

травень-червень 3 [93] 2015 року

ТРУБОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ

нові розробки та
технології видобування,
транспортування і
зберігання газу



▶ Актуальне інтерв'ю

І. Прокопів: "Ми стаємо енергонезалежними"

8

▶ Газовий ринок

Стандарти вимірювання обсягів газу

14

▶ Соціальність

Корпоративна спартакіада

31

Шановні колеги!

Прийміть найщиріші вітання з нагоди визначного державного свята – Дня Конституції України!

Фундаментальними засадами, на яких ґрунтується сьогодні і вибудовується майбутнє українського народу, є найвища юридична сила, верховенство права, політична, економічна та ідеологічна багатоманітність основного закону нашої держави.

Конституція увійшла у суспільне життя як головний об'єкт державності і демократії, гарант незалежності і соборності України.

Усі ми добре розуміємо, що нині потрібні час, віра і напружена праця, щоб конституційні застави увійшли в наше життя конкретними і зримими змінами. То ж давайте будемо виходити з того, що Україна починається з кожного з нас. І нам під силу збудувати суспільство, в якому буде створено умови для всебічного розвитку людини, де панували б гуманізм, демократія, закон і справедливість, а матеріальний достаток співвідносився б із кількістю та якістю праці кожного.

Від усієї душі зичу вам міцного здоров'я, довгих років життя, миру та благополуччя, успіхів і плідної праці на благо українського народу.

Зі святом вас!



З глибокою повагою

*Президент
ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
Ігор Прокопів*

ТРУБОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ



РЕДАКЦІЙНА РАДА

- Бабій Б.А.** — голова профкому ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Білявський М.Л.** — прес-секретар ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», канд. техн. наук
- Буран І.З.** — головний інженер ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Герасименко Ю.М.** — заст. гол. інженера ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Гінзбург М.Д.** — начальник відділу Інститут транспорту газу, докт. техн. наук
- Горбунов С.В.** — директор УМГ «ДОНБАСТРАНСГАЗ»
- Дацик А.В.** — директор департаменту ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», канд. техн. наук
- Дзюбенко Г.В.** — заст. голови правління ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Ізбаш В.І.** — заст. нач. управління ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», канд. техн. наук
- Клюк Б.Ф.** — президент Укр. нафтогазової академії, канд. техн. наук
- Коломєса В.М.** — академик Укр. нафтогазової академії
- Крижанівський Є.І.** — ректор ІФНТУНГ, докт. техн. наук
- Лукіта Ф.В.** — директор УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ»
- Мандра А.А.** — директор УМГ «ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ», канд. техн. наук
- Мельник Л.І.** — директор УМГ «ЛЬВІВТРАНСГАЗ», канд. екон. наук
- Михалевич О.Т.** — заст. гол. інженера ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», канд. техн. наук
- Назаренко І.В.** — директор департаменту ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Пономаренко І.О.** — провідний інженер ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Прокопів І.Б.** — голова правління ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Рудко В.В.** — директор УМГ «КИЇВТРАНСГАЗ», канд. техн. наук
- Собчук М.П.** — директор УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ»
- Флорін Р.О.** — директор ВРТП «УКРГАЗЕНЕРГОСЕРВІС»
- Химко М.П.** — заст. голови правління ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
- Шемко Р.Я.** — директор департаменту ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», канд. техн. наук

Науково-виробничий журнал.
Заснований ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» у 2000 р.
Зареєстровано в Міністерстві юстиції України.
Свідчення про реєстрацію
№13970-2943Р від 21.05.2008 р.
Передплатний індекс 23694

Інформаційні матеріали надсилати за адресою:
01021, м. Київ, Кловський узвіз, 9/1
Прес-служба ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
тел.: (044) 461 23 32
факс: (044) 461 21 49
e-mail: ti@utg.ua



ЯКІСТЬ ГАЗУ

14 стор.

Організація роботи
хіміко-аналітичної
лабораторії на
газотранспортному
підприємстві

ЗМІСТ

НОВИНИ КОМПАНІЇ

- 6 Укртрансгаз підписав договір про сполучення транскордонних газопроводів з угорським оператором газотранспортної системи FGSZ

- 6 Україна розраховує з грудня збільшити об'єми надходження газу із Словаччини

- 7 Президент Укртрансгазу Ігор Прокопів взяв участь в Міжнародній енергетичній конференції

- 7 Укртрансгаз-дітям: для київських ліцеїстів проведено екскурсію в диспетчерський центр та музей газової промисловості



АКТУАЛЬНЕ ІНТЕРВ'Ю

8



ВИРОБНИЦТВО

10 За вас, за нас та за газ!

ЯКІСТЬ ГАЗУ

14 Ольга Завадяк: «Важливо організувати колектив як єдину спортивну команду»





ГАЗОВІ СХОВИЩА

18 Ресурсо- та енергоощадні технології в підземному зберіганні газу

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

24 Когенераційні технології один з напрямків вдосконалення комунальної теплоенергетики

ПРОГРЕСИВНІ ТЕХНОЛОГІЇ

26 Дослідження термодинамічних характеристик елементів резервуару CNG-барж

ГАЗОВИЙ РИНОК

28 Перехід українського газового ринку до нових стандартів вимірювання обсягу природного газу

СОЦІАЛЬНІСТЬ

30 Корпоративна спартакіада





Укртрансгаз підписав договір про сполучення транскордонних газопроводів з угорським оператором газотранспортної системи FGSZ

Наприкінці травня український оператор газотранспортної системи (ГТС) ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» та угорський оператор FGSZ підписали договір про сполучення транскордонних газопроводів (договір про інтерконектори, interconnection agreement) між Україною та Угорщиною.

Договір стосується всіх газопроводів, що перетинають україно-угорський кордон та повністю відповідає сучасному енергетичному законодавству ЄС. В цьому сенсі це перша подібна угода між Укртрансгазом та оператором ГТС сусідньої країни Євросоюзу. Згідно з намірами Європейської комісії, ця угода слугуватиме зразком для інших договорів про інтерконектори між операторами ГТС країн-членів Євросоюзу та Укртрансгазом. Потужність інтерконектору в напрямку Угорщини становить 26 млрд куб. м на рік, в напрямку України – 6,1 млрд куб. м на рік.

Підписана угода – перший крок до

налагодження повноцінного співробітництва Укртрансгазу з операторами сусідніх ГТС.

Наразі Укртрансгаз не може здійснювати повноцінне співробітництво з операторами суміжних ГТС країн членів-Євросоюзу внаслідок поточної схеми їхньої взаємодії з ВАТ «Газпром». Ця схема склалася за радянських часів та не відповідає сучасному законодавству Енергетичного співтовариства, членом якого є Україна.

Зокрема, Газпром не надає українській стороні так звані шипер-коди, або інформацію щодо окремих партій газу, який транспортується ним територією України.

На газовимірювальних станціях на західному кордоні України весь обсяг газу передається компанії Gazprom Export, дочірньому підприємству ВАТ «Газпром». Після цього Газпром передає газ сусіднім з Україною операторам ГТС, розкриваючи їм шипер-коди. ■

Україна розраховує з грудня збільшити об'єми надходження газу із Словаччини

3 1 грудня 2015 року оператор вітчизняної газотранспортної системи розраховує на збільшення потужності по імпорту природного газу із Словаччини з 40 до 57 мільйонів кубічних метрів.

«Відповідне технічне рішення погодили нещодавно оператори ГТС України і Словаччини. Для його реалізації на території Словаччини мають бути виконані необхідні роботи», - повідомив Президент ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» Ігор Прокопів 7 липня на засіданні колегії Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.

На початку липня, оператори газотранспортних системи України та Словаччини обговорили технічні можливості збільшення поставок природного газу з Європи. Нарада проходила на базі компресорної станції Велки Капушани (Словаччина). ■



Президент Укртрансгазу Ігор Прокопів взяв участь в Міжнародній енергетичній конференції

Наприкінці червня місяця Президент ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» Ігор Прокопів взяв участь в Міжнародній енергетичній конференції, відбулась в м. Києві, повідомляє відділ зв'язків з громадськістю та пресою оператора вітчизняної газотранспортної системи.

