанкціонованого доступу;

- автоматичне та ручне керування ВМ, у тому числі кранами об'язки ГМК;

- передавання поточних даних про параметри роботи ГМК до АРМ ЗІ по стандартному цеховому каналу зв'язку (RS485, протокол MODBUS).

На АРМ ЗІ здійснюється:

- автоматичне реєстрування поточних значень вимірювальних параметрів;

- безперервна (або за запитом) індикація вимірювальних та розрахункових значень параметрів технологічного процесу (ТП) та реєстрація і надання інформації персоналу про вихід вимірювальних параметрів ТП за установлені межі (уставки);

- формування та збереження масивів ретроспективної інформації про стан технологічного обладнання, сигналів керування та параметрів (архів);

- представлення на екрані, а також виведення на друк текстової та графічної інформації про хід ТП (графіки, діаграми, протоколи подій тощо);

До функцій діагностування САК ГМК "Пума 2.1" входить як самодіагностування ПТЗ, ПЗ, лінії зв'язку, так і аналіз показників діагностування, що випливають з контролювання непрямих вимірювань параметрів обладнання ГМК, наприклад:

- контролюючи температуру компримованого газу по кожному компресорному циліндру індивідуально, можна робити висновок про технічний стан циліндра (зокрема, клапанів);

- контролюючи температуру робочих циліндрів і оперативно сигналізуючи про відхилення від норми, вживати заходів з відновлення нормальних технічних параметрів роботи кожного циліндра індивідуально (при зниженні температури робочого циліндра до 100°C він практично виключається з роботи, при цьому для підтримання частоти обертання двигуна необхідно збільшити витрати паливного газу приблизно на 10%);

- контролюючи температуру води "гарячого циклу", тиск, рівень та температуру масла, можна робити висновки про стан фільтрів та про загальний технічний стан ГМК;

- контролюючи процент відкриття дозуючого крана паливного газу, тиск газу та перепад тиску на крані, є можливість розраховувати витрату паливного газу по кожному ГМК індивідуально.

САК ГМК "Пума 2.1" взаємодіє з цеховими системами пожежогасіння та газозв'язування.

До складу САК ГМК "Пума 2.1" входить комплекс сервісного обслуговування, контролювання несправностей обладнання та конфігурування промислових ПЛК САК ГМК "Пума-test", що призначений для:

- моделювання на стенді режимів роботи ГМК з контролем працездатності САК ГМК "Пума 2.1" та контролем виконання алгоритмів кожного режиму ГМК;

- коригування ПЗ, за необхідності, інсталювання ПЗ ПЛК з CD-диску, зберігання архіву бази даних АРМ ЗІ, її розархівування, відтворення та друкування;

- підключення до ПЛК у режимі сервера та виведення на екран графіків (трендів) вимірювальних параметрів, протоколу подій та виконання інших функцій цехового сервера безпосередньо біля ГМК (за умови відсутності вибухонебезпечної зони класу 2);

- для проведення навчання обслуговуючого персоналу.

За результатами напрацювань САК ГМК "Компресор-3-PLC", що експлуатується на КС "Мрин" з травня 2004 р. (понад 6500 год), та САК ГМК "Пума 2.1" (понад 1500 год) виходить, що завдяки впровадженню САК ГМК "Пума 2.1" значно зросли економічно надійні показники та безпека експлуатування ГМК, у тому числі:

- суттєво спрощено операції керування ГМК (пуски, НЗ, АЗ, ЕЗ тощо), автоматично реалізується розрахунковий алгоритм, точно дотримуються часові паузи між операціями, що підвищує надійність роботи ГМК за рахунок можливої помилки при ручному виконанні аналогічних операцій;

- безперервне контролювання параметрів роботи ГМК дає змогу скоротити кількість зупинень ГМК зі стравлюванням газу, що веде до економії газу (одне зупинення зі стравлюванням призводить до втрати близько 90 м³ газу);

- при зникненні живлення 220 В САК ГМК "Пума 2.1" за рахунок енергії резервного акумулятора через 2 хв автоматично, без втручання персоналу, реалізує алгоритм НЗ без стравлювання газу, що

запобігає некерованому режиму роботи ГМК, підвищує безпеку експлуатації ГМК, запобігає витратам газу при стравлюванні;

■ наявність аварійної сигналізації про стан ГМК дає змогу, за необхідності, автоматично, без втручання персоналу, протягом 0,1 с припинити подавання паливного газу, запобігти іскроутворенню у циліндрах ГМК та зупинити ГМК із закриттям кранів всмоктування та нагнітання. Це запобігає експлуатації дійсно технічно несправного ГМК (економія паливного газу) та підвищує безпеку його експлуатації;

■ розміщення шафи автоматики (ША) поблизу ГМК, у зоні 2, дає можливість суттєво зменшити довжину кабельних мереж між первинними перетворювачами та ПЛК, виконувати операції пуску ГМК з місцевого пульта керування, безпосередньо біля ГМК оперативно контролювати технологічні параметри ГМК на ЖКІ-моніторі ПЛК;

■ безперервний контроль параметрів ТП ГМК дає змогу оперативно виявляти технічні проблеми у його роботі та оперативно їх усувати (не чекаючи планового ремонту), що:

а) збільшує моторесурс за рахунок "главних" пусків (у тому числі завантаження) та зупинень згідно з розрахунковими алгоритмами (збільшення терміну експлуатації ГМК та терміну між регламентними роботами);

б) усуває "перекося", навантаження на колінчастому валу ГМК, стінках втулок робочих циліндрів при відмовах системи запалювання на циліндрах;

в) зменшує витрати на ремонт механічної частини;

г) економить паливний газ до 3%;

д) підвищує екологічні характеристики ГМК.

При огляді циліндрів ГМК після 1500 год його роботи під керівництвом САК ГМК "Пума 2.1" завдяки використанню антидетонаційної системи модуля запалення не виявлено слідів оплавлень, порушення внутрішньої поверхні циліндрів тощо.

Конструкція та обслуговування САК ГМК "Пума 2.1" загалом досить прості та не потребують спеціальної кваліфікації обслуговуючого персоналу (достатньо 20 год навчання, проведених розробником під час дослідного експлуатування).

Розрахунковий термін окупності САК ГМК "Пума 2.1" становить 2–2,5 роки.

Застосування сучасних мікропроцесорних ПТЗ та модульна структура побудови САК ГМК "Пума 2.1" мають можливість її розвитку та модернізації при підключенні нових об'єктів шляхом переконфігурації та нарощування ресурсів.

Розробник САК ГМК "Пума 2.1" є ТОВ "Котрис" відповідно до висновку Київської торгово-промислової палати №С-1428 від 5 березня 2007 р. визнано вітчизняним виробником.

ТОВ "Котрис" більше 10 років займається розробленням, виробництвом та впровадженням систем автоматизації виробничих процесів, систем контролю вібрації (осьового зсуву роторів). ТОВ "Котрис" (м. Київ, Україна) є офіційним дистриб'ютором фірми "АМОТ" (США).

САК ГМК на базі спеціалізованих контролерів "АМОТ" надійно експлуатуються в Україні (УМГ "Київтрансгаз"), Білорусі (ПЗГ "Осіповічі").

В Україні розташована найпотужніша в світі система ПСГ, обладнаних ГМК, які доцільно оснастити сучасними системами вітчизняного виробництва типу САК ГМК "Пума 2.1". Автоматизація ПСГ – великий крок не тільки в технічному ракурсі. Надійна робота ПСГ – це можливість безперебійно, протягом усього року забезпечити постачання газу споживачам, у тому числі забезпечення функціонування української промисловості.

Росія є постачальником газу в Україну, але навіть на російських просторах немає такої потужної системи ПСГ, як в Україні – і цей фактор неможливо не враховувати.

Впровадження САК ГМК "Пума 2.1" – це ще один крок до впровадження безлюдних технологій, можливість функціонування її у складі САК КЦ, САК КС та інтегрованої автоматизованої системи керування (ІАСК) ДК "Укртрансгаз". ■

Теплоутилізаційна установка на КС-17 "Тальне" – інвестиційний проект в газовій промисловості України



Л.Г. Нестеренко,
ГКС "Тальне"

На приватно-орендному сільськогосподарському підприємстві "Уманський тепличний комбінат" на території КС "Тальне" Гайсинського ЛВУМГ впроваджено в експлуатацію систему утилізації тепла, яка складається з теплоутилізатора потужністю 16 МВт, теплоутилізаційної насосної станції, теплотраси до котельні ПОСП "Уманський тепличний комбінат". Реалізовано програму використання теплової енергії вихлопних газів ГПА для споживачів теплично-овочевого комбінату м. Тального та промзони КС "Тальне".

На КС-17 "Тальне" Гайсинського ЛВУ УМГ "Черкаситрансгаз" за кошти ПОСП "Уманський тепличний комбінат" впроваджено автоматизовану систему утилізації тепла, яка подає тепло в теплиці площею близько 12 га, котрі розміщені неподалік газокompресорної станції.

Теплоутилізатор ТУВ-16 потужністю 16 МВт (розробник – АТ НТП "Укрпроменерго") встановлений за газоперекачувальними агрегатами ст. №1 і 2 і утворює з ними когенераційну установку. Він призначений для одержання гарячої води з розрахунковими температурами 115–70°C у системі теплопостачання. Теплоутилізатор може працювати лише по черзі з кожним ГПА.

До складу теплоутилізатора ТУВ-16 входять:

■ блок конвективного пакета;

■ сполучні газоходи з компенсаторами, ремонтними лазами, регульовальними і відсічними клапанами;

■ додаткові вихлопні труби діаметром 1800 мм з ручними заслінками;

■ трубопроводи з арматурою в межах теплоутилізатора;

■ електроустаткування й КВПіА.

Відвід димових газів від ГПА №1 і 2 до теплоутилізатора здійснюється по двох газоходах діаметром 2400 мм. Перед теплоутилізатором газоходи поєднуються в один загальний газохід діаметром 2400 мм.

Відсічні й регульовальні клапани встановлені на горизонтальних ділянках відповідних газоходів від ГПА №1 і 2 до ТУВ-16 (на відм. +16.400). Регульовальні клапани встановлені на відповідних газоходах, першими по ходу димових газів від ГПА. Позаду за ними встановлені відсічні клапани.

Конструкція теплоутилізатора ТУВ-16

Теплоутилізатор ТУВ-16 – вертикально-водотрубний, двобарабаний, з примусовою циркуляцією води, працює під наддуванням.

Поверхня нагрівання теплоутилізатора утворена оребреними трубами діаметром 38•3 мм, ввареними у верхній і нижній барабани діаметром 1026•10 мм. Оребрення виконано спіральною навивкою стрічки висотою 10 мм, товщиною 1 мм з кроком 4 мм. Труби розташовуються в пучку в шаховому порядку з поперечним кроком $S_1=70$ мм і поздовжнім $S_2=80$ мм.

Для огляду й очищення внутрішньої поверхні труб пакета днища верхнього й нижнього барабанів оснащені лучками. На верхній відмітці підвідних і відвідних труб (трубопроводи відповідно зворотної й прямої мережевої води) встановлено електрифіковані крани повітряників. На нижньому барабані теплоутилізатора встановлено дренажну лінію з двома електрифікованими засувками для зливу води з ТУВ-16.

На верхньому барабані теплоутилізатора встановлено два запобіжні клапани СППК 4Р-16 Ду 50/80. На вході й виході мережевої води з теплоутилізатора змонтовані електрифіковані й ручні запірні засувки типу "Батерфляй".

Для забезпечення розрахункових швидкостей руху води в трубах конвективного пакета він розділяється на 4 ходи за допомогою коробів, встановлених у верхньому й нижньому барабанах.

Конструкція теплоутилізатора забезпечує компенсацію теплових розширень його елементів. Теплова ізоляція конвективного пакета виконана у вигляді цитів з наповнювачем з мінеральної вати. Перехідні газоходи ізолюються шаром мінераловатних матів, покритих зовні листовим металом. Газоходи оснащені ремонтними лазами на вході і на виході з теплоутилізатора.

Площадки й сходи теплоутилізатора забезпечують вільний доступ до місць спостереження, обслуговування й швидку евакуацію персоналу у випадку виникнення аварійних ситуацій.

Одним з основних елементів когенераційної установки є газоходи, схема й конструкція яких більшою мірою визначають надійність роботи всієї установки, особливо в перехідних режимах. З урахуванням температури димових газів (до 540°C) газоходи від ГПА виготовлені з листової сталі 09Г2С і зовні покриті теплоізоляцією. Компонування

Технічні дані теплоутилізатора ТУВ-16 і допоміжного устаткування

№ з/п	Технічні дані	Одиниця вимірювання	Значення величини
1	Теплопродуктивність	МВт (Гкал/год)	16,0 (13,8)
2	Витрата мережевої води через теплоутилізатор	мінімальна	м³/год 280
3		номінальна	м³/год 343
4	Температура мережевої води	на вході в ТУВ	°С 70
5		на виході з ТУВ	°С 115
6	Площа поверхні нагрівання конвективного пакета	м²	3102
7	Тиск води на виході з теплоутилізатора	МПа	0,8
8	Гідралічний опір ТУВ при номінальній витраті мережевої води	МПа	0,004
9	Температура димових газів на вході в теплоутилізатор (розрахункова)	°С	480
10	Температура димових газів на виході з ТУВ (розрахункова)	°С	100
11	Аеродинамічний опір теплоутилізатора (розрахунковий)	кПа	1,40
12	ККД теплоутилізатора бруто (розрахунковий)	%	79,5
13	Витрата природного газу на ГПА (за даними заводу-виготовлювача)	м³/год	3800
14	Габаритні розміри теплоутилізатора	мм	6150•4600
15	Маса теплоутилізатора	т	35
16	Тип мережевого насоса	Etanorm G 100-250 G6	
17	Подача мережевого насоса	м³/год	320
18	Напір мережевого насоса	м	71,5
19	Кількість	шт.	2
20	Потужність двигуна мережевого насоса	кВт	90
21	Максимальне струмове навантаження двигуна мережевого насоса	А	154
22	Частота обертання двигуна насоса	об/хв	2900



газоходів забезпечує роботу ГПА як в автономному режимі, так і разом з теплоутилізатором ТУВ-16.

Аеродинамічний опір тракту вихлопних газів не перевищує рівень, заданий технічними умовами заводу-виготівника ГПА.

Конструкція газоходів передбачає компенсацію температурних переміщень і захист газової турбіни від передачі на неї статичних навантажень від встановленого обладнання.

Для газощільного відключення ТУВ-16 або ГПА під час їхнього ремонту усередині газоходів між відсічними й регулювальними клапанами встановлюються знімні секційні заглушки. Для роботи усередині газоходів змонтовано ремонтні лазидіаметром 500 мм між відсічними й регулювальними клапанами.

Автоматична система керування

Автоматична система керування теплоутилізатора ТУВ-16 забезпечує виконання таких основних операцій:

- керування роботою теплоутилізатора в автоматичному або ручному режимі;
- підтримання температури мережевої води на виході з теплоутилізатора відповідно до завдання, але не більше 110°C;
- контроль робочих параметрів;
- технологічну попереджувальну й аварійну сигналізацію;
- аварійну зупинку теплоутилізатора при відхиленні контрольованих параметрів за межі допустимих значень;
- збір і обробку сигналу датчиків температури, тиску й перепаду тиску;
- індикацію значень вимірюваних параметрів на моніторі АРМ (автоматичного робочого місця), розташованого в диспетчерській;
- можливість візуального контролю на моніторі АРМ параметрів ТУВ-16, насосної й котельні тепличного комбінату;
- інформацію про поточний стан мережевих насосів – "Робота", "Зупинка" і "Відмова";
- поточну інформацію про положення відсічних клапанів на газоходах від ГПА й засувок на мережевих трубопроводах;
- поточну інформацію про положення регулювальних і вихлопних клапанів на газоходах від ГПА у всьому робочому діапазоні їхнього переміщення;
- блокування можливих порушень роботи устаткування;
- фіксацію першопричин аварійної зупинки ТУВ-16;
- завдання первинних параметрів контурів регулювання;
- завдання вставок параметрів для технологічних захистів;
- формування бази даних;
- збереження програмного забезпечення при зникненні напруги.

Тепломережа працює з робочими параметрами $P_{вх}=1,5$ кг/см², $P_{вих}=8$ кг/см², $Q=320$ м³/год і забезпечує подачу гарячої води на відстань близько 1,5 км до теплообмінника котельні УТК.

За допомогою лічильників здійснюється облік теплової енергії.

АРМ оператора системи утилізації тепла знаходиться на ГЦУ КС.

Експлуатація систем утилізації тепла, відпуск теплової енергії проводиться персоналом КС на основі господарських договорів. Впровадження даного проекту є прикладом використання теплової енергії КС для народного господарства України. ■

Оценка и анализ технических требований к газотурбинным приводам ГПА газотранспортной системы Украины

А.В. Сударев, ООО "Научный Центр

"Керамические двигатели" им. А.М. Бойко",

А.А. Халатов, Институт технической теплофизики НАНУ,

В.Б. Сударев, ООО "НПП "Теплопроект"

Создание промышленных газотурбинных установок (ГТУ) нового поколения требует сопоставления результатов их проектирования с мировым опытом производства, испытаний и эксплуатации действующих аналогичных энергетических установок (ЭУ). С этой целью можно использовать характерные показатели ЭУ, публикуемые в различных периодических изданиях. Для проверки достоверности этой информации необходимо не только выполнить поверочный термодинамический расчет конкретной ГТУ, но и оценить возможный ресурс ее наиболее теплонапряженных деталей. В данной статье подобная оценка выполнена применительно к регенеративной ГТУ типа ГТУ-16Р, предназначенной для оснащения компрессорных станций (КС) газотранспортной системы (ГТС) Украины.

ГТС России и Украины более чем на 80% оснащены ГТУ, которые используются в качестве приводов нагнетателей природного газа. Наиболее востребованы газотурбинные двигатели (ГТД) мощностью 6,3, 10, 16 и 25 МВт, повышению экономичности которых способствует регенерация теплоты. При степени регенерации $E=82\div85\%$ КПД газотурбинного привода (ГПП) нагнетателя может быть увеличен на 2–6% при сравнительно умеренных значениях температуры газа перед турбиной высокого давления (ТВД) $T_3 < 1000^\circ\text{C}$ и степени повышения давления $\pi_k < 10$.

Опыт России [1, 2] в освоении ГТУ нового поколения для КС, основанный на результатах приемочных испытаний 16 агрегатов мощностью $N_e=4\div25$ МВт (в том числе пяти ГТУ мощностью 16 МВт) показал, что в процессе испытаний выявляется большое число дефектов в различных элементах и системах, которые считаются "мелкими", но определяют работоспособность газоперекачивающего агрегата (ГПА). Эти дефекты не удается устранить полностью на головном образце, поэтому к производству рекомендуется установка новой серии ГПА.

Эффективность (КПД) ГТУ подтверждается не всегда или подтверждается "на пределе" (в пределах допуска на поставку и погрешности измерений), проблема обеспечения надежности и перевода ГТУ в разряд "товарной продукции" до конца не решена, велико количество двигателей, досрочно снимаемых для заводского ремонта. Изготовление, приемочные испытания и опытно-промышленная эксплуатация головного образца не гарантируют заявленных показателей надежности, а экологические показатели малоэмиссионных конструкций часто не подтверждаются. Для повышения качества и технического уровня ГПА рекомендуется техническая экспертиза проектов ГТУ для оценки конструкционной прочности, надежности и безопасности [1]. Стремление повысить экономичность ГТУ и связанные с этим повышение температуры T_3 газа перед газовой турбиной (ГТ) и регенеративный подогрев воздуха усложняют проблему надежности ЭУ [2].

В связи с этим на стадии проектирования необходимо не только термодинамически удовлетворить техническим требованиям, отраженным в работах [3–6], но и оценить возможность их реализации

при изготовлении, испытаниях и эксплуатации ГТУ, основываясь на мировом опыте создания подобных энергетических объектов, показатели которых публикуются в периодической литературе (см. Каталоги газотурбинного оборудования за 1988, 2001, 2005, 2006 и 2009 г.).

Известно, что о надежности ГТУ, удобстве ее обслуживания и ремонтпригодности наиболее объективно можно судить по результатам эксплуатации в условиях КС. Именно промышленная эксплуатация во многом определяет экономичность установок [7]. При разработке новых схемных решений промышленных ГТУ нового поколения необходимо учитывать сравнительную приоритетность требований, предъявляемых к этим объектам, – безопасность, надежность и энергосбережение [8].

В связи с этим при анализе основных параметров ГПП для ГПА следует более полно использовать опыт создания, испытаний и длительной эксплуатации регенеративных ГТУ, намеченных к применению в качестве ГПП ГПА [6]. Такой опыт имеется у ОАО "Газпром" для сравнительно низкотемпературных ГПП типа ГТК-10-4, ГТ-750-6, ГТ-700-5, ГТК-5 [9]. А из других поколений машин целесообразно рассмотреть ГТУ типа MS3002, MS5001, MS5002 (General Electric, США) [10], а также последние разработки российских производителей – ОАО "Энергомашкорпорация", "Невский завод" и др.

Показатели регенеративных ГТУ без учета расхода воздуха на охлаждение теплонапряженных деталей проточной части газовой турбины

Таблица 1

Показатели	Модели типа MS								PGT10K	ГТУ-16R
	3142R	5252R	3142R	3122R	1022R	3002R	3142R	5352R		
Фирма	Thomassen	Thomassen	AEG Kanis	AEG Kanis	Nuovo Pignone	Nuovo Pignone	Hitachi	Hitachi	Nuovo Pignone	"Зорька" – "Машпроект"
Год	1952	1971	1952	1952	1972	1952	1982	1987	1986	2010
N_e , МВт	10,3	18,5	10,0	8,5	4,4	10,0	10,8	26,6	9,6	16,0
N_{OK} , МВт	13,4	24,7	13,4	13,2	6,8	13,6	13,9	45,5	15,6	16,4
N_{TK} , МВт	13,4	24,7	13,4	13,2	6,8	13,6	13,9	45,5	15,6	16,4
t_{CT} , °C	954	929	954	899	943	954	932	932	1063	980
t_2 , °C	267	259,5	267	267	293	271	266	297	393	226,5
t_3 , °C	954	929	954	899	943	954	932	932	1063	980
t_4 , °C	528	518	528	482	494	523,6	513	483	481	584
t_5 , °C	353	346	335	335	353	353	363	366	414	287
t_6 , °C	447	440	449	428	439	444,6	420	416	460	528,6
$a_{изб}$	4,8	5,0	4,8	5,2	4,9	4,8	4,8	4,7	4,0	5,4
E	0,7	0,7	0,7	0,715	0,72	0,69	0,62	0,64	0,74	0,85
$G_{вз}$, кг/с	52,2	94,8	52,16	50,0	23,1	50,3	52,2	152,0	38,6	74,2
G_T , кг/с	0,607	1,08	0,60	0,543	0,269	0,60	0,63	1,85	0,56	0,79
G_r , кг/с	52,76	95,9	52,76	50,3	23,4	50,9	52,8	153,9	39,2	75,0
$Q_{затр} / N_e$	2,95	2,94	3,04	3,23	3,11	3,04	2,92	3,48	2,89	2,48
КПД расчетный, %	34,2	34,3	33,2	30,9	32,5	33,2	34,6	29,0	34,9	40,9
$\delta Q_{КС}$, %	0,9	1,14	0,48	0,89	1,74	0,96	0,83	0,74	1,51	1,74
π_k	7,3	7,0	7,3	7,3	8,5	7,5	7,3	8,7	14,2	5,75
КПД табличный, %	33,9	34,0	32,9	31,3	32,2	32,9	34,3	28,7	34,5	40,3

Большинство ГТП (рис. 1) – это реализованные агрегаты, успешно отработавшие свой назначенный ресурс в условиях КС или еще находящиеся в эксплуатации. Их КПД существенно ниже, чем у перспективных ГТП типа "Надежда" [11, 12] или ГТУ-16Р [6]. Это связано с тем, что у последних заявлена сравнительно высокая начальная температура газа перед ТВД и степень регенерации (для ГТП "Надежда" $T_3=1100^\circ\text{C}$ и $E=90\%$, а для ГТУ-16Р $T_3=980^\circ\text{C}$ и $E=85\%$). В итоге это позволяет получить расчетные значения КПД более 40%, что заметно выше КПД реализованных регенеративных ГТУ (см. рис. 1). Для этого при изготовлении теплонапряженных деталей ГТ и камеры сгорания помимо сложных систем охлаждения необходимо использовать также новые жаропрочные материалы, ресурсные характеристики которых изучены пока недостаточно [7].

О температурном уровне регенеративных ГТУ можно судить по опытным данным, помещенным на рис. 2. Они определяют на каждом этапе освоенный промышленностью уровень начальной температуры газа. Если рассматривать только реализованные проекты, то видны резкое замедление роста начальной температуры газа и ее стабилизация на уровне $920\text{--}950^\circ\text{C}$. Отсутствие за последние пять лет новых регенеративных ГТП промышленного типа с повышенными начальными параметрами ($T_3 > 1000^\circ\text{C}$) заставляет скорректировать в сторону уменьшения даже пессимистичный прогноз [13, 14] по росту КПД ГТП, выполненный в 2005 г. на основании имеющихся в то время опытных данных.