У ході конференції розглядалися питання перспективи розвитку газотранспортної інфраструктури Центральної та Східної Європи.

Президент ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» Ігор Прокопів ознайомив присутніх з процесами інтеграції української ГТС у європейський газовий ринок, зокрема розповів про будівництво інтерконектору між Польщею і Україною та майбутній кодекс газотранспортних мереж.

«Оператор української ГТС в найближчому майбутньому буде працювати відповідно до європейських правил, які передбачені в ряді Регламентів ЄС», - зазначив Ігор Прокопів.

Розглядаючи питання альтернативних маршрутів поставок блакитного палива на європейський газовий ринок, Президент Центру глобалістики «Стратегія ХХІ» Михайло Гончар акцентував увагу, - *«Від добра добра не шукають. Самий надійний маршрут поставок газу в Європи існує - це українська ГТС, це підтверджують останні півтора роки, в умовах інтенсивних бойових дій, ні на секунду не перервався транзит в Європу!».* ■

Укртрансгаз-дітям: для київських ліцеїстів проведено екскурсію в диспетчерський центр та музей газової промисловості

Оператор вітчизняної газотранспортної системи для 30 київських ліцеїстів провів екскурсію по центральному диспетчерському департаменту та музею газової промисловості, повідомляє відділ зв'язків з громадськістю та пресою ПАТ «УКРТРАНСГАЗ».

«Даний захід спрямований на виховання у підростаючого покоління духу патріотизму та поваги до професії газовика. Саме сьогодні, як ніколи, є важливим проводити подібні соціальні програми, адже підростає покоління – наше майбутнє, яке потребує особливої уваги та піклування», - прокоментував подію керівник відділу зв'язків з громадськістю та пресою ПАТ«УКРТРАНСГАЗ» Максим Білявський, який розповів ліцеїстам про

потенціал української газотранспортної системи та її поточну роботу.

Окрім цього, гостям було продемонстровано історичний фільм про розвиток газової промисловості.

Нагадаємо, наприкінці квітня Центральный диспетчерський департамент ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» відвідали студенти Національного авіаційного університету.

Варто зазначити, що з 1 червня ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» розпочав щорічне оздоровлення дітей своїх працівників.

Відпочинок буде проходити в кілька змін, всього за першу оздоровчу зміну планується оздоровити 338 дітей, серед них 30 дітей з багатодітних сімей. ■



Ігор Прокопів: «Ми стаємо енергонезалежними»

Пропонуємо вашій увазі інтерв'ю Президента ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» Ігоря Прокопіва щодо питань пов'язаних з підготовкою до опалювального сезону та прогнозних показників транспортування природного газу для українських та європейських споживачів

– Ігоре Богдановичу, літо – це час, коли поповнюють запаси газу. Якою нині є ситуація із закачуванням газу в підземні газосховища?

– Для того, аби нормально пройти зиму, треба мати від 16 до 18 млрд м³ газу в «підземці», тоді ми можемо розраховувати, що спокійно і рівно пройдемо опалювальний період. Вже перейдено позначку в 12,2 млрд м³, йдемо чітко за графіком, щодня закачуємо у свої газосховища по 30 млн кубометрів.

Україна володіє найбільшими ПСГ в Європі, і сьогодні ми поряд з Німеччиною та Італією серед лідерів за запасами природного газу у сховищах. При цьому вітчизняні сховища заповнені лише на 39 %

Нині спостерігаємо тренд зменшення споживання Україною природного газу, у цьому є як негатив, так і позитив. Негатив – це падіння промисловості. Позитив – те, що населення, бюджет і всі, хто економлять, ставляться до цього виду палива більш ощадливо.

Тому споживання природного газу нині в Україні становить 37–38 млн м³ газу за добу, видобуваємо ми 55 млн м³, імпорт зі Словаччини маємо 13,6 млн м³. За рахунок усіх цих джерел створюється профіцит газу, і ми 30 млн м³ закачуємо в ПСГ. Тобто я вважаю, що ми йдемо у нормальному режимі.

– Колись йшла мова про газові-мірювальні станції на російсько-

українському кордоні. Наскільки ця ситуація на сьогоднішній день є вирішеною?

– Щодо газомірювальних станцій, то в першу чергу – це взаємини з Російською Федерацією, нашим східно-північним сусідом. Згідно з технічними вимогами ГВС повинні бути в Росії. Вирішення всього спектру наших відносин фактично у повному обсязі сьогодні перебуває у Стокгольмському суді.

Це і розірвання договору на транзит, і питання ціни на транзит, і питання принципу «бери або плати», і питання ГВС, питання Криму і всього решти. Це широкий аспект і основний розгляд відбуватиметься у 2016 році.

Поки що ми йдемо у рамках цих вимог. Наші представники на усіх ГВС є, немає такого – що нам написали, те ми і отримуємо. Тобто є передача, відповідні акти і т.д.

Україна зацікавлена в інтеграції своєї газотранспортної системи до європейської газової інфраструктури. Це дасть можливість ліквідувати монопольну залежність від поставок енергоресурсів з Російської Федерації, досягти повної диверсифікації шляхів та джерел постачання природного газу а також істотно поліпшити енергетичну безпеку як для України, так і для ЄС.

Росія у 2013 році постачала нам 95 % газу у нашому балансі. До початку липня постачала до 40 %. До чого

це призвело? Росіяни почали бути у тренді конкуренції. Якщо раніше, яку б ціну вони не писали, – не було кули дітись, то нині ми купуємо газ у Європі, купуємо у Норвегії, у «Статойлі», «Газ де Франс», «Рургаз». За рахунок цього ми змусили росіян бути в тренді економіки. Вони нам дали ціну 247 дол за тисячу кубометрів. Європа переорієнтувалася і тепер дає нам газ на 10 дол дешевше, ніж Росія. Тобто ми сьогодні уже в ринку.

Ми стаємо потроху енергонезалежними. У нас дуже багато цікавих перемовин. Це і щодо збільшення об'ємів імпорту зі Словаччини та Угорщини, розширення газотранспортних потужностей з республікою Польща. Цікаві зустрічі пройшли з Румунією.

Вони матимуть профіцит газу, фактично видобутого, у 2016 році 1–2 млрд м³. І готові поставити його в Україну. Тобто Україна нарешті стає незалежною у плані диверсифікації поставок газу. Такою нині приблизно є ситуація.

Щодо питання ГВС, то вони найбільше були потрібними на території України як дублювальні, аби змусити росіян продавати газ на українських ГВС.

Ми маємо стати Європою, а кордон Європи має пересунутись на схід. Але ми мусимо розуміти, що це питання 2016–2017 рр. і ще треба дочекатися рішень Стокгольмського арбітражного суду.

– Якою нині є ситуація з транзитом газу через Україну?

– Якщо говорити просто, то росіяни не бачать Україну великою транзитною державою. Тому для них це принципове питання: будь-якою ціною перешкодити Україні бути великим транзитером.

У нас нинішнього року закінчується велика транзитна угода, ми вже вирішили питання про її розірвання і перехід у комерційну площину. Росіяни уже побудували «Північний потік», і 55 млрд м3 відпало. Вони купили білоруську газотранспортну систему, і на 30 % збільшили її пропускну здатність.

Стояло питання «Південного потоку», який мав іти дном Чорного моря, і це означало, що Україна взагалі не отримає транзитного газу. Ми з нашою транзитною трубою стали б великою розподільною трубою.