Ощутимое снижение темпа роста начальной температуры связано прежде всего с трудностями создания новых жаропрочных конструкционных материалов, удовлетворяющих требованиям высокой надежности и технологичности, а также других факторов, определяющих возможность их применения для изготовления деталей высокотемпературных газовых турбин.

Показатели регенеративных ГТУ с учетом расхода воздуха на охлаждение теплонапряженных деталей проточной части газовой турбины

Таблица 2

Показатели	Модели типа MS								PGT10R	ГТУ-16R
	3142R	5252R	3142R	3122R	1022R	3002R	3142R	5352R		
Фирма	Thomassen	Thomassen	AEG Kanis	AEG Kanis	Nuovo Pignone	Nuovo Pignone	Hitachi	Hitachi	Nuovo Pignone	"Зоря" - "Машпроект"
Год	1952	1971	1952	1952	1972	1952	1982	1987	1986	2010
N_e , МВт	9,5	17,0	9,1	7,6	3,9	9,7	10,5	25,2	9,3	15,6
N_{OK} , МВт	14,2	26,4	14,4	14,3	7,4	14,8	15,0	48,6	17,2	17,6
N_{TK} , МВт	14,2	26,4	14,4	14,3	7,4	14,8	15,0	48,6	17,2	17,6
t_{CT} , °C	829	804	830	778	819	830	808	806	939	855
t_2 , °C	267	259,5	267	267	293	271	266	297	393	226,5
t_3 , °C	954	929	954	899	943	954	932	932	1063	980
t_4 , °C	528	518	528	482	494	523,6	513	483	481	584
t_5 , °C	368	361	368	348	369	369	369	384	438	317
t_6 , °C	453	440	449	428	439	449	420	419	460	529
$a_{изб}$	4,7	5,0	4,8	5,2	4,9	4,8	4,8	4,7	4,1	5,4
E	0,71	0,7	0,72	0,72	0,72	0,7	0,62	0,65	0,74	0,85
$G_{вз}$, кг/с	51,4	98,0	52,2	51,7	24,1	52,4	54,1	156,5	40,8	76,6
G_r , кг/с	0,65	1,18	0,63	0,61	0,308	0,626	0,643	1,93	0,58	0,80
G_f , кг/с	52,1	99,2	52,8	52,3	24,4	53,0	54,7	158,4	41,4	77,4
$Q_{затр} / N_e$	2,95	2,94	3,04	3,23	3,11	3,04	2,92	3,48	2,89	2,48
КПД расчетный, %	31,64	31,4	30,4	27,9	29,0	32,1	33,6	27,6	33,8	39,9
$\delta Q_{КС}$, %	-0,3	-0,9	-1,2	-0,8	0,36	-0,7	-0,6	-1,67	1,1	0,1
π_K	7,3	7,0	7,3	7,3	8,5	7,5	7,3	8,7	14,2	5,75
КПД табличный, %	33,9	34,0	32,9	31,3	32,2	32,9	34,3	28,7	34,5	40,3

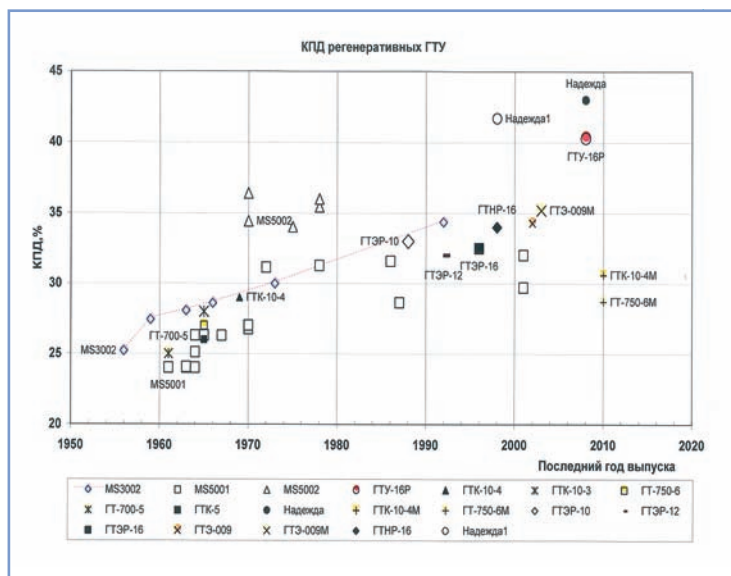


Рис. 1. КПД регенеративных ГТУ мощностью 3,7-26,7 МВт, по данным [6-12]

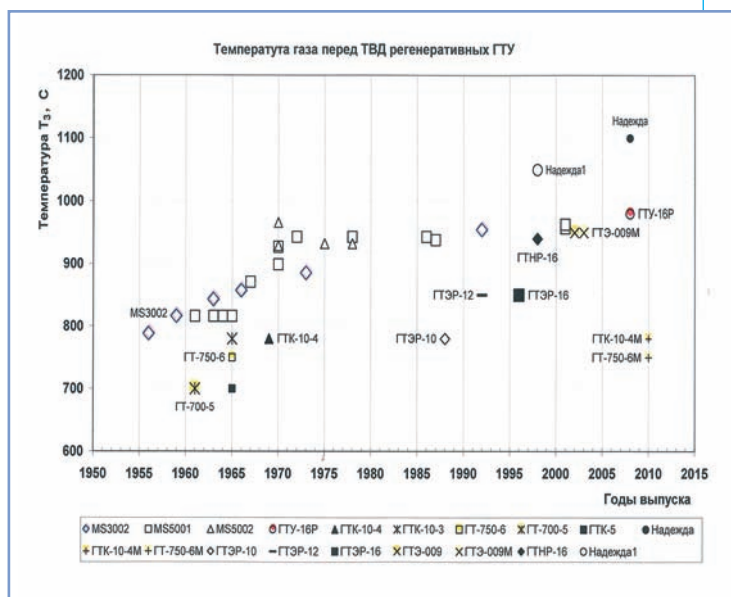


Рис. 2. Температура газа перед ТВД регенеративных ГТУ в 1955-2005 гг.

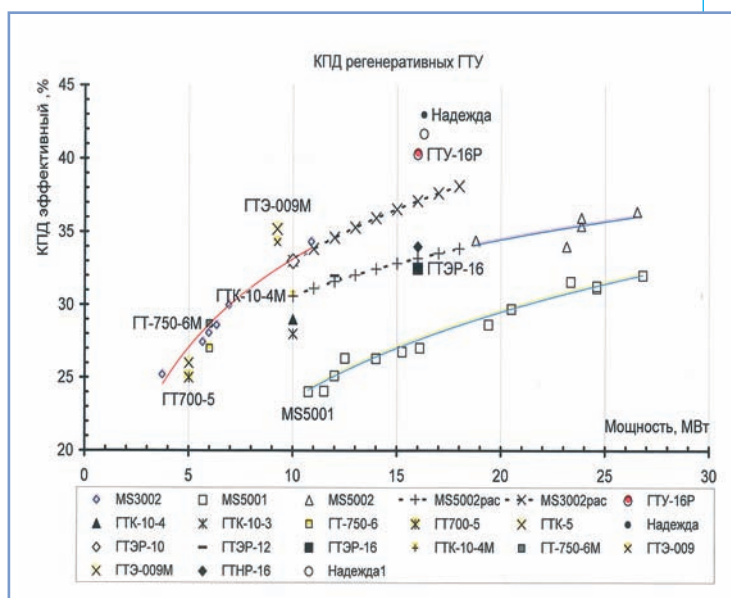


Рис. 3. Зависимости КПД регенеративных ГТУ промышленного типа от их полезной мощности (ЗУ реализованные и проектируемые)

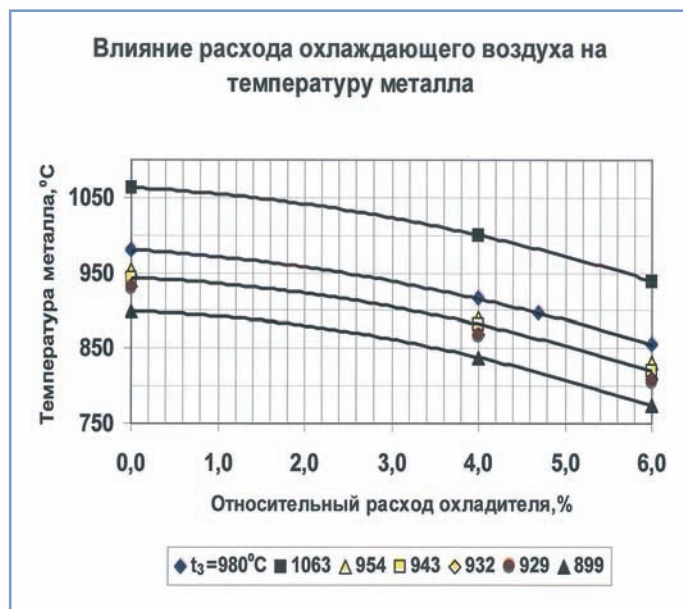


Рис. 4. Влияние расхода охлаждающего воздуха на температуру металла теплонапряженных деталей при различных начальных температурах газа перед турбиной компрессора:

T_3 , °C: 1 – 980; 2 – 1063; 3 – 954; 4 – 943; 5 – 932; 6 – 929; 7 – 899

Наиболее близки (по начальной температуре цикла) к перспективным проектам регенеративные ГТУ модели MS5002 мощностью 18–26 МВт и ГТУ типа ГТЭ-009 ($N_e=9,25$ МВт) с $T_3=950^\circ\text{C}$ и выше (рис. 3). Их КПД = 34÷36,5%. ГПП нагнетателей природного газа выпуска 1998 г. (ГТНР-16; $T_3=940^\circ\text{C}$; $E=80\%$) той же мощности, что и ГТУ-16Р имеет КПД = 34,0% (нижняя граница рассматриваемого диапазона).

Для мощности ГТУ 16 МВт имеющиеся опытные данные эффективности регенеративных ГТУ типа MS5001 невелики из-за сравнительно низкой начальной температуры цикла ($T_3=816^\circ\text{C}$). Поэтому для приближенной оценки реализованных значений КПД регенеративных ГТУ воспользуемся экстраполяцией опытных кривых, относящихся к агрегатам моделей MS3002 и MS5002 (отмеченные крестиками участки кривых на рис. 3).

Обращает на себя внимание, что экстраполяционный участок кривой, обобщающей опытные данные по КПД ГТУ типа MS5002, удовлетворительно согласуется с данными Невского завода – основного производителя ГПП ОАО "Газпром" не только для ГТУ типа ГТЭР мощностью 10, 12 и 16 МВт, но и для проектов модернизируемых агрегатов типа ГТК-10-4М и ГТ-750-6М, где пластинчатые регенераторы успешно заменяются на модульные трубчатые со степенью регенерации, близкой к $E=80\%$.

Экстраполяция опытной кривой для моделей типа MS3002 дает, по-видимому, завышенные результаты и не находит подтверждения у других производителей регенеративных ГТУ. В то же время необходимо отметить, что основной (неэкстраполяционный) участок этой кривой надежно подтверждается опытными данными Невского завода: точки, относящиеся к ГТК-5, ГТ-750-6 и ГТ-700-5, лежат вблизи этой опытной кривой. Несколько "выпадают" значения КПД для ГТЭ-009 и ГТЭ-009М, но следует учесть, что начальная температура газа у этих ГПП $T_3=950^\circ\text{C}$, а $E=80\%$. Эти показатели заметно выше аналогичных для ГПП той же мощности [6, 8 каталоги].

Насколько обоснован "скачок" КПД сразу на 6,3% за счет увеличения начальной температуры газа на 40°C ($T_3=980^\circ\text{C}$ вместо 940°C) и степени регенерации на 5% ($E=85\%$ вместо 80% у ГТНР-16), можно установить на основании поверочного термодинамического расчета ГТУ, где в качестве исходных данных используются опубликованные табличные показатели рассматриваемой ЭУ.

Применительно к ГТУ простого цикла такой анализ осуществлен для 28 агрегатов эффективной мощностью $N_e=6,92\div 277$ МВт, с $T_3=820\div 1350^\circ\text{C}$ и μ_k в диапазоне от 8,3 до 25,6 [15]. В качестве

критерия оценки достоверности табличных данных авторы выбрали "мощностную" долю $\Delta G_{охл}$ относительного расхода охлаждающего воздуха, которая должна для рассматриваемых ГТУ находиться в диапазоне от нуля до единицы. При $\Delta G_{охл}$ вне этого диапазона делается заключение о недостоверности исходных данных ГТУ, приведенных в опубликованных таблицах.

Вместе с тем целесообразность принятого критерия достоверности табличных данных вызывает сомнение, так как относительный расход охлаждающего воздуха составляет, как правило, сравнительно небольшую величину от расхода воздуха в ЭУ, а "мощностная" доля от относительного расхода может оказаться меньше погрешности термодинамического расчета ГТУ. Кроме того, этот критерий не позволяет выявить "источник недостоверности" табличных данных (цифровую неточность или опечатку в размерности показателя).

Поэтому для поверочного термодинамического расчета регенеративных ГТУ нами использован иной критерий достоверности табличных данных, а именно – величина небаланса тепловых потоков в камере сгорания ГТУ, диапазон изменения которой ограничен величиной $\Delta Q_{КС}=\pm 2\%$, причем если эта величина превышает допустимую, можно приемлемо откорректировать табличные расходы рабочих тел, чтобы уложиться в указанный диапазон, сохранив неизменными T_3 , μ_k , T_4 и затраченный удельный тепловой поток Q (Heat Rate).

Результаты поверочного расчета для действующих регенеративных ГТУ ряда фирм-производителей энергетического оборудования приведены в табл. 1 и 2; там же даны расчетные материалы для проекта ГТУ типа ГТУ-16Р при различных относительных расходах воздуха $g_{вз}$ на охлаждение теплонапряженных элементов проточной части турбины компрессора и камеры сгорания ($g_{вз}=0$ (см. соответственно табл. 1 и 2). Для расчета относительного расхода охлаждающего воздуха использована приближенная зависимость из работы [16], а "мощностная" [15] доля расхода охлаждающего воздуха принята равной 0,5.

Результаты поверочного расчета регенеративных ГТУ без затрат воздуха на охлаждение высокотемпературных деталей ($g_{вз}=0\%$; $T_{см}=T_3$) даны в табл. 1, из анализа которой следует, что:

- мощность и начальная температура газа ГТУ проекта ГТУ-16Р лежат в диапазоне аналогичных показателей подобранных в таблице реализованных регенеративных машин;

- небаланс тепловых потоков в камере сгорания двигателя не превышает по абсолютной величине допустимого значения, равного $\pm 2\%$;

- расчетные значения КПД всех ГТУ близки к табличным данным [6, каталоги] и даже немного выше из-за отсутствия расхода воздуха на охлаждение деталей двигателя;

- кроме расчетных КПД, близки к табличным значениям также температура газа за силовой турбиной T_4 , температура газа на выходе из воздухоподогревателя (ВП) T_5 , температура воздуха за осевым компрессором (ОК) T_2 и температура воздуха за ВП T_6 .

Все вышеизложенное подтверждает приемлемость принятых в приближенном поверочном расчете вспомогательных величин и позволяет, используя этот инструмент, оценить влияние относительного расхода $g_{вз}$ охлаждающего воздуха на эффективность ГТУ. Результаты поверочного расчета регенеративных ГТУ при воздушном охлаждении высокотемпературных деталей ($g_{вз}=6,0\%$; $T_{см}<T_3$) приведены в табл. 2, а изменение температуры металла этих деталей газовых турбин рассматриваемых ГТУ в зависимости от $g_{вз}$ – на рис. 4.

Наличие расхода воздуха на охлаждение повышает затраты энергии на собственные нужды ГТУ, увеличивает мощность компрессора, несмотря на рост степени регенерации, заметно увеличивает температуру газа на выходе из ВП. В целом полезная мощность падает, как и КПД ГТУ. При "мощностной" составляющей, равной 0,5, падение КПД ГТУ-16Р составляет 0,4% по сравнению с номинальным значением 40,3% [6].

При расходе охлаждающего воздуха $g_{в3}=6\%$ температуру металла деталей проточной части ГТУ-16Р можно снизить на 125°C и она составит 855°C . При табличном расходе воздуха $g_{в3}=4,7\%$ температура металла снижается лишь на 84°C , что (при использовании для приближенной оценки зависимости Ларсена-Миллера [17]) почти на порядок сокращает межремонтный период эксплуатации агрегата.

Важнейшим элементом регенеративной ГТУ является ее воздухоподогреватель, эффективность которого во многом определяет КПД установки в целом. Стремление улучшить массогабаритные показатели ВП за счет искусственного уплотнения трубного пучка (уменьшение зазоров между трубами в пучке) может привести к его "вырождению" в систему узких щелевых извилистых каналов, где не только изменяется режим течения (имеет место ламинаризация потока газа), но и часть поверхности труб "выключается" из процесса теплообмена [18]. Кроме того, необходимо учитывать возможный рост гидравлического сопротивления плотного трубного пучка, связанный с уменьшением зазоров вследствие технологических отклонений диаметра труб в пределах установленного допуска. Судя по материалам, приведенным в работе [6], пучок ВП ГТУ-16Р, используя терминологию, заимствованную в [19] – "суперплотный" ($S_2'/d_2 < 1,15$, где S_2' – диагональный шаг труб в пучке, d_2 – наружный диаметр трубы). Теплоотдача в таком "вырожденном" пучке из-за ламинаризации на 15% ниже, чем по расчету с применением рекомендаций [20], соответственно меньше и теплосъем. Поэтому степень регенерации (только за счет снижения теплоотдачи) $E=0,83$ вместо $0,85$ [18]. Отсюда следует важный вывод о том, что КПД ГТУ в целом составляет 39,6% вместо 40,3% [6].

Сопоставление показателей реализованных и проектируемых регенеративных ГТУ промышленного типа, предназначенных для эксплуатации в качестве привода нагнетателей природного газа, позволяет сделать следующие выводы.

1. Удовлетворительное согласование табличных данных [6, 19] и показателей, полученных с помощью поверочного расчета применительно к 10 произвольно выбранным регенеративным ГТУ, позволяет не только использовать разработанную методику для оценки достоверности информации, помещенной в периодической печати, но и выявлять возможные опечатки в цифровой информации таблиц ("резкий" скачок небаланса тепловых потоков в камере сгорания ГТУ).

2. Темп роста начальной температуры газа за 2000–2009 гг. замедлился даже по сравнению с анализом, выполненным в 2005 гг. [13]. Это, по-видимому, связано с изменением приоритетных требований, предъявляемых к ГТП промышленного типа, а именно: к безопасности, надежности, энергосбережению [8], причем последнее не за счет форсирования начальных параметров газа, а путем повышения надежности и ресурса двигателя, удобства его обслуживания и ремонта.

3. Рост КПД ГТУ нового поколения типа ГТУ-16Р достигнут за счет повышения T_3 газа и E .

3.1. Увеличение T_3 приводит не только к росту расхода охлаждающего воздуха и соответствующего падения КПД, но и к необходимости применения новых жаропрочных материалов и покрытий, ресурсные показатели которых изучены еще недостаточно [7], к повышению температуры металла и уменьшению межремонтного периода эксплуатации агрегата.

3.2. Повышение E увеличивает потери давления в трактах, затраты энергии на собственные нужды двигателя, повышает металлоемкость и габариты воздухоподогревателя и удельные массогабаритные характеристики двигателя.

3.3. Стремление снизить металлоемкость и габариты громоздкого и тяжелого ВП высокой эффективности за счет искусственного "стеснения" (уменьшения относительных шагов труб: $S_2'/d_2 < 1,23$) трубных пакетов из-за возможной ламинаризации потока теплоносителя в межтрубном пространстве приводит как к росту потерь давления, так и к снижению степени регенерации и КПД ГТУ в целом [18].

4. Повышение эффективности ГТУ (проекты "Надежда" [11] и "Надежда-1" [12]) реализуется путем форсирования начальных температур цикла ($T_3=1100$ и 1050°C), его усложнения (промежуточное охлаждение воздуха) и применения высокоэффективных рекуперативных ВП ($E=90$ и 80%). Это создает существенные трудности при реализации этих проектов, в которых назначенный ресурс основных узлов установки превосходит 100 тыс. ч.

Литература

1. Щуровский В.А., Бандалетов В.Ф. Состояние производства и опыт освоения ГТУ нового поколения для компрессорных станций / Доклад на Комиссии по газовым турбинам РАН. Ассоциация газотурбинных технологий для энергетики и промышленности, 2006. – 19 с.
2. Антипов Б.Н. Эксплуатационная надежность парка ГПА – основа стабильной работы газотранспортной системы ОАО "Газпром" / Б.Н. Антипов, И.Ф. Егоров, В.Ф. Бандалетов, Е.М. Ногин // Газотурбинные технологии. – 2009. – №1. – С. 4–7.
3. Романов В.И., Кучеренко О.С. Газотурбинный двигатель для газовой промышленности // Территория Нефтегаз. – 2007. – №8. – С. 92–95.
4. Мовчан С.Н., Бочкарев Ю.В., Соломонюк Д.Н. Этапы развития стационарных и судовых ГТУ с регенерацией теплоты // Газотурбинные технологии. – 2008. – №8. – С. 8–10.
5. Халатов А.А., Костенко Д.А. Какие газотурбинные двигатели необходимы газотранспортной системе Украины? // Газотурбинные технологии. – 2008. – №6. – С. 22–24.
6. Романов В.В. Особенности создания газотурбинной установки регенеративного цикла для ГПА / В.В. Романов, В.Е. Спицын, А.Л. Бочула, С.Н. Мовчан, В.Н. Чобенко // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2009. – Ч. 1. – №4/4 (40). – С. 16–19.
7. Бойс М.П. Эксплуатационная готовность и надежность промышленных ГТД // Газотурбинные технологии. – 2005. – №2. – С. 2–9.
8. Щуровский В.А. Новое поколение ГТУ для магистральных газопроводов. // Газотурбинные технологии. – 1999. – №6. – С. 4–13.
9. Поршаков Б.П. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций / Б.П. Поршаков и др. – М.: Недра. – 1992. – 207 с.
10. Johnston J.R. Performance and Reliability Improvements for Heavy-Duty Gas Turbines. GE Power Systems. – GER-3571H, 2000. – 45 p.
11. Огнев В.В., Зуев А.В., Бухарин Н.Н. Газоперекачивающий агрегат "Надежда" // Турбины и компрессоры. – 2004. – №1, 2 (26, 27). – С. 5–9.
12. Богорадовский Г.И. Газотурбинный агрегат "Надежда" / Г.И. Богорадовский, Л.Г. Кореневский, Б.П. Шайдак, Б.И. Юдовин // Турбины и компрессоры. – 1997. – №3, 4. – С. 4–7.
13. Орберг А.Н. Прогноз роста начальной температуры газа газотурбинного привода ГПА / А.Н. Орберг, В. Б. Сударев, Б.В. Сударев, М.В. Лазарев // Газовая промышленность. – 2005. – №5. – С. 62–65.
14. Орберг А.Н., Сударев В.Б., Сударев Б.В. О перспективности газотурбинных приводов нового поколения // Газотурбинные технологии. – 2005. – №2. – С. 14–17.
15. Денисов И.Н., Зюбанов А.В. К анализу табличных данных проектов ГТУ методом термодинамического расчета // Газотурбинные технологии. – 2008. – №8. – С. 40–42.
16. Арсеньев Л.В. Газотурбинные установки. Справочник / Л.В. Арсеньев и др. – Л.: Машиностроение, 1989. – 543 с.
17. Антикайн П.А. Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. – М.: Энергия. – 1980. – 424 с.
18. Сударев Б.В., Орберг А.Н., Кондратьев В.В. Теплоотдача и гидравлическое сопротивление "суперплотных" пучков труб // Материалы региональной НТК "Кораблестроительное образование и наука 2005, 25–28 октября 2005. – Т. 2. – СПб.: Изд. СПбГМТУ. – С. 13–23.
19. Мочан С.И. Аэродинамический расчет котельных установок (Нормативный метод). – Изд. третье. – Л.: Энергия, 1977. – 256 с.
20. Тепловой расчет котлов. Нормативный метод. – 3-е изд. – СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с. ■

За матеріалами журналу "Газовая промышленность"

Система управления КС "Волоколамская" на базе МСКУ-СС-5000-02

В.А. Крупин, П.В. Морозов, В.В. Хухляков,
ООО "Газпром трансгаз Москва",
С.Д. Альтшуль,
ЗАО НПФ "Система-Сервис"

На компрессорной станции (КС) "Волоколамская" филиала ООО "Газпром трансгаз Москва" Белоусовского УМГ приемочной комиссией ОАО "Газпром" принята в эксплуатацию и рекомендована к внедрению перспективная система автоматического управления (САУ) компрессорной станцией на базе микропроцессорной системы контроля и управления МСКУ-СС-5000-02, разработанная ЗАО НПФ "Система-Сервис". В работе комиссии приняли участие представители департамента автоматизации систем управления технологическими процессами, департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО "Газпром", ОАО "Газавтоматика", ООО "Газпром трансгаз Москва", а также представители крупнейших газотранспортных обществ.