Завдяки зусиллям Нафтогазу, Міністерства енергетики та вугільної промисловості, Президента, Америки і Європи «Південний потік» на нинішній день похований. Заблокували Болгарію і фактично ця ситуація зупинилася. Вони не зупиняються нині ні з проходом на півдні, тобто готові

платити будь-яку ціну, щоб нівелювати Україну як транзитера. Ми від 2011 року і до сьогодні маємо падіння великого транзиту у два рази. Нині ми підтримуємо транзит стабільно – на добу йде більше 220 млн м3, а раніше транспортували і по 300 млн м3.

Із 702 газоперекачувальних агрегатів у нас працює максимум 10 % (50–80 ГПА), решта – простояє. Немає такої потреби у компресорних станціях і в нинішній кількості персоналу, тобто ми також на порозі великих змін.

Це основна проблема, яка не дає можливості написати стратегію Укртрансгазу на наступні п'ять років. Бо треба розуміти: ми – транзитери чи не транзитери.

Але ця проблема для нас відома, тому ми пишемо стратегію і з транзитом, і без транзиту. Україна повинна жити і немає у тому страху. Не всі країни є транзитними, але за право бути такими ми повинні боротися. Поки що ми робимо це успішно. Очікуємо в нинішньому році транзит у розмірі 50 млрд м3.

Для того, аби зрозуміли, на вхід наша газотранспортна система розрахована на 278 млрд м3, а на вихід –

175 млрд м3. Були часи, коли ми прокачували 115 млрд м3 газу.

Споживання України цього року очікуємо 34–35 млрд м3.

Причини, як я уже казав, такі: економія, енергоефективність і падіння промисловості.

– Розкажіть, що думаєте про нинішні тарифи на газ.

– Чому такі тарифи виникли? Є таке явище, як дефіцит НАК «Нафтогаз України» (НАК, до речі, є субсидентом для населення). Торік цей дефіцит становив 110 млрд грн. Вимога МВФ для того, аби видати кредит і підтримати економіку України, така: провести структурні зміни, щоб ця сума становила 31 млрд грн. З огляду на ці цифри й підняли ціну. Там ще фізична аналітика. Порівняння, наприклад, зі словаками чи іншими європейськими країнами споживання газу на душу населення і на одиницю продукції. Виходить, що цей показник у нас перевершує європейський рівень, і ми свій газ невідомо куди витрачаємо.

Тому було враховано таку ціну і вона зафіксована, це математика, від якої немає куди подітись. ■



За вас, за нас та за газ!

Про стан об'єктів газотранспортної системи очима журналістів, за матеріалами інформаційно-роз'яснювальної поїздки представників ЗМІ до Закарпатського ЛВУМГ та Дашавського ВУПЗГ, яка була організована ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» та НАК «Нафтогаз України»



Н. В. Дегтяренко
EIR Center

Що відбувається на газорозподільних станціях та сховищах України? Яка реальна якість блакитного палива, що надходить в оселі українців? Як змінюється та контролюється якість природного газу у процесі транспортування газотранспортними магістралями України до Європи та в зворотному напрямку? Як відбувається підготовка до опалювального сезону 2015–2016 рр.? Чи зменшила Україна споживання російського блакитного палива?

Саме на ці та інші нагальні питання мали змогу отримати відповіді журналісти в ході дводенного прес-туру, організованого ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» та Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України».

Відправною точкою на маршруті стало місто Ужгород. Попри всім відомий «лозунг»: «Вас вітає сонячне Закарпаття!», 27 травня Ужгород зустрів журналістів досить негостинно: +8 °С, вітер, що збиває з ніг.

Складалося враження, що хтось у небесній канцелярії «забув закрити кран!» Але то таке... Першим у програмі прес-туру – ознайомлення із Закарпатським лінійним виробничим управлінням магістральних газопроводів «Ужгород». Саме тут проходить трубопровід «Уренгой – Помари – Ужгород». По цьому газопроводу блакитне паливо транспортується

споживачам Європи та України згідно із затвердженим балансом НАК «Нафтогаз України».

Манометр вказує, що станом на 27 травня 2015 року тиск у газопроводі становить 43,8 атмосфери (оптимальний робочий тиск).

Нині природний газ в Україну надходить в майже однакових об'ємах як із заходу, так і зі сходу: з Європи – 25,2 млн м³, з Російської Федерації – 26 млн м³.

За оперативною інформацією, станом на 27 травня 2015 року загальне добове видобування газу складало 53,5 млн кубометрів, з них 40 млн ку-

бометрів видобуває «Укргазвидобування», а все інше – приватні структури.

За останньою інформацією, протягом травня для потреб України було імпортовано 1,5 млрд кубометрів природного газу, що у два рази менше за показники аналогічного періоду минулого року. З 1 по 31 травня блакитне паливо надійшло з території РФ та Словаччини в об'ємі 0,787 та 0,751 млрд кубометрів, відповідно. Протягом п'яти місяців поточного року для потреб вітчизняних споживачів всього було імпортовано 8,8 млрд кубометрів. Найбільше палива





палива надійшло з території Європи – 5,5 млрд кубометрів, що на 7% більше за сумарний об'єм поставок природного газу з території країн ЄС у минулому році.

Представників ЗМІ ознайомили з системою контролю якості природного газу, що транспортується для українських та європейських споживачів, лабораторними дослідженнями та відбором проб блакитного палива, з обладнанням, яке в режимі реального часу відображає показники якості газу.

Забір проби газу для хроматографічного аналізу (визначення фізико-хімічного та компонентного складу) здійснювався з магістрального газогону транзитного газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород».

Цей об'єкт – пункт виміру витрат газу (ПВВГ) газопроводу «Долина – Ужгород – Держжордон-2» на газовимірювальній станції «Ужгород» – вкрай небезпечна зона, тому фотота відеозйомка в самому приміщенні заборонена (фотообладнання може дати іскру). На цьому об'єкті здійснюється автоматичне вимірювання показників калорійності природного газу, що транспортується в Європу. Тут розміщено основне вимірювальне обладнання, в тому числі, й по якості газу: вузли обліку газу, потокові хроматографи та потокові вологоміри, що вимірюють об'єм газу, який транспортується в Європу. По лівій стороні знаходяться лічильники газу, по правій – потоковий хроматограф.

Кожної доби в системі магістральних газопроводів ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

здійснюються десятки аналізів блакитного палива. Достовірність всіх видів аналізів фізико-хімічних параметрів природного газу щорічно підтверджується територіальними органами Департаменту технічного регулювання Мінекономрозвитку під час проведення перевірок, планових та позапланових перевірок.

На цій газовимірювальній станції, як й на всіх газовимірювальних станціях української газотранспортної системи, існує технічна можливість в автоматичному режимі миттєво контролювати якість природного газу. Щомісячно в автоматичному режимі формуються паспорти якості блакитного палива, що надходить в країни Європи. Починаючи з березня 2015 року, ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» систематично публікує ці паспорти у відкритому доступі на своєму офіцій-

ному сайті.

Збираємо зразок газу з магістралі «Уренгой – Помари – Ужгород» у спеціальну місткість, щоб лабораторно перевірити його склад та вирушаємо до хіміко-аналітичної лабораторії.

Проводимо аналіз – протягом двох хвилин проба газу запускається у хроматограф. Сам пристрій автоматичний, містить так званий калібруючий газ. Хроматографічний аналіз дає можливість розкласти газову суміш на компоненти у відсотковому аналізі та конкретно з'ясувати, скільки відсотків складової метану, етану, пропану, ізобутану в паливі та визначити його калорійність.

Варто відзначити, що в Україні півтори тисячі газорозподільних станцій, де працює 70 атестованих лабораторій. На кожній з них можна визначити, чи відповідає транспортований газ стандартам.