Рис. 1. Компрессорная станция "Волоколамская" ООО "Газпром трансгаз Москва"

На стадии формирования технического задания на САУ, а также в процессе ее монтажа и наладки специалистами управления по автоматизации ООО "Газпром трансгаз Москва" и персоналом компрессорной станции сформированы современные требования к функциям, реализуемым САУ.

При создании САУ КС "Волоколамская" (рис. 1) решены следующие основные задачи:

- оптимизировано управление компрессорной станцией на всех режимах;
- обеспечена безопасность эксплуатации технологического оборудования на уровне самых высоких международных стандартов;
- обеспечена высокая надежность программно-технического комплекса САУ КС.

Для выполнения поставленных задач реализованы новейшие технические решения в части создания единой системы комплексного управления, регулирования и распределения мощности газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

Специфика КС "Волоколамская" заключается в том, что на ней установлены газоперекачивающие агрегаты последнего поколения разных модификаций: два агрегата ГПА-12 "Урал" с газотурбинными приводами ПС-90П12 мощностью 12 МВт и два агрегата ГПА-16 "Урал" с газотурбинными приводами НК-16 мощностью 16 МВт (рис. 2). Эта



Рис. 2. Газоперекачивающие агрегаты последнего поколения на КС "Волоколамская"

специфика учитывается в МСКУ-СС-5000-02 при оптимальной реализации диспетчерских режимов.

Система автоматизации всего газоперекачивающего комплекса КС выполнена с применением однотипного оборудования. Так, ГПА оснащены системами агрегатной автоматики МСКУ-5000-СС-01, которые обеспечивают управление всеми механизмами ГПА, газотурбинным приводом и нагнетателем. Задача управления осевым компрессором и регулирования подачи топлива в двигатель системой управления реализуется замыканием обратной связи контуров регулирования с циклами 5, 10 и 20 мс [1, 2].

Работу компрессорного цеха (КЦ) регулирует локальная интеллектуальная станция компрессорного цеха (ЛИС КЦ) из состава МСКУ-СС-5000-02, где в реальном времени рассчитываются функционалы режима каждого ГПА, которые затем используются в качестве операторов в целевой функции эффективности режима работы КЦ. Максимум указанной целевой функции определяется по специальным адаптивно подстраиваемым моделям. В результате ЛИС КЦ формирует управляющие воздействия на каждый из ГПА и обеспечивает требуемый диспетчеру режим работы цеха (по давлению, расходу или степени сжатия) с оптимальным распределением мощности между ГПА. ЛИС КЦ выполнен на базе высоконадежного промышленного контроллера CP416 фирмы Siemens.

При всех вышеописанных функциях регулирования оператор контролирует работу всей системы. Согласно графику специалиста службы КИПиА КС "Волоколамская" ведутся калибровка каналов измерения МСКУ-СС-5000-02, настройка датчиков на ГПА и других основных объектах КЦ, поддерживаются в работоспособном состоянии все исполнительные механизмы и приборы.

Эксплуатация САУ на КС "Волоколамская" с 2006 г. подтвердила высокие показатели надежности и точности характеристики системы: давление на выходе КС поддерживается с точностью 0,05 МПа; расхода газа через КС – с точностью 20 тыс. м³/ч, при этом частота вращения турбин регулируется с точностью 5⁻¹ мин.

Структурная схема АСУ ТП КС "Волоколамская" (рис. 3) объединяет четыре САУ ГПА МСКУ-СС-5000-01 с индивидуальными устройствами представления информации (УПИ); пульт централизованного управления с системой коллективного отображения информации (СКО) – видеостеной; САУ КЦ на базе МСКУ-СС-5000-02 из шести ЛИС; устройства серверное и коммуникационное.

Оператору информация предоставляется по так называемому ситуационному методу управления, что способствует концентрации его внимания на том технологическом объекте, который требует вмешательства в текущий момент времени. Технологические процессы, идущие в штатном режиме, управляются автоматически без привлечения внимания оператора.

Для обеспечения большего удобства управления распределенными объектами, наряду с пультом центрального управления в опе-

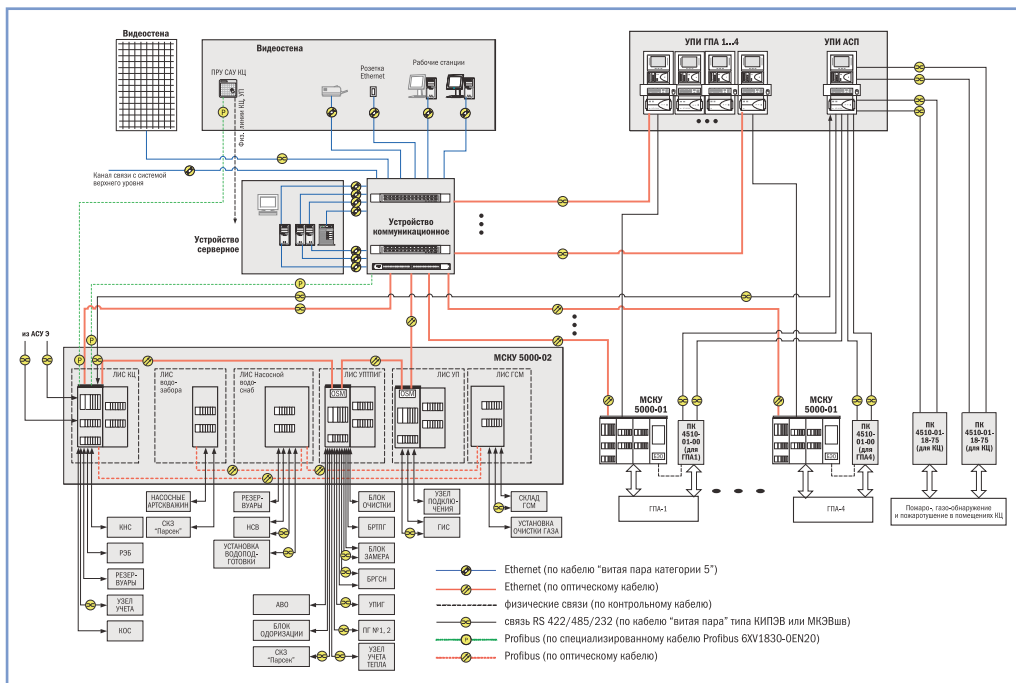


Рис. 3. Структурная схема АСУ ТП КС "Волоколамская":
 ГИС – газоизмерительная станция;
 БРТПГ – блок редуцирования топливного, пускового газа;
 БРГСН – блок редуцирования газа на собственные нужды;
 УПИГ – установка подготовки импульсного газа;
 ПГ – подогреватель газа;
 СКЗ – система катодной защиты;
 АВО – агрегаты воздушного охлаждения;
 НСВ – насосная станция водоснабжения;
 ПК – пожарный контроллер;
 КНС – канализационная насосная станция;
 РЭБ – ремонтно-эксплуатационный блок;
 КОС – канализационные очистные сооружения;
 АСУЗ – автоматическая система управления энергоснабжением;
 КЦ – компрессорный цех;
 УПТПГ – установка подготовки топливного, пускового, импульсного газа;
 ПРУ – пульт резервного управления;
 ГСМ – горюче-смазочные материалы;
 АСП – автоматизированная система пожаротушения

раторной КС "Волоколамская" установлены СКО и индивидуальные устройства представления информации ГПА (рис. 4).

Система управления КС является открытой и поддерживает все стандартизованные протоколы информационного взаимодействия, благодаря этому на центральный пульт управления выводится информация от всех станционных систем, в том числе телемеханики, узла учета теплоты, АСУ электроснабжением, установок водоподготовки, подогревателей газа, катодной защиты, учета расхода транспортируемого газа с газоизмерительной станции и др. Видеостена, на которую выводится информация о работе КС, помогает сменному персоналу обеспечивать эффективную работу компрессорной станции, создавая условия для безопасной эксплуатации объекта.

Информационные потоки от агрегатов и технологического оборудования КЦ по оптическим линиям связи поступают в устройство серверное УС-04 по кольцевой схеме, обеспечивающей 100%-е резервирование информационных каналов и соответствующей современным требованиям надежности.

УС-04 обрабатывает данные технологических процессов КЦ, обеспечивает их архивирование и ретрансляцию на клиентские станции пульта и передачу на уровень диспетчерского управления Белоусовского УМГ. Критические параметры работы ГПА, топливного и антипомпажного регуляторов архивируются в УС-04 с циклом 20 мс. Для обеспечения высокой надежности архивирования и ретрансляции данных в УС-04 применено два сервера визуализации на базе SCADA WinCC 6, резервирующих друг друга по "горячей схеме". Архивация данных осуществляется сервером архивов на RAID-

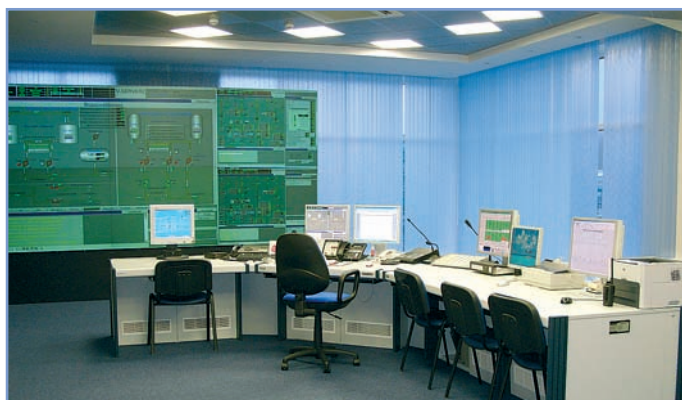


Рис. 4. Операторная КС "Волоколамская" с пультом централизованного управления и видеостеной

массивы, сконфигурированным по пятому классу. Это позволяет обеспечить работоспособность сервера архивов и сохранность архивов при отказе любого жесткого диска.

Для осуществления коммуникаций АСУТП КС с АСУ диспетчерского уровня Белоусовского УМГ в УС-04 используется OPC шлюз-сервер. Это позволяет надежно защитить информационно-управляющую сеть компрессорной станции от несанкционированного доступа с других уровней управления.

При внедрении САУ КС на базе МСКУ-СС-5000-02 впервые учтены требования СТО Газпром 2-3.5-051-2006 "Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов" в части автоматического формирования алгоритмов аварийного останова станции.

В составе САУ КС "Волоколамская" на базе МСКУ-СС-5000-02 проходит опытную эксплуатацию уникальная подсистема минимизации стоимостных затрат на компримирование газа. Эта подсистема оптимально распределяет мощность между разнотипными ГПА. Функционирование данной подсистемы невозможно без обеспечения высоких точностных и надежностных характеристик самой САУ, а также достоверности информации, поступающей от технологического оборудования. Первые результаты эксплуатации подсистемы подтвердили прогнозы о снижении себестоимости компримирования газа на КС на 3-5 % и эффективность заложенных в МСКУ-СС-5000-02 алгоритмов оптимального распределения мощности сжатия между агрегатами цеха.

САУ КС на базе МСКУ-СС-5000-02 рассчитана на эксплуатацию в течение 20 лет, при этом предусмотрена возможность расширения и модификации системы в целях отслеживания возможных изменений в технологии станции.

Проделанная ОАО "Газпром" работа на КС "Волоколамская" получила достойную оценку при посещении объекта руководством страны и позволила создать эффективную систему управления компрессорной станцией.

Литература

1. Альтшуль С.Д., Гайдаш Д.М., Квашнин С.В. и др. МСКУ 5000 – современная система управления газоперекачивающими агрегатами различных типов // Газотурбинные технологии. – 2006. – №4.
2. Альтшуль С.Д., Гайдаш Д.М., Зиндер Л.В. и др. Особенности системы автоматического управления ГТУ ДГ90Л2 и ДГ90Л2.1 на базе МСКУ 5000 // Газотурбинные технологии. – 2005. – №4. ■

За материалами журналу "Газовая промышленность"

Застосування підземних систем регулювання тиску газу при будівництві нових станцій розподілення газу в Україні

М.Л. Білявський, к.т.н., Рівненське ЛВУМГ

Забезпечення ефективної реалізації програми газифікації регіонів України можливе за рахунок вдосконалення існуючих виробничих об'єктів (газорозподільних станцій та підстанцій). У короткі строки з найменшими капіталовкладеннями таке завдання може бути вирішено шляхом застосування підземних систем регулювання тиску газу. Модульні системи підземного регулювання тиску газу поширені в Німеччині, Великобританії, Ірландії, Польщі тощо. Перелік країн, які застосовують підземні системи регулювання тиску газу, щорічно поповнюється. Це пов'язано з існуючими перевагами

такої системи. Підземне розташування системи регулювання тиску газу дає можливість виключити витрати на будівництво та обігрів виробничих приміщень, забезпечити мінімальний рівень шуму та підвищити рівень захисту від несанкціонованого доступу.

Як показує світовий досвід, такі системи надійно експлуатуються в сейсмонезбезпечних регіонах. Проте на сьогодні устаткування такого типу в країнах Східної Європи не використовується через відсутність пристосування і нормативів для їх проектування, будівництва та експлуатації.

У ході проведення аналізу публікацій було встановлено, що в світових аналогах такої установки відсутні системи телемеханізації. Враховуючи призначення підземних систем регулювання тиску газу, виникає необхідність контролю основних показників роботи цієї системи регулювання. Таке завдання пропонується вирішити шляхом встановлення GPRS-модему та підключення його до загальної системи автоматизованого робочого місця диспетчера.

Література

1. Bruzelius N., Flyvbjerg B., Rothengatter. Big decisions, big risks. Improving accountability in mega projects. Transport Policy; 9: 143-154.
2. DOE "Annual Energy Review 2004", Energy Information Administration, 2004. ■



Підземна система регулювання тиску газу: а – підготовчі роботи; б – система здана в експлуатацію [2]

Ремонт з душею, або Досягнення наукової психології у проєкції на модернізацію української газотранспортної системи



Д.М. Сороченко, О.В. Семенюк, НАЦ ДК "Укртрансгаз"

"Моя душа завжди лежала до механіки, до дизеля, до ремонту", – ці слова належать директору філії "Виробниче ремонтно-технічне підприємство "Укргазсервіс" ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України" Роману Орестовичу Флюнту. Не кожен посадовець здатен так широко і нехитро-мудро освідчитися у любові до свого фаху. Тільки той, хто на своєму місці. Флюнт Роман Орестович – людина з рідкісним прізвищем та рідкісним професійним талантом. Здавалося б, захоплення механікою притаманне людям з суто технічним складом мислення. Однак це не про Романа Орестовича. Він – багатогранна особистість, і його неможливо умістити в рамки звичних характеристик. У вільний від роботи час Роман Орестович опановує досягнення наукової психології. На дозвіллі любить подорожувати автомобілем. Відпочиває і працює до повної самовіддачі.

Від самого початку своєї трудової діяльності він ніколи не шукав легких шляхів. Роман Орестович належить до славної когорти газовиків, загартованих величезним практичним досвідом. Він народився в смт Стрілка Іркутської області, у самісінькій середині весни – 15 квітня 1954 р. Отож, він увійшов у життя з веселим та бадьорим настроєм, який і досі є його незмінною візитівкою. А Стрілка з глибини Росії вказала дорогу на захід України. Після закінчення середньої школи у 1971 р. Роман Флюнт вступив до Івано-Франківського інституту нафти і газу. Заклад було обрано за покликом душі, хоча, як-то кажуть, ноги йшли до Львівської політехніки. Про свій остаточний вибір Роман не жалкував. Учився на нафтогазопромислового факультеті. Починав зі спеціальності "спорудження нафтогазопроводів". Потім його та ще кількох одногрупників було переведено на спеціальність "проектування і експлуатація нафтогазопроводів, газосховищ і нафтобаз". І хоч обидві спеціальності мали майже однаковий набір предметів, спеціальність "проектування" передбачала більш глибоке вивчення, зокрема теоретичної механіки.

Студент Флюнт вчився не заради оцінок і диплома. Він опановував науку з цікавістю і з задоволенням. Багато в чому цьому сприяв і сильний та кваліфікований викладацький склад інституту. З великою повагою згадує Роман Орестович своїх викладачів, які блискуче володіли теорією, мали практичний досвід, були небайдужі до своєї справи і безмежно захоплювались нею. Це професор Столяров – викладач сопромату, Козак – теплотехніки, викладачі факультету І.Х. Хизгілов, К.Д. Фролов, В.К. Касперович, Х.Т. Марзаганов, а також І.І. Іванов – завідувач кафедри. Останній просто-таки "марив



Р.О. Флюнт – крайній справа у першому ряду. 30 травня 2008 р.

проектами". З напорчуд людьми, шляхетними та високоосвіченими учителями навіть найважчі предмети давалися досить легко. При інституті діяло конструкторське бюро, де проходили випробування численні студентські проекти. В межах інститутської практики перший практичний досвід Р.Флюнт отримував на промислових об'єктах, зокрема на будівництві компресорної станції "Ужгород". Тут у пригоді стали навички того часу, коли ще малим Роман спостерігав за роботою свого батька, який працював геологом і був одним з найкращих спеціалістів галузі. Напевно, ще тоді у душі хлопчини і зародилося оте незгасаюче захоплення механікою, яка так чи інакше пов'язана з освоєнням надр Землі. Захоплення, що передалося від батька Ореста Флюнта до сина Романа Флюнта, передається і далі по родинному ланцюжку. Діти Романа Орестовича – донька Віра та син Орест теж працюють у нафтогазовій промисловості і так само, як дід та батько, є справжніми професіоналами своєї справи.

Роман Орестович і по сьогодні не втрачає зв'язків зі своєю альма-матер. Він захоплено розповідає про унікальний геологічний музей, що діє при закладі. Тепло згадує декана нафтогазпромислового факультету В.П. Лісафіна, з яким не тільки спілкувався у справах, а й товаришував. Івано-Франківський інститут нафти і газу в 1994 р. за результатами акредитації отримав статус Державного технічного університету нафти і газу IV рівня акредитації. У 2001 р. закладові надано статус Національного. Він був і залишається єдиною в Україні вищою школою підготовки фахівців для нафтової та газової промисловості. Однак варто віддати належне випускникам семидесятих, до яких належить Роман Орестович Флюнт. Це покоління фахівців отримало знання такої глибини, що є недосяжною для більшості сучасних студентів.

Після закінчення інституту в 1976 р. Р.О. Флюнт був направлений на роботу на підприємство "Львівтрансгаз". Його запросили директор Ярослав Степанович Кривко та головний інженер Петро Михайлович Натина. Робота обіцяла бути "сидячою" і була не до душі молодому проектантові з бадьорим весняним настроєм, великим багажем знань та безліччю ідей. Флюнт прагнув потрапити в епіцентр подій. Поміж інших пропозицій він обирає компресорну станцію, що



Крайній справа – Р.О. Флюнт. Афганістан, 1987 р.



є таким собі експериментальним полігоном, і вирушає у Кам'яно-Бузьке лінійне управління магістральних газопроводів Львівського управління видобування і транспортування газу, а саме – на компресорну станцію "Сокаль". Так він опиняється в самісінькому епіцентрі, тобто біля газотурбінної установки, вперше розробленої в СРСР і виготовленої Уральським заводом імені Ворошилова, – ГТН-6. За своїм характером установка нагадувала самонавідну торпеду, яка вироблялася тим же заводом. Це був великий експеримент, в якому Р.О. Флюнту передусім відводилося місце машиніста. Найбільший жак наводили нагнітач та камера згоряння експериментальної установки. Кільцева камера згоряння через 500-700 мотогодин роботи розліталася вщент. Основну проблему становив перепад "мастило – газ". Було очевидно, що установка потребує невідкладної доробки. ▶

На об'єкті постійно працювала група інженерів і конструкторів. Молодим спеціалістом Флюнтом та його колегами було виявлено прорахунки в теоретичних параметрах і внесено корективи у конструкцію установки. Відповідні завдання були поставлені головному конструктору заводу-виробника. Таким чином, перша радянська газотурбінна установка була вдосконала, а великий і ризикований експеримент завершився успішно. Всі дії узгоджувались з керівництвом, яке часто навідувалось на компресорну станцію "Сокаль". З боку Львівтрансгазу – це Іван Григорович Палцан і Петро Михайлович Натина. З боку найвищого керівництва – Роман Васильович Козак. Ці керівники не лише керували – вони були відмінними практиками і демонстрували вищий фаховий "пілотаж". Їх мали за взірць не через дорогий костюм або годинник. Це були справжні авторитети.

Разом з Романом Васильовичем Козаком, неперевершеним організатором та ідейним сподвижником, Флюнту Роману Орестовичу довелося пройти ще один ризикований експеримент. Обоє Романів чекало досить не романтичне відрядження в Республіку Афганістан. Це станеться через кілька років після згаданих подій.

На Кам'янку-Бузькому ЛВУМГ Р.О. Флюнт пропрацював на інженерних посадах до 1981 р. З 1981 по 1987 р. працював старшим інженером-налагоджувальником виробничого ремонтно-технічного підприємства "Укргазэнергоремонт".

Далі у трудовій біографії Романа Орестовича короткий рядок на вагу життя – перебував у закордонному відрядженні в Республіці Афганістан. Попри бойові дії радянський уряд вимагав негайної розбудови та експлуатації газових родовищ Афганістану. З прибуттям в Афганістан усі без винятку спеціалісти проходили курс навчання щодо користування бойовою зброєю, особистого захисту в умовах бойових дій та взаємодії з військовими частинами. Разом з іншими спеціалістами Р.О. Флюнт отримав табельну зброю – автомат Калашникова, пістолет ПМ, набой. Люди мирної професії, покликання яких нести тепло в оселі, потрапили в безпросвітну політичну колізію. Долаючи нервові напруження, доводилося виконувати завдання партії – качати газ у рахунок боргів Афганістану. Координатором діяльності усіх груп на об'єктах газової промисловості Афганістану, включаючи технічні, кадрові та побутові питання, було призначено Р.В. Козака. Жили в гірському селищі. Пересувалися гелікоптерами, яких називали "крокодилами". Щоправда, Роман Васильович Козак здебільшого пересувався на білій "Волзі". Щонайперше йому вдалося газифікувати афганське селище, що дало безперечного авторитету не тільки поміж "своїх", а й місцевих мешканців. Ремонтники мали спеціалізовану комплексну базу, де здійснювали ремонт та сервісне обслуговування обладнання. Українські спеціалісти навчали працювати афганських колег. Афганці швидко засвоювали науку, однак у вузькопрофільному форматі. Один спеціаліст міг засвоїти дві-три операції й не більше.

Після повернення з Афганістану Роман Орестович Флюнт працював на інженерних та управлінських посадах у Стрийському цеху виробничого ремонтно-технічного підприємства "Укргазэнергоремонт" ВВО "Укргазпром". Колектив Стрийського управління очолював Тимчишин Михайло Дмитрович. В обов'язки колективу входили ремонтні та пусконаладжувальні роботи на компресорних станціях багатьох областей України: в УМГ "Львівтрансгаз", "Прикарпаттрансгаз", "Київтрансгаз", "Донбастрансгаз" тощо. Групи спеціалістів часто вилітали на об'єкти газотранспортної системи, розташовані за межами України. Їх звали вахтовиками. Іноді доводилося працювати в умовах сорокаградусних морозів. "Зимовки" доводилося споруджувати власними і, треба зазначити, золотими руками. Високі фахові здібності Р.О. Флюнта давали йому змогу знаходити вирішення найскладніших завдань, пов'язаних з ремонтом обладнання. Основною проблемою була нестача досвідчених кадрів. На підприємство залучали фахівців, які пройшли школу Середньої Азії та Тюмені – здебільшого вихідців із Західної України.

У 2000 р., на межі тисячоліть, Роман Орестович Флюнт призначений на посаду начальника Гайсинського управління філії "Виробничо-

ремонтно-технічне підприємство "Укргазэнергосервіс" ДК "Укртрансгаз". А з 2005 р. працює директором філії. Для таких людей, як Роман Орестович, висока посада – це не м'яке крісло в затишному кабінеті. Це висока відповідальність і щоденна робота, спрямована на чітку організацію злагоджених робочих процесів. Так склалося, що високі посади діставалися Р.О. Флюнту у спадок від видатних управлінців – найкращих практиків, теоретиків та організаторів, таких як Зісман Валерій Якович. Тобто "планка" завжди стояла досить високо і не було жодного права на помилку. Відмінні знання і величезний практичний досвід, якого ніколи не цурався Роман Орестович, дали йому змогу стати одним з кращих серед управлінців галузі. У той же час ВРТП "Укргазэнергосервіс" стає одним з провідних підприємств. З огляду на тривалий термін експлуатації газотранспортної системи України обсяг ремонтних робіт невинно збільшується. Компресорні станції магістральних газопроводів потребують термінової реконструкції. Разом з тим основні зусилля спрямовуються на підвищення якості сервісно-технічного обслуговування технологічного обладнання, пошук нових технологій та вдосконалення засобів ремонтних робіт.