Начальник газокомпресорної станції (ГКС) «Ужгород» Володимир Федорович Поверляк проводить оглядову екскурсію. На території газокомпресорної станції розміщено два цехи з газотурбінними агрегатами. Перший цех – новий, з газотурбінними агрегатами ГПА-Ц-6,3, потужністю 6,3 мВт, продуктивність кожного агрегату становить 11,2 млн кубометрів газу на добу при ступені стиску 1,45. Другий цех – більший, його введено в експлуатацію у 1974 році. Він складається з шести газоперекачувальних агрегатів ГТК-10 потужністю 10 мВт, продуктивність – 29 млн кубометрів на добу, коефіцієнт стиснення – 1,26. Ці два цехи можуть



працювати в тандемі і в такому випадку продуктивність збільшується до 58 млн кубометрів на добу.

Начальник Закарпатського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів, структурного підрозділу ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» Віталій Федорович Лукіта (на знімку): «Нині природний газ транспортується трьома газопроводами: «Прогрес», «Долина – Ужгород – Держкордон II» і «Уренгой – Помари – Ужгород». У реверсному режимі приймаємо газ по газопроводу «Вояни – Ужгород» об'ємом 25 млн кубометрів. Обсяги інколи змінюються, але жодних збоїв не було. Через газовимірювальну станцію «Ужгород» безперервно транспортують і постачають газ споживачам Європи та України. У тому числі, й у реверсному напрямку – зі Словаччини до України. Компресорну станцію введено в експлуатацію у 1967 році, її обслуговує близько 100 чоловік. У самому ж закарпатському управлінні працює 367 чоловік, всі вони мають високий рівень кваліфікації та є досвідченими працівниками».

А поки відбувалась прес-конференція Віталія Лукіти, став відомий результат хроматографічного аналізу блакитного палива. Результат оголосив керівник відділу зв'язків з громадськістю та пресою Укртрансгазу Максим Білявський: «Газ у нормі, навіть краще. Чинними стандартами України передбачено нижню теплоту згорання, калорійність блакитного палива, яке надходить споживачам, у межах 7 тисяч 600 кілокалорій на



кубічний метр, тобто кількість теплоти, яка виділяється під час згорання одного кубічного метра природного газу. Мінімум калорійності по Україні – на 5% перевищує допустимі норми. Тобто газ, який надходить в регіони України, якісніший за допустимі стандарти – ГОСТ 5542-87. При цьому середньозважена нижча теплота згорання природного газу, що подається споживачам України, становить більше 8200 ккал/м³ (при нормі стандарту 7600 ккал/м³)».

Другий день прес-туру було присвячено Дашавському газовому сховищу.

Оглядово-інформаційну екскурсію об'єктом проводив начальник Дашавського виробничого управління підземного зберігання газу філії управління магістральними газопроводами «ЛЬВІВТРАНСГАЗ»

ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» та НАК «Нафтогаз України» Михайло Володимирович Штинда.

Інформаційна довідка: Дашавське виробниче управління підземного зберігання газу (Львівська обл.) засноване у 1985 році на базі використаних газових покладів. Нині загальний об'єм газосховища становить понад 5 млрд м³, з них активний об'єм газу – понад 2 млрд м³.

Михайло Штинда: «Наразі на об'єкті ведуться інтенсивні діагностичні та підготовчі роботи з перевірки стану труб, місць підключення приладів контролю, також проводяться ультразвукові перевірки виробничих об'єктів, у результаті яких можливо виявити дефекти».

У ході зустрічі та численних питань журналістів щодо підготовки та проходження опалювального сезону 2015–2016 рр. відбулась прес-конференція, на якій керівник прес-служби Укртрансгазу Максим Білявський повідомив: «На підготовку до опалювального сезону ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» має намір використати 400 млн грн. Підготовку до нього вже розпочато. Для безперервного проходження заплановано виконати 31 комплексний захід. Зокрема, провести капітальний ремонт 34 км магістральних газопроводів, реконструкцію та ремонт 269 газорозподільних станцій, обстеження 544 підводних та 249 надводних переходів через водні перепони, внутрішньотрубну діагностику 335 кілометрів трубопроводів.





лічильниками обладнано вже 71,2% (включаючи АР Крим та м. Севастополь). Найвищий рівень оснащення лічильниками в Закарпатській (97,6%), Тернопільській (93%), Івано-Франківській (92,8%) і Вінницькій (90,3%) областях.

Мені виробництво завжди подобалося, тому попри втому я із задоволенням відвідала завод з виробництва лічильників «Самгаз». Тим паче, що знайомив журналістів із виробництвом привітний гендиректор ТЗОВ «Самгаз» Андрій Володимирович Марков.

Він провів журналістів майже всіма виробничими приміщеннями заводу, не забув похвалитися нагородами та досягненнями компанії. А хвалитись насправді є чим. Компанія є провідним виробником обладнання для вимірювання та обліку газу. Основна продукція – це побутові та промислові лічильники газу, регулятори тиску газу, комплекти монтажні вузлів обліку газу, комплекти монтажні шафових газорозподільних пунктів.

Наостанок хочу зазначити, перспективи у вітчизняної газової промисловості є! Але потрібні інвестиції на модернізацію, навіть попри ту ситуацію, що наразі склалась в Україні. Наша країна повинна «зіскочити з російської газової голки». Тим паче, що не так давно, за радянських часів, саме Україна забезпечувала російські регіони (Курську, Белгородську, Орловську області) блакитним паливом. Чому ми довели ситуацію до того, що зараз все навпаки? Напевно це єдине питання яке залишається без відповіді... ■



Компанія робить все необхідне для виконання комплексу заходів, необхідних для надійної та безпечної роботи газотранспортної системи в опалювальний період. Розпочато третій комплекс планово-профілактичних робіт на транзитних газогонах. Згідно з планом, протягом 26–31 травня було проведено планово-профілактичні та ремонтні роботи на магістральних газопроводах «Шебелинка – Диканька – Київ», «Шебелинка – Полтава – Київ», «Єлєць – Диканька – Київ», компресорної станції «Яготин». Проведення зазначених робіт не вплинуло на транспортування газу для споживачів України та Європи. Систематична синхронізація ремонтно-профілактичних робіт дає змогу максимально зменшити можливі технологічні витрати від простою потужностей: як видобувних, так і транспортних, а також забезпечити отримання природного газу споживачами у повному обсязі. Варто зазначити, що унікальність вітчизняної газотранспортної системи дає можливість одночасно транспортувати газ, закачувати в підземні сховища та проводити ремонтно-профілактичні роботи».

Для своєчасного виконання контрактних зобов'язань на диспетчерських нарадах встановлюються спеціальні проміжки часу (у літній період), у які всі країни-учасниці планують проведення на своїй території ремонтних робіт, що обмежують транспортування газу. Кожна з країн-учасниць збирає дані про необхідність виконання ремонтних робіт на

своїй ГТС: терміни виконання, відбір, максимальна продуктивність системи, тощо.

Після чого на основі наданих проектів розробляється єдиний синхронізований план-графік ППР по всій інтегрованій газотранспортній системі Європи.

Представник Укртрансгазу також зазначив, що станом на 29 травня в українських газосховищах зберігається 10 млрд м³ блакитного палива. У поточному році вітчизняні газосховища поповнилися на 2,4 млрд кубометрів. Блакитне паливо накопичується в шести газових сховищах в добовому режимі 69 млн кубометрів.

Хочеться відмітити, попри виключно промислове значення цього об'єкту, за його територією дуже ретельно доглядають – дуже красива зелена зона відпочинку з продуманим ландшафтним дизайном. Як розповів мені Михайло Володимирович: «У нас є працівник, який дуже любить займатися рослинами. Ми всіляко йому допомагаємо, чим можемо, і фінансово також. Ось висадили кедрову алею, у минулому році навіть врожай зібрали. До нас навіть приїжджають весільні фотографії робити!»

Кінцевою точкою перебування на маршруті стало місто Рівне. Тут на нас чекала урочиста подія зі встановлення десятиміліонного лічильника газу та знайомство з заводом «Самгаз».

Інформаційна довідка: за даними НАК «Нафтогаз України», з майже 14 млн газифікованих домогосподарств

Ольга Завадяк: «Важливо організувати колектив як єдину спортивну команду»

Про організацію роботи однієї з найбільших лабораторій з визначення якості газу в системі ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» розповідає керівник вимірювальної хіміко-аналітичної лабораторії Закарпатського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів Ольга Завадяк



- *Ольго Василівна, як розпочався ваш трудовий шлях в газовій промисловості?*

- Взагалі дуже цікаве запитання. Я завжди дуже любила в школі предмет хімію, але доля склалася так, що закінчила медичне училище і почала працювати медсестрою в міській лікарні міста Ужгород. Але у 1981 році мені запропонували працювати на той час в Закарпатському управлінні магістральних газопроводів і я погодилась. Мене прийняли на посаду лаборанта. І з цього часу я зрозуміла, що тут я себе знайшла. Через рік, розуміючи, що треба вдосконалюватися я вступила на заочне відділення Ужгородського державного університету на спеціальність «хімік-біолог». Вже будучи на третьому курсі, мене перевели

на посаду інженера з лабораторного контролю і охорони природи, а у 1995 році старшим інженером з лабораторного контролю і охорони праці. Через шість років інженером-хіміком першої категорії, після чого у 2008 р. начальником вимірювальної хіміко-аналітичної лабораторії.

- *Яка специфіка вашої роботи на проммайданчиках, через які транспортується 80 % всього транзитного газу для потреб Європи?*

- Одним із основних завдань хімічної лабораторії, яку я очолюю, це контроль за якістю природного газу, що транспортується магістральними газопроводами в країни Європи. Якість такого газу вимірюється в режимі реального часу поточковими хроматографами та вологомірами. Але окрім цього ми

також контролюємо якість блакитного палива, яке надходить споживачам області. Це завдання не менш важливе ніж попереднє, адже ціна повинна відповідати якості. Можу сказати як професіонал – українськими газогонимами транспортується якісний продукт. Тут можете мені повірити, адже ми щоденно проводимо контроль за якістю газу. Це сотні аналізів в місяць, які вдається оперативно виконувати за рахунок сучасної хроматографічної техніки, в роботі якої не передбачено стороннє втручання.

- *Наскільки змінився формат хіміко-аналітичної лабораторії газотранспортного підприємства за останні 30 років?*

- На початку 80-х експортний газ проходив тільки трубопроводами «Союз» та «Долина – Ужгород – Держжордон», облік газу тоді контролювався в словацьких Велки Капушани.

На території України відбувалися тільки контрольні заміри густини газу. Я пам'ятаю, що густину ми тоді визначали пікнометричним методом. Не було ні хроматографів, ні калькуляторів, ні іншого обчислювального обладнання. Акцент роботи хімічної лабораторії – це контроль температури точки роси приладом «Харків» і вміст сірководневих сполук.

У 1985 році ми отримали перший хроматограф ЛХМ-8МД і перший



калькулятор – таке технічне оснащення для нас було справжнім провином в якісному контролі природного газу.

Зараз смішно, але проба в хроматограф подавалася шприцом. Розрахунок хроматограми проводився вручну з допомогою металічної лінійки, а дрібні компоненти можна було порахувати тільки з допомогою лупи-лінійки. Сам аналіз займав досить багато часу.

У 1995 році газовимірювальні станції «Ужгород» та «Берегово» перевели як комерційні заміри і в 1998 році було впроваджено в експлуатацію сучасний аналітичний лабораторний хроматограф «Hewlett Packard» та потоковий хроматограф «Daniel».

Наприкінці 90-х років починається новий період розвитку лабораторної бази.

Це все стало можливо, завдяки колишньому начальнику управління, а нині директору УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ» Федору Лукіті, який приділяв і приділяє велику увагу питанням контролю якості природного газу. Саме завдяки ініціативі та старанням Федора Васильовича

було збудовано новий корпус для лабораторії, придбано лабораторні меблі та спеціальне обладнання.

- *Як нині здійснюється контроль за якістю газу?*

- Сьогодні кожна замірна лінія обладнана основним та дублюючим потоковим хроматографом «Daniel», «Danalizer». Вологість газу визначається автоматичними пігмометрами «КОНГ-Прима-2» та переносним «Харків-2», «Chandler». Придбано сучасні засоби вимірювальної техніки в тому числі електронні ваги, спектрофотометри, тощо.

Минулого року наша вимірювальна лабораторія в системі якості перейшла на Міжнародні Стандарти ДСТУ (ISO) визначення якісних показників природного газу.

За більш як 30 років все настільки змінилося, що зараз важко собі уявити себе без комп'ютера, хроматографа, спектрофотометра, електронних ваг.

Але ми цей шлях пройшли і, як кажуть, є сьогодні з чим порівняти.

- *Під вашим вмілим керівництвом працює одна з найбільших*

лабораторій Укртрансгазу. Яким чином вдається організувати роботу колективу? Який секрет успіху ваших організаторських здібностей?

- Якщо по правді, то секрету ніякого і немає, просто треба бути щирим, відповідальним та справедливим. Переконавшись на власному прикладі, можу сказати – ці принципи дають можливість організувати колектив як єдину спортивну команду, в якій кожен розуміє та чує один одного, навіть у найскладніших ситуаціях. Крім того, необхідно завжди проявляти повагу до думки співробітників та знаходити можливість заохочувати їх до нових ідей.

Можу ще додати, що в нашій роботі обов'язковим є систематичне планування роботи та завдань для персоналу. Без реалізації принципу взаємозамінності в процесі виконання виробничих завдань теж не обійтись. Мої колеги разом зі мною постійно вдосконалюють свої навички та вміння шляхом пошуку нової прогресивної інформації, використовуємо, наприклад, методики та стандарти Європейського Союзу.

- *Що би ви хотіли сказати споживачам, які говорять про ніби-то низьку якість природного газу?*

- Питання начебто низької якості природного газу, що подається споживачам виникало багато разів і в нашій області. На жаль, принцип «одна бабка казала» дуже швидко розповсюджувався серед населення області.

Крім того, є дуже багато так би мовити «газових експертів», які уявлення не мають, що таке хроматограф, але по телебаченню та радіо виступають і коментують те чи інше питання, пов'язане з якістю природного газу. Звичайно, щоб відреагувати на такі заклики суспільства ми разом з представниками регіонального підприємства з газопостачання (Закарпаттягаз – ред.) робимо спільні контрольні відбори проб газу на різних газорозподільних станціях і перевіряємо на точність вимірювань в різних лабораторіях.

Дані майже ідентичні. Окрім цього, на окремих газорозподільних станціях встановлено автоматичні потокові хроматографи, які кожну годину контролюють якість природного газу.



- *Як у домашніх умовах можна оцінити якість газу?*

- Зробити це неможливо. Можна хіба що зробити припущення, але вони носитимуть суб'єктивних характер. Нині стало модним розповідати один одному, що якісний природний газ має горіти чистим блакитним полум'ям, а помаранчеві або жовті відтінки вогню – показник неповного згорання палива. Так, це відповідає дійсності,

але слід пам'ятати, колір вогню в газовій конфорці свідчить лише про правильне або неправильне згорання газу.

Причиною останнього може бути те, що до пальника поступає недостатня кількість повітря.

Тому, перш ніж робити конкретні висновки, раджу переконатися в тому, чи правильно в помешканні встановлено і налаштовано газове обладнання. ■



Щодо нової редакції Правил пожежної безпеки в Україні

Проведено розгляд окремих пунктів нової редакції Правил пожежної безпеки в Україні в частині виконання їх працівниками газотранспортних підприємств



Д. В. Грузін
Запорізьке ЛВУМГ

Керівники та фахівці ПАТ «УКР-ТРАНСГАЗ» безперечно знають про те, що вийшла нова редакція Правил пожежної безпеки в Україні (далі – ППБУ-2015), затверджена наказом МВС № 1417 від 20.12.2014, зареєстрована в Міністерстві юстиції України за № 252/26667 від 05.03.2015 та введена в дію з моменту публікації, тобто з 10.04.2015.