Сьогодні найбільш актуальним для галузі є питання модернізації української газотранспортної системи. Щодо цього Роман Орестович Флюнт має власну, досить виважену думку. Вона полягає у наступному: доки тривають суперечки щодо того, як вчинити з основним обладнанням компресорних станцій – замінити його на нове вітчизняне чи імпортне, можна було б здійснити капітальний поглиблений ремонт існуючого обладнання і таким чином збільшити його ККД і значно подовжити термін експлуатації. Тим більше, що ВРТП має великий досвід ремонту таких двигунів, як ГТК-10 I та ГТК-25 I, що кількісно переважають на компресорних станціях магістральних газопроводів "Союз", "Уренгой-Помари-Ужгород". На запитання: "Де доцільніше здійснювати ремонт – на заводі, де вироблене обладнання, чи на базі ВРТП?", Роман Орестович також має впевнену відповідь. Залучення до ремонту такого виробника, як General Electric, збільшить вартість робіт у порівнянні з ремонтом на базі ВРТП щонайменше у 3,5 рази! Здійснення ремонту на базі ВРТП – це не лише економічно вигідна пропозиція, а ще й значно коротші терміни виконання робіт. На сьогодні ремонтними базами ВРТП освоєно понад 400 видів ремонту. Зокрема, ремонт великогабаритних турбін, турбін низького і високого тиску, реставрація вузлів газомотокомпресорів. Разом з Львівським фізико-механічним інститутом освоюються додаткові види робіт. Віднедавна застосовується метод емульсійного очищення, який викликав інтерес з боку закордонних спеціалістів. Що стосується обладнання вітчизняного виробництва, оскільки установки поділяються на стаціонарні і конверторні, то й ремонт повинен здійснюватись відповідно. Ремонт стаціонарних установок провадить ВРТП, ремонт конверторних установок здійснює завод-виробник. Це найбільш оптимальний розподіл. Тим більше, такі підприємства, як "Зоря" – "Машпроект" мають "монополію" на запчастини, що унеможливує ремонт на базі ВРТП за винятком поточних ремонтів та ремонту нагнітачів. Часто йдеться про широке застосування на компресорних станціях електропривідного устаткування. Звісно, це дасть змогу значно збільшити ККД та знизити затрати газу. Однак, на думку Романа Орестовича, такий досвід поки що себе не виправдав. Для прикладу: Сумська компресорна станція – устаткування є, а от електроенергії бракує. Тобто, на часі галузь зовсім не підготовлена до стрімкої революційної модернізації. Відтак, аби питання оновлення української газотранспортної системи не перетворилось на риторичне, варто діяти послідовними, перевіреними і економічно виправданими методами. Час рішучих дій неодмінно настане! Коли? Можливо, всередині весни, адже це період визначних подій, таких як народження видатної особистості, талановитого фахівця і управлінця – Романа Орестовича Флюнта. "А якої весни, цієї чи наступної?" – усміхається Роман Орестович. Він упевнений – якщо бракує грошей, то краще робити ремонт власними силами, ніж нічого. І хай там як, його душа лежить до ремонту. А працювати з душею не кожному дано. ■

Про участь працівників ДК "Укртрансгаз" у роботі Міжнародного виставкового промислового форуму "Патон Експо 2010"

І.О. Орлов, ДК "Укртрансгаз"



В центрі: президент Академії наук України Б.Є. Патон і заступник директора ДК "Укртрансгаз" Б.О. Клюк



З 1 по 3 червня 2010 р. у виставковому центрі "КиївЕкспоПлаза" проходив Міжнародний виставковий форум "Патон Експо 2010", який складався із спеціалізованих промислових виставок "Зварювання. Споріднені технології", "Трубопровідний транспорт", "Неруйнівний контроль та технічна діагностика", тісно пов'язаних між собою. Організаторами виставки були Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України за сприяння Національної академії наук України, Київської торгово-промислової палати, Асоціації "ОКО", Асоціації промислового арматуробудування України.

На виставці були представлені експонати компаній з Польщі, Росії, Італії, Індії, Китаю та українських підприємств.

У церемонії відкриття виставки взяли участь президент Академії наук України Б.Є. Патон, перший секретар посольства Індії, заступник директора ДК "Укртрансгаз" Б.О. Клюк, президент Польської арматурної асоціації, інші офіційні особи.

ДК "Укртрансгаз" на виставковому стенді пропонувала учасникам та гостям виставки можливості у сфері надання послуг: транзиту природного газу, будівництва та експлуатації магістральних газопроводів, зберігання газу в підземних сховищах, науково-технічне забезпечення галузі. Короткометражні фільми, які демонструвались на стенді компанії, відображали її технічний та науковий потенціал, основні види діяльності ДК "Укртрансгаз".

Стенд відвідали представники виробничих та наукових організацій як діючих, так і потенційних партнерів ДК "Укртрансгаз", таких як ІЕЗ ім. Є.О. Патона, Асоціації промислового арматуробудування України, Науково-випробувального центру "Якість", концерну ESAV, ДП "Науково-дослідний і конструкторсько-технологічний інститут трубно-прислосовості ім. Я.Ю. Осади", W. Pilling (Німеччина), "Благовещенський арматурний завод" (Росія) та інші.

Керівництво та фахівці ДК "Укртрансгаз" зустрічались з представниками компаній, які відвідали стенд. Темою переговорів було подальше співробітництво на різних рівнях. З представниками фірм,



Зліва направо: Б.О. Клюк та І.О. Орлов

організацій, підприємств досягнуто угоди про співробітництво, подальші зустрічі, обмін інформацією тощо.

У рамках виставкового форуму відбулася науково-практична конференція "Комплексний підхід у вирішенні проблем неруйнівного контролю магістральних трубопроводів. Трубопровідна арматура: технологія діагностики, зварювання, наплавлення, ремонту", організований НТК "ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАН України" та Асоціацією "ОКО". Із вступним словом на конференції виступив заступник директора ДК "Укртрансгаз" Б.О. Клюк. З доповіддю "Апробація методів неруйнівного контролю металу ідентифікаційним при визначенні технічного стану труби газопроводу" виступила Л.В. Зайцева – заступник директора НВЦ "Техдіагаз".

Учась фахівців ДК "Укртрансгаз" у щорічній міжнародній виставці та конференції надала можливість ознайомитись з передовим досвідом вітчизняних та зарубіжних нафтогазових компаній, а також ознайомити присутніх з діяльністю та перспективами ДК "Укртрансгаз". ■

Теплий прийом будівельників через 30 років



Будівельники газопроводу "Союз" зібрались через 30 років, м. Тальне

Група німецьких будівельників, які працювали в 1977–1978 рр. на будівництві газопроводу "Союз", відвідала компресорну станцію в м. Тальне, де оглянула об'єкти (лінійну частину, обладнання компресорної станції, енергетичне обладнання) газопроводу, де безпосередньо брали участь у його розбудові.

ХРОНІКА БУДІВНИЦТВА

21 червня 1974 р. на черговій сесії Ради економічної взаємодопомоги (РЕВ), яка проходила в Софії, було підписано Генеральну угоду між Болгарією, Угорщиною, НДР, Польщею, Румунією, СРСР і Чехословаччиною про спільне освоєння Оренбурзького газоконденсатного родовища і будівництво магістрального газопроводу "Союз" ("Оренбург–Західний кордон СРСР"). Для газової галузі ця угода була важливою тому, що закордонні держави в рахунок майбутніх поставок газу брали на себе обов'язок виділити для будівництва труби, техніку, робочу силу і необхідне фінансування.

Траса газопроводу була розподілена на п'ять відрізків, закріплені за державами-учасниками будівництва: перший – за Угорщиною, другий – за Чехословаччиною, третій – за Польщею, четвертий і п'ятий, які проходили по території України, були закріплені за НДР і Болгарією відповідно. У 1976 р. було розпочато роботи на будівництві п'ятої ділянки газопроводу "Союз", який проходив територією Черкаської, Вінницької, Хмельницької, Тернопільської, Івано-Франківської та Закарпатської областей. Перші труби на трасі цього газопроводу були прокладені в Дунаєвецькому районі Хмельницької області. Потім в інших областях України труби стали прокладати німецькі будівельники.

Прокладання трубопроводу на трасі виконувалось великими механізованими комплексами. В основі їх роботи було зварювальне виробництво за технологіями Інституту електрозварювання імені Є.О. Патона та інших наукових і виробничих установ СРСР. В основному використовувалось автоматичне зварювання. Більш як 50% стиків труб у будівництві лінійної частини газопроводу виконано автоматичним зварюванням під шаром флюсу, яке не передбачало ручного підварювання.

Особлива увага приділялась удосконаленню організації і методів контролю якості зварних з'єднань. Починаючи з 1977 р. контролювались усі без винятку з'єднання трубопроводів діаметром 1420 і 1220 мм. На трасі газопроводу використовувались автономні автоматичні установки для панорамного просвічування зварних з'єднань трубопроводів "Парус-3" (панорамна автоматизована рентгенівська



Керівник Представництва E.ON Ruhrgas AG Гільмар Енке, учасник будівництва газопроводу "Союз"

установка, самохідна). Автоматизація процесів контролю за якістю зварювальних робіт давала змогу значно скоротити час для контролю, покращити якість рентгенівських знімків, виявити дефекти в звареному стикі з чутливістю

1,5–2% від товщини стінки труби, зменшити радіаційну небезпеку і значно скоротити затрати на контроль зварних з'єднань.

Значна увага була приділена виконанню ізоляційних робіт. Для покращання адгезії для очищення труби використовувалась друга додаткова очисна машина, яка встановлювалась спереду комбайна, а при прокладанні в складних гірських умовах (Карпатах) використовувались труби, попередньо покриті ізоляцією на трубопрокатних заводах. Таких труб було використано 72 тис. т.

Така ізоляція труб і зварних стиків гарантувала високу якість і захист від корозії протягом трьох десятків років експлуатації газопроводу.



Будівельно-монтажній фірмі "Укргазпромбуд" - 35 років



О.В. Головкін, к.т.н., БМФ "Укргазпромбуд"

Будівельно-монтажна фірма "Укргазпромбуд" була створена в 1975 р. у складі ВО "Укргазпром" для виконання будівельно-монтажних робіт на об'єктах газотранспортної системи України.

За 35-річну виробничу діяльність підрозділами фірми збудовано 11 установок комплексної підготовки газу, облаштовано та підключено понад 800 свердловин на десятках газових та газоконденсатних родовищах України, прокладено понад півтори тисячі кілометрів магістральних та розподільних газопроводів, газопроводів-відводів, конденсатопроводів, вуличних мереж газопостачання в багатьох регіонах України.

Виконано значні обсяги робіт з реконструкції та капітального ремонту газопроводів, у тому числі "Чалтир-Таганрог", "Донецьк-Маріуполь", "Дашава-Київ". Здійснено реконструкцію та модернізацію компресорних станцій "Чалтир", "Лубини", "Яготин", "Орловка", виконано роботи з облаштування Олишівського, Угерського, Солохівсько-Пролетарського підземних сховищ газу.

Починаючи з 1998 р., виробничі потужності фірми зосереджувалися на пріоритетних для ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України" напрямках з будівництва, реконструкції та капітального ремонту магістральних газопроводів великих діаметрів від 426 до 1220 мм, газопроводів-відводів, компресорних станцій, будівництва житла.

За період з 1999 по 2009 рр. виробничими підрозділами фірми збудовано такі важливі для економіки України газопроводи великого діаметра, як "Хуст-Сату-Маре" в Закарпатській області, "Джанкой-



КС-05 "Бобровницька" у Чернігівській області

e-on | Ruhrgas



E.ON Ruhrgas AG, boulevard Leszi Ukrainky, 34, office 202, 01193 Kiev, Ukraine

ДК «Укртрансгаз»
Директору
п. Вінокурову С.О.

Кловський узвіз, 9/1, м. Київ,
01021 Україна

27 травня 2010 р.

Шановний Сергію Олександровичу!

Від свого імені та від імені 34-х колишніх будівельників німецької ділянки будівництва магістрального газопроводу «Союз» хочу виразити вдячність за Вашу підтримку при організації відвідання об'єктів ДП «Укртрансгаз».

З 14 по 15 травня та 26 травня цього року дві групи будівельників різних професій мали можливість відвідати компресорні станції «Тальне» та «Гайсин», оглянути майданчики колишніх житлових містечок будівельників та місця соціального будівництва.

Члени делегації переконані в чудовому стані компресорних станцій, отримали враження про те, з якою майстерністю та ентузіазмом українські газовики щоденно виконують свої задачі транспорту природного газу українським споживачам та споживачам Європи.

Особливе враження залишили сердечність та гостинність працівників

ДК «Укртрансгаз», які приймали гостей на компресорних станціях. Зустрічі на об'єктах ДК «Укртрансгаз» перевершили всі очікування, які були у німецьких будівельників через більш ніж 30 років після будівництва.

Я впевнений, що у себе вдома гості своїми розповідями та великою кількістю фотографій широко розповсюдять свої позитивні враження про людей та об'єкти на українських магістральних газопроводах.