Мова у цій статті піде про те, які основні зміни принесли з собою оновлені Правила і як це стосується працівників ПАТ «УКРТРАНСГАЗ».

Головне, на що ми звернули увагу при розгляді ППБУ-2015 – це 4 питання:

1. У ППБУ-2015, як, до речі, і в Кодексі цивільного захисту України відсутня вимога (будь-яка згадка) про пожежно-технічні комісії. В Україні на цей час діє Типове положення про ПТК (затверджене наказом МНС України № 347 від 20.05.2009), але в ньому підставою для ПТК вказуються вимоги ППБУ-2004 та Закону України «Про пожежну безпеку», які на часі не діють. Тож що робити з пожежно-технічними комісіями з точки зору нормативно-правових актів (далі – НПА) з пожежної безпеки на сьогодні?

Доки не отримано офіційних роз'яснень щодо ПТК від ДСНС України, працівникам ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» необхідно керуватися п. 6.8 Правил пожежної безпеки для об'єктів га-

зотранспортної системи ПАТ «УКР-ТРАНСГАЗ» (саме таку назву має СОУ 60.3-30019801-056:2008 з урахуванням змін, затверджених наказом ПАТ«УКРТРАНСГАЗ» від 26.12.2013 № 459) (далі – ППБ ГТС).

2. П. 4 розділу II ППБУ-2015 передбачено таке: «Для кожного приміщення об'єкта мають бути розроблені та затверджені керівником об'єкта інструкції про заходи пожежної безпеки». Зрозуміло, що ця вимога теж потребує роз'яснення, бо практично на кожному об'єкті знайдеться низка пожежобезпечних приміщень, розробка інструкцій для яких навряд чи доречна. Дивна річ, але при цьому в ППБУ-2015 немає вимоги щодо розроблення загальнооб'єктової інструкції про заходи пожежної безпеки для підприємства, установи, організації.

3. Частина третя п. 15 розділу II ППБУ-2015 щодо видів, порядку організації та проведення протипожежних інструктажів відсилає до постанови Кабінету Міністрів України від 26 червня 2013 року N 444 Про затвердження Порядку здійснення навчання населення діям у надзвичайних ситуаціях. Але в цьому документі вказане питання не розкривається, а є відсилання до якихось «нормативно-правових актів у сфері цивільного захисту», але єдине НПА з цих питань – Типове положення про інструктажі,

спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України – було скасовано наказом МВС України № 1005 від 29.09.2014. Таким чином, на цей час питання з інструктажами з пожежної безпеки не відрегульовано.

Знов констатуємо те, що доки не отримано офіційних роз'яснень щодо видів та порядку організації і проведення протипожежних інструктажів від ДСНС України, працівникам ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» необхідно керуватися пп. 6.4-6.6 ППБ ГТС.

4. Вимагають роз'яснення також вимоги пп. 1.7 та 1.16 розділу IV ППБУ-2015 стосовно оснащення автономними системами пожежогасіння відповідно відгалужувальних та з'єднувальних коробок (якщо вони закриті кришками з горючих матеріалів) та електроцифтів та групових електроцифтівків (всіх!).

Вважаємо, що впровадження автономних систем пожежогасіння на будь-яких об'єктах ГТС України можливо лише за умови використання сертифікованого обладнання та, головне, лише в тих випадках, де це є доцільним та економічно обґрунтованим заходом з пожежної безпеки і стосується, насамперед, нових або тих, що оновлюються (реконструюються, технічно переоснащуються тощо) об'єктів. ■

Ресурсо- та енергоощадні технології в підземному зберіганні газу

Розглянуто напрямки ресурсо- та енергозбереження під час спорудження, експлуатації та модернізації підземних сховищ газу



Б. П. Савків
Ветеран нафтогазової галузі

Важливим напрямком у господарській діяльності людства є ощадне використання ресурсів корисних копалин, нагромаджених в надрах протягом багатовікової історії Землі.

До них безумовно належать і копалини первинних енергетичних ресурсів – вугілля, нафти та газу. Вони є невідновлювальними джерелами енергії і тому їхньому ощадному використанню потрібно приділяти особливу увагу.

Газова галузь України, що тільки на 20% задовольняє потреби країни в природному газі за рахунок власних ресурсів та є могутнім транзитером природного газу від Росії та центральноазійських країн в Центральну та Західну Європу, покликана бути прикладом для споживачів газу в економічному використанні власних ресурсів.

З цієї точки зору, в підземному зберіганні газу важливо істотно зменшити використання природного газу на формування власних основних фондів – буферного об'єму сховищ.

Другим, не менш важливим напрямком, є впровадження енергоощадних технологій на всьому ланцюгу видобування, транспортування та використання газу, починаючи від газоносного продуктивного пласта,

газових свердловин, внутрішньосховищних, магістральних та розподільних для споживачів газопроводів до газових пальників споживачів газу.

Не виключаючи важливості таких значних технологічних об'єктів як свердловини, газопромислові комунікації, установки з підготовки газу та компресорні станції, характерні також і для газопромислів, зосередимось на особливостях ощадного використання ресурсів газу у підземних газосховищах.

Скорочення буферного об'єму газу

Для створення надійної потужної системи зберігання газу потрібно використати кілька, навіть десятки мільярдів природного газу.

Для переважної більшості підземних сховищ газу співвідношення активного та буферного об'ємів газу становить 1:1.

Необхідність створення буферного об'єму газу в ПСГ висвітлюється у багатьох літературних джерелах.

У 1970–80-і роки, в часи освоєння основної наявної сьогодні потужності мережі підземного зберігання газу в Україні, основні фонди створених ПСГ формувались з трьох основних приблизно рівних за обсягом капіталовкладень складників: свердловини,

компресорні станції та буферний газ.

У період функціонування планової економіки в кошторисах на облаштування ПСГ ціна 1 тис м³ газу приймалась рівною 8 тодішніх рублів.

З впровадженням ринкових умов господарювання в Російській Федерації, у якій в 90-х роках минулого та на початку поточного століття продовжувались великомасштабні роботи з нарощування потужності системи підземного зберігання газу, вартість буферного газу в сумарному кошторисі облаштування сховищ поступово наближалась до 90%.

Через стрімке подорожчання газу в Україні появились труднощі з завершенням заповнення буферним газом окремих раніше облаштованих підземних сховищ.

Останнім часом в Російській Федерації, на основі детально проведеного аналізу експлуатації чотирьох створених на базі виснажених газових родовищ, додатково вивчається питання можливості зменшення буферного об'єму на 10–15%.

Пильна увага ощадному використанню ресурсів газу для формування буферного об'єму сховищ в Україні приділялась протягом всієї історії розвитку підземного зберігання газу.

Цьому сприяли зокрема наявність значно відпрацьованих газових родовищ з необхідними для підземного зберігання газу геолого-ємнісними параметрами продуктивних горизонтів із значними залишковими, частково невидобувними, запасами газу, що істотно зменшило використання газу для формування їхнього буферного об'єму. Особливо вдалим для реалізації такого заходу стало оптимально вибраний момент зупинення розроблення та переведення в режим підземного зберігання газу Богородчанського газового родовища. Залишкові запаси газу при цьому виявились достатніми для повного формування буферного об'єму однойменного сховища. Богородчанське ПСГ зі співвідношенням буферного газу до активного, рівним 1:2, успішно експлуатується протягом 30 років і є найдосконалішим у цьому сенсі в Україні. Зазначимо, що кращі показники можуть бути досягнуті тільки у створенні сховищ на базі природних або штучних порожнин.

Аналізом більш ніж двадцятирічної експлуатації Кегичівського ПСГ в межах тільки західного блоку підбрянцівського горизонту встановлено, що достатній запас буферного газу в ньому перевищує об'єм, попередньо визначений в технологічному проекті та закачаний в горизонт, на 80 млн м³. Для розширення сховища за рахунок суміжного, східного блоку згаданого горизонту, на якому з використанням свердловини №52, залишеної після розробки родовища, та пробурених нових трьох свердловин передбачається здійснити дослідно-промислові роботи з уточнення технологічних показників об'єднаного сховища. У ролі буферного газу в цій частині єдиного продуктивного підбрянцівського горизонту (східний блок) буде використано згадані 80 млн м³ газу, переведені з західного блоку.

Розширення таким чином Кегичівського ПСГ дасть змогу збільшити активний об'єм газу в ньому орієнтовно на 110 млн м³ без нагнітання додаткового обсягу газу для формування буферного об'єму.

Здійснена в останні роки реконструкція облаштування Опарського ПСГ (газозбірно-розподільчої системи та компресорної станції)

створила сприятливі передумови для спостереження за уточненням фактичного буферного об'єму. Після передбаченого додаткового буріння орієнтовно 10 нових експлуатаційно-нагнітальних свердловин на горизонт НД-8 варто очікувати збільшення зберігання активного газу в ньому без збільшення буферного об'єму. Цьому, на наш погляд, сприятиме збільшена верхня межа пластового тиску в кінці періоду нагнітання, з врахуванням рівномірнішого його розподілу в межах горизонту, за рахунок додаткових свердловин.

Змінена ситуація на поверхні Краснопопівського ПСГ (зменшення лісового покриття території), а також закриття сусідньої шахти №1-Кремінна дали змогу додатково розмістити нові свердловини та в дослідному порядку підняти максимальний пластовий тиск під час експлуатації сховища. Уведення в дію нових свердловин та підняття верхньої межі пластового тиску дадуть можливість не тільки забезпечити надійну експлуатацію сховища з затвердженням активним об'ємом, але й перевищити його без додаткового буферного об'єму.

Обнадійливим ефективним шляхом істотного зменшення буферного об'єму газу має бути також впровадження в процесі модернізації перерахованих вище сховищ додаткових свердловин з горизонтальним та похило спрямованим профілем. Використання горизонтальних та похило направлених свердловин сприяє більшій дренажності продуктивного горизонту, а, значить, зменшенню буферного газу.

Застосування горизонтальних та похило спрямованих свердловин в підземному зберіганні газу

Перспективним напрямом в розширенні та модернізації підземних газосховищ є використання горизонтальних та похило спрямованих свердловин. Такі свердловини, при збільшенні їхніх дебітів порівняно з вертикальними, дають змогу розкрити віддалені ділянки продуктивного горизонту, що знаходяться на значній відстані від гирл експлуатованих свердловин під забудовою та лісовими чи сільськогосподарськими угіддями, водоймами, шля-

хами сполучення, значно збільшити дренажні об'єми продуктивних горизонтів.

Особливо ефективним є використання похило спрямованих свердловин у кушовому розташуванні, що дає змогу розмістити їх гирлові частини в закритих обігріваних приміщеннях, спростити автоматизацію виробничих процесів. Позитивний досвід такого облаштування свердловин та їхнього обслуговування накопичено, наприклад, на підземних газосховищах «Рургаз» в Німеччині.

Існуючі раніше перешкоди для впровадження горизонтальних та похило спрямованих свердловин, пов'язані з труднощами та неможливістю очищення їхніх стовбурів та привибійних зон під час освоєння та експлуатації, проведення інтенсифікаційних обробок, а також вимірювання вибійних параметрів, успішно усуваються із застосуванням на підземних газосховищах колтубінгових технологій.

Перспективним для впровадження технологій з використанням горизонтальних та похило спрямованих свердловин під час модернізації підземних сховищ України є наперед Дашавське (розширення зони зосередження активного газу за рахунок покладу Д), що дасть можливість збільшити піковий відбір газу з нього та зменшити буферний об'єм газу в сховищі.

Вважаю за доцільне провести буріння додаткових свердловин з горизонтальним закінченням їхніх стовбурів на східному блоці Кегичівського ПСГ дасть змогу значно підвищити виконання ним функцій провідного пікового сховища в регіоні.

Одним з найефективніших способів істотного зниження капіталовкладень та матеріальних ресурсів під час модернізації підземних сховищ газу є впровадження кушових похило-горизонтальних свердловин.

Наочним зразком успішного розв'язання проблеми економного витрачання матеріальних ресурсів під час модернізації сховищ є досвід розширення Кушівського ПСГ. Облаштоване та освоєне в кінці 80-х і далі у 90-х роках в таких обставинах, коли, здавалось на перший погляд, що горизонтальні свердловини не можуть дати відчутний ефект. Проте ретель-

ним техніко-економічним аналізом ситуації вдалося виявити перспективи їх використання.

Розглядуване ПСГ створене на основі значного за запасами газоконденсатного родовища. Вигідне розташування сховища поблизу пелетину трас важливих магістральних газопроводів створило передумови для необхідності подальшого нагону його потенціалу як за активним газом, так і добовою продуктивністю. Експлуатація сховища відзначалась тим, що нагнітання газу до нього здійснювалося без використання компресорів, під тиском магістрального газопроводу.

У результаті цього досягнутий під час експлуатації сховища пластовий тиск був невеликим в умовах достатньо великої глибини залягання пласта-колектора – до 2000 м. Це знайшло свій відбиток в тому, що, з одного боку, запас енергії газу (тиск) виявився низьким, а, з іншого, втрати тиску під час руху газу в стовбурі досить відчутними: більше половини робочого перепаду тиску від пласта до гирла свердловини витрачалось на подолання тертя у стовбурі свердловини. При чому це відбувалося під час одночасної експлуатації свердловин по підіймальних трубах і затрубному просторі. З переходом на звичайну експлуатацію тільки через підіймальні труби ці втрати збільшились би в декілька разів. Спрощене застосування кушових похилених свердловин, що призвело би до продовження їхніх стовбурів, могло б тільки збільшити такі втрати. Тому необхідною умовою для збільшення дебітів свердловин в такій ситуації могло бути зниження питомого опору під час підйому газу на поверхню, тобто буріння свердловин збільшеного діаметру.

Відмінною рисою розглядуваного сховища є відносно велика товщина продуктивного пласта, що досягає 80 м і дає змогу забезпечити достатню величину його розкриття у звичайних вертикальних свердловинах.

У попередніх рішеннях щодо ПСГ розглянуто різні варіанти його розвитку шляхом додаткового буріння вертикальних свердловин, розташованих за рівномірною сіткою, зі

збільшенням діаметра підіймальних труб з наявних 73 та 89 мм до 114 мм. За розрахунками для забезпечення проектного активного об'єму та потрібної максимальної продуктивності потрібно більше 100 вертикальних свердловин діаметром 168 мм, в заключній стадії відбирання потрібне використання КС. Перехід на великі діаметри визнано не вигідним через відсутність приросту дебіту. Недоцільним визнано також підвищення пластового тиску, що призвело би до істотного збільшення витрат на додатковий буферний газ.

Розглянуті варіанти з великим числом свердловин і відповідно великою протяжністю шлейфів і доріг, складністю їх обслуговування у зимовий час теж визнані неефективними. Тому прогрес в технології буріння визначив тенденцію до буріння похило-горизонтальних свердловин збільшеного діаметра, згрупованих в куці.

Заміщення горючого природного газу в буферному об'ємі підземних сховищ альтернативними газами

Одним з найперспективніших напрямків заощадження природного газу в підземному зберіганні газу є часткове заміщення горючого газу в буферному об'ємі альтернативним газом.

Заміщення 15–20 % об'єму буферного газу в підземних сховищах альтернативними газами – стає все далі актуальнішим.