Це раз дозволить мені подякувати Вам та всім працівникам ДК «Укртрансгаз», які взяли участь в організації цих подій, та побажати здоров'я та благополуччя.

З повагою,

Hilmar Enke
Гільмар Енке
Керівник Представництва E.ON Ruhrgas AG

E.ON Ruhrgas AG
Repräsentanz der E.ON
Ruhrgas AG
boulevard Leszi Ukrainky, 34,
office 202, 01193 Kiev,
Ukraine
www.eon-ruhrgas.com

Hilmar Enke
T +38-0 44-4 94 44 02
F +38-0 44-4 94 44 01
hilmar.anke@eon-ruhrgas.com

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Dr. Wulf H. Bernotat
Vorstand:
Dr. Bernhard Reutersberg
(Vorsitzender)
Henning R. Deters
Armin Gullé
Dr. Friedrich Janssen
Dr. Stefan Wogg
Dr. Jochen Weise
Sitz Essen
Ammergicht Essen
HRB 83

Lieber Hilmar!

Die erlebnisreichen Tage
von den ukrainischen Freizeit-
eheim.Wohnlagern war
vorzufinden.Nach unsere
bestehen. Aber so war es

Überrascht waren wir
haben die wenigen Stunden
uns die Türen geöffnet
geleistet zu haben, als
besonders habe ich mich
ich beim Bau zu tun hat

Anbei ein paar Bilder für
Gemeinschaftsaufnahme

Dir und Deiner Firma
Wiedersehen!

Mit einem herzlichen
Gruß

Egon Söffing, ehem.

22.05.2010

soeffing-egon@arc

Enke, Hilmar

Von: Dr. Ulrich Burow [burow@rz.uni-leipzig.de]
Gesendet: Dienstag, 18. Mai 2010 11:00
An: Enke, Hilmar
Betreff: Gaisiner Trassenbauer gut angekommen

Lieber Hilmar Enke, herzliche Grüße nach Kiev und vielen Dank für Deine Betreuung.

Die ganze Rückfahrt wurde darüber gesprochen. Viele waren das erste Mal auf einer fertigen Kompressorstation, alle waren beeindruckt. Die Aufnahme durch die ukrainischen Mitarbeiter war zudem überwältigend. Das hatte so niemand erwartet.

Von mir noch ein Dankeschön für das Bringen nach Gaisin und bitte grüße Deinen Fahrer!

Ulrich Burow

Dr. Ulrich Burow
Mönchwinkler Weg 10
15537 Grünheide (Mark)

Дорогий Гільмар, передаю сердечні вітання в Київ та велике спасибі за твою підтримку.

Всю дорогу назад про це йшла мова. Багато хто вперше побував на готовій компресорній станції, усі були вражені. Крім того, прийом українськими співробітниками був захоплюючим. Ніхто на таке не очікував.

Ульріх Буrow

Учасники історичного будівництва четвертого відрізка газопроводу "Союз" були приємно вражені хорошим станом цих об'єктів, їх надійністю. Про свої враження будівельники діляться в своїх листах, надсилають повідомлення електронною поштою. ■

Редакція журналу вирішила започаткувати рубрику: "Надійність газопроводу "Союз" через 30 років очима її будівельників". Запрошуємо до співпраці інших учасників будівництва цього газопроводу – польських, болгарських будівельників, компаній Джeneral Електрик, Розен та інших.



Підводний перехід магістрального газопроводу "Херсон-Крим" через р. Дніпро

Феодосія-Керч", "Суворове-Залізничне" в АР Крим, "Донецьк-Маріуполь" (II черга) в Донецькій та Луганській областях, "Рокитне-Дубровиця" у Рівненській області, Харківське УКПГ (м. Краснодар), виконано роботи з винесення газопроводу "Новодар'ївка-Амвросіївка" з території Російської Федерації.

Збудовано газопроводи-відводи та розподільні газопроводи до міст Судак, Феодосія, Керч в АР Крим, Красноармійськ, Макіївка, Краматорськ у Луганській та Донецькій областях, десятки газопроводів-відгалужень до населених пунктів у Полтавській, Харківській, Київській, Житомирській, Хмельницькій, Волинській, Івано-Франківській, Одеській областях.

Великі обсяги робіт виконано з реконструкції та капітального ремонту магістральних газопроводів "Краснодарський край-Серпухів", "Диканька-Кременчук-Кривий Ріг", "Амвросіївка-Горлівка-Слов'янськ", "Рубіжне-Червона Полівка", "Шебелинка-Слов'янськ", "Маріуполь-Бердянськ", "Луганськ-Лисичанськ", "Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса", "Херсон-Крим", "Шебелинка-Полтава-Київ", "Новопсков-Краматорськ", "Новопсков-Лоскутівка".

Здійснено будівництво підводних переходів магістральних газопроводів "Амвросіївка-Донецьк" через Старобешівське водосховище, "Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса" через Хаджибейський лиман, "Херсон-Крим" через р. Дніпро.

Виконано реконструкцію та техпереозброєння Ужгородської, Долинської, Опарської, Бобровницької компресорних станцій.

Збудовано школу в смт Диканька, житлові будинки для працівників газової галузі в Диканьці, Машівці, Зінькові, Полтаві, Сумах, Новограді-Волинському.

Виконано значні обсяги робіт з капітального ремонту діючих об'єктів виробничого та допоміжного призначення на компресорних станціях управлінь магістральних газопроводів "Київтрансгаз", "Черкаситрансгаз", "Львівтрансгаз", "Прикарпаттрансгаз", ремонту систем ЕХЗ для філій ДК "Укртрансгаз". Щорічно обсяги виконання збільшуються.

З 2008 р. розпочато роботи з вибірковою переізоляцією діючих магістральних газопроводів великих діаметрів для УМГ "Черкаситрансгаз", "Київтрансгаз", "Донбастрансгаз".

Минулого року колектив будівельно-монтажної фірми "Укргазпромбуд" збільшився за рахунок приєднання будівельних підрозділів філій та управління "Електрогаз" ВРТП "Укргазенергосервіс".

Сьогодні основні ресурси фірми зосереджені на об'єктах капітального ремонту і реконструкції магістральних газопроводів "Ананьїв-Чернівці-Богородчани", "Роздільна-Ізмаїл", "Диканька-Кременчук-Кривий Ріг", "Пасічна-Долина", "Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса", газопроводів-відводів до газорозподільних станцій "Одеса", "Макіївка-Північна", "Володимир-Волинський", "Хмельницький", "Чоп".

Проводяться роботи з будівництва газопроводу-відводу до м. Білорічків і ГРС в смт Азовське в АР Крим.



Будівництво газопроводу "Суворове-Залізничне" в АР Крим

Продовжуються роботи з вибіркової переізоляції діючих магістральних газопроводів "Союз", "Уренгой-Помари-Ужгород", "Новопсков-Шебелинка", "Єлець-Кременчук-Кривий Ріг", "Долина-Ужгород-Держжордон-1".

Виконуються роботи з капітального ремонту систем ЕХЗ та діючих виробничих і допоміжних об'єктів газотранспортної системи для всіх управлінь магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз".

Першим керівником підприємства був Сологуб Олексій Васильович – учасник бойових дій в роки Великої Вітчизняної війни, нині покійний.

У різні роки колектив очолювали Маніцков Ернест Лукич та Прокопенко Олексій Андрійович

Тривалий час Укргазпромбуд очолює Олександр Васильович Головін – заслужений будівельник України, повний кавалер ордена "За заслуги", кандидат технічних наук, знаний в Україні спеціаліст і керівник.

Сьогодні БМФ "Укргазпромбуд" має високопрофесійних спеціалістів, потужну виробничу базу для виконання найскладніших завдань газотранспортного будівництва.

За сумлінну працю, значний особистий внесок у будівництво та розвиток газової галузі звання "Заслужений будівельник України" присвоєно 11 працівникам, орденом "За заслуги" нагороджено 7 працівників, медаллю "За працю і звитягу" – 5 працівників, оголошено Подяку Президента України 7 працівникам, нагороджено Грамотою Верховної Ради України 4 працівники, Почесною грамотою Кабінету Міністрів України – 5 працівників, понад 400 працівників одержали галузеві та відомчі нагороди і відзнаки.

Серед кращих виробничих підрозділів фірми слід відзначити БМУ-2, яке очолює Володимир Олєпир, нагороджений Грамотою Верховної Ради України. БМУ-1 очолює Євген Фернебок, заслужений будівельник України. СБМУ очолює Валерій Ляхов, нагороджений відзнакою ДК "Укртрансгаз". БМУ-8 очолює Василь Гетманчук, заслужений будівельник України.

За значними досягненнями колективу впродовж 35 років стоїть велика і напружена праця сотень і сотень працівників – від сивочолих ветеранів до молодих людей, які нещодавно влились у колектив. Кращих з них слід назвати. Це електрозварники СБМУ та БМУ-5 Микола Горошенко та Едуард Пономаренко – кавалери орденів "За заслуги" III ступеня, піскострумник БМУ-1 Юрій Власенко, нагороджений медаллю "За працю і звитягу", начальник технічного відділу фірми Олег Маслов – заслужений будівельник України, машиніст трубоукладача БМУ-2 Володимир Горювий, нагороджений Почесною грамотою НАК "Нафтогаз України", старший виконроб БМУ-5 Петро Крячок, нагороджений грамотою ДК "Укртрансгаз", водій УВТЗ Микола Скиба, машиніст трубоукладача СБМУ Сергій Давиденко, машиніст автокрана БМУ-3 Олександр Рудяшкін, які нагороджені грамотами ДК "Укртрансгаз", і багато інших славних трударів. ■

ЯК УБЕЗПЕЧИТИ СВОЄ МАЙБУТНЄ?



На запитання журналу "Трубопровідний транспорт" відповідає заступник голови правління страхової компанії "Блакитний поліс" Сакун Віра Миколаївна.

– Віро Миколаївно, перші договори страхування життя та додаткової пенсії з працівниками газотранспортної системи України ви почали укладати ще в 2002 р. Чого за цей час вдалося досягти?

– Страхова компанія "Блакитний поліс" – фінансово стабільна компанія, входить у першу п'ятірку страхових компаній України із страхування життя, є лідером пенсійного страхування на ринку України. За вісім років своєї роботи ми уклали понад 12 000 договорів страхування життя та додаткової пенсії з працівниками газотранспортної системи України. Разом з компанією "Укртрансгаз" впровадили та успішно реалізували програму накопичення коштів за рахунок спільних внесків підприємства і працівників. Роботу страхової компанії характеризує безумовне дотримання взятих на себе зобов'язань зі страхових виплат.

– Тобто, ваша компанія дійсно здійснює страхові виплати працівникам газотранспортної системи України?

– Так, перші страхові виплати розпочалися у 2003 р. і кожного року розмір виплат зростає. Страхова компанія "Блакитний поліс" завжди виконує всі взяті зобов'язання. Безперечним доказом цього є 32 млн. грн. уже здійснених працівникам газотранспортної системи України пенсійних виплат, виплат у разі нещасних випадків і випадків передчасної смерті. Слід зазначити, що відповідно до законодавства, лише компанії страхування життя користуються виключним правом на виплату довічних пенсій, які наша компанія першою в Україні розпочала і продовжує виплачувати.

– Чи мають можливість працівники Укртрансгазу сьогодні укладати договори страхування життя з вашою компанією?

– Всім працівникам надається право укладати договори страхування життя, які передбачають виплати щомісячної довічної пенсії або одноразове отримання коштів після досягнення пенсійного віку. Зараз наша компанія пропонує цікаву пенсійну програму захисту працівника протягом його роботи на підприємстві з одноразовою страховою виплатою до 200 тис. грн. Також страхова компанія надає захист як самому працівникові у разі нещасного випадку на виробництві чи в побуті, так і його родині на випадок втрати годувальника.

– На яких умовах сьогодні укладаються договори страхування життя?

– Згідно з умовами договорів страхування життя 50% страхового внеску сплачує підприємство, а 50% працівник. При цьому працівники самостійно вибирають програму страхування, розміри страхових сум та пенсій. Під час дії договору страхування кожен працівник може змінити умови договору, наприклад, збільшити або зменшити розмір додаткової пенсії, страхової суми.

– Як сплачуються страхові внески?

– Індивідуальні страхові внески працівник може сплачувати щомісяця або щорічно. Зокрема, договором страхування може бути встановлено, що індивідуальний страховий внесок сплачується через бухгалтерію підприємства на підставі заяви працівника. А підприємство, в свою чергу, зобов'язується за рахунок власних коштів щомісячно сплачувати частку страхових внесків за працівника. Цей механізм накопичення дає людині можливість шляхом внесення незначних щомісячних особистих коштів отримати значну суму.



PIPELINE GAS TRANSPORTATION IN UKRAINE №3(63) 2010