Заміщення горючого газу діоксидом вуглецю з азотом

У процесі експлуатації ПСГ в період відбору природного газу в пласті його залишається близько 50 % від загального об'єму тому, що за технологічних умов цей газ неможливо добути. У результаті, залежно від об'єму ПСГ, залишаються невикористаними досить великі обсяги висококалорійного газу. Якщо замінити горючий газ в буферному об'ємі негорючим, можна було б одержати економію додаткових обсягів природного газу.

Останнім часом за кордоном, з метою інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини, широко використовується технологія закачу-

вання негорючого (інертного газу в пласт). Як інертний газ використовується азот і діоксид вуглецю.

Азот одержують з повітря методом низькотемпературної ректифікації на малогабаритних блочно-модульних установках розділенням повітря. Такі установки розташовують безпосередньо на газовидобувних підприємствах та підземних газосховищах.

Діоксид вуглецю одержують з вихідних димових газів абсорбційними методами на малогабаритних блочно-модульних установках. За наявності джерел відхідних димових газів (теплові електростанції, хімічні виробництва та інші джерела відхідних димових газів, розташованих поблизу газових промислів), такі установки розміщуються на газовидобувних підприємствах.

Проте одержання азоту з повітря методом низькотемпературної ректифікації та одержання діоксиду вуглецю абсорбційним методом з відхідних димових газів безпосередньо на газовидобувних підприємствах пов'язано з великими енерговитратами та іншими інфраструктурними витратами.

Інститутом «УкрНДІгаз» розроблено технологію одержання метанольного продукту методом газозафазного неповного окислювання природного газу за допомогою кисню повітря. Особливістю цієї технології є те, що під час змішування природного газу з повітрям у визначеній пропорції та при визначених температурі і тиску відбувається неповне окислення газу за рахунок кисню повітря з утворенням метанольного продукту. Відхідний газ із технологічної установки збагачується азотом.

Автори запропонували метод регулювання калорійності природного газу способом часткової його переробки. Мається на увазі безпосереднє неповне окислювання природного газу і одержання метанольного продукту. При цьому, залежно від виду процесу (поточний чи циркуляційний), можливе насичення азотом вихідного газу із вмістом метану до 50 %.

Природний газ, що подається із компресора під тиском 65 кгс/см², надходить в рекуперативний тепло-



обмінник, де підігрівається прореагованою сумішшю (реакція окислювання супроводжується виділенням тепла), після чого спрямовується в піч на остаточне нагрівання до температури реакції 400 °С.

Повітря з компресора відразу спрямовується в реактор-змішувач, де переміщується з нагрітим природним газом і в якому відбувається реакція окислювання з підвищенням температури до 450 °С.

Із реактора суміш, що прореагувала, проходить через теплообмінник, віддаючи тепло вихідному природному газу, далі через апарат повітряного охолодження в сепаратор. Із сепаратора збагачений азотом газ можна спрямовувати чи то в пласт, чи то на повторну переробку.

Інститутом «УкрНДІгаз» розроблено проекти установок виробництва метанольного продукту продуктивністю (по 100-відстковому метанолу) в 2,5, 5,0, 7,5, 10 та 15 тис.т/рік.

Під час використання установок виробництва метанольного продукту продуктивністю 10 тис.т/рік необхідно пропустити через установку природний газ об'ємом в 480 млн м³. На виході із установки вихідний газ, який містить

в собі метан, збільшується в об'ємі до 530 млн м³/рік, збільшується також в ньому вміст азоту до 20 % від об'єму. При використанні циркуляційного режиму роботи установки продуктивність по метанолу підвищується, вміст азоту у вихідному газі може досягнути 50 % від об'єму.

Таким чином, пропонується така схема заміщення в буферному об'ємі висококалорійного газу низькокалорійним, насиченим азотом.

Залежно від тиску закачування його в ПСГ із ступеня компримування з тиском від 6,0 до 100 кгс/см², весь газ або частка його спрямовується на установку одержання метанольного продукту, а вихідний газ, насичений азотом, прямо або через наступні ступені компримування, закачується в нижні ділянки продуктивних горизонтів ПСГ.

Через більшу густину азоту проникнення його у верхні шари пласта, з якого відбирається природний газ, буде незначним. Таким чином, протягом кількох років, залежно від об'єму ПСГ і продуктивності установок з переробки природного газу, висококалорійний буферний газ буде замінений низькокалорійним, азотним. Крім того, буде вироблятися цінний продукт,

яким є метанол.

У зв'язку з тим, що багато ПСГ знаходяться в обводнених газоносних горизонтах чи водоносних пластах, то можливість закачування буде обмежена продуктивністю компресорів і пластивим тиском, а об'єм газу із вмістом азоту, який закачується в пласт, буде становити 150–200 млн м³/рік, тобто тривалість нагнітання буде дорівнювати 180 діб.

Попередні розрахунки показали, що в результаті переробки газу в метанольний продукт, об'єм газу збільшується приблизно на 11 % порівняно з газом, який не пройшов переробку (при прямооточному режимі). Отже, додатково можна видобути із ПСГ 11 % висококалорійного газу.

Крім того, додатковий прибуток від реалізації продуктів переробки за винятком витрат на їх виробництво становитиме біля 12 %.

Таким чином, орієнтовний загальний прибуток від реалізації пропозицій, становитиме біля 34 %. Вирішення питання про впровадження способу заміщення горючого газу в буферному об'ємі ПСГ альтернативними газами можливе після ретельного техніко-економічного обґрунтування.

Пропозиції щодо заміщення горючого газу інертним

У дослідженнях, спрямованих на скорочення окремих статей витрат на спорудження і експлуатацію підземних сховищ газу в пористих пластах, ключове місце займає вивчення можливості використання порівняно дешевих за виробництвом інертних газів для заповнення частини буферного об'єму, без втрати якості природного газу, що зберігається.

Під час експлуатації підземного сховища газу у водоносному пласті значний об'єм газу, який зберігається, з технічних та економічних причин залишається невичерпаним. У процесі відбирання газу в поровому просторі пласта-колектора заземлюється від 20 % до 40 % газу, який знаходився там спочатку. Крім того, у підвищеній, склепінній зоні сховища, де знаходяться експлуатаційні свердловини, повинен залишатися до кінця періоду відбору об'єм вільного газу, достатній для того, щоб забезпечити потрібні темпи відбору і запобігти обводненню свердловини.

Ця вільна газова «бульбашка» і заземлений газ, сумарно близькі за об'ємом активного газу, утворюють буферний газ сховища, який відіграє механічну роль, ніяк не пов'язану з тепловими і хімічними властивостями газу. Таким чином, ставиться завдання заміни, в крайньому випадку часткової, природного газу газом, який має меншу ціну.

Така заміна може бути здійснена технічно і економічно ефективно за рахунок використання інертного газу, який отримують в результаті згоряння природного газу.

Вибір інертного газу. Під інертним газом розуміють газ, який не завдає ніякої шкоди наземному обладнанню, обладнанню свердловин або самому пористому середовищу. Ця вимога зразу виключає використання газу, який містить в значній кількості кисень або компоненти, що окислюються, окисли азоту або сірчисті продукти.

За певних умов продукти згоряння природного газу утворюють інертний газ, який складається, в основному з азоту і двоокису вуглеводню, який не містить сірчистих продуктів і

не потребує іншої обробки, крім осушення і видалення окислів азоту, перед закачуванням в пласт-колектор. Використання рідкого палива або навіть скраплених газів, навпаки, створює низку значно важчих для вирішення проблем очищення, особливо в зв'язку з тим, що в продуктах їх згоряння містяться сірчисті компоненти.

Максимальні значення заміщення горючого газу інертним. Небезпека дисперсії інертного газу в природному газі, що відбирається, потребує обмеження частки інертного газу, який входить в склад буферного в пропорціях, які залежать від характеристик конкретного підземного сховища. Накопичені компанією «Газ де Франс» дослідження та практичний досвід дають змогу стверджувати, що інертним газом може бути заміщено навіть не менше 80 % буферного газу. Цей висновок базується, перш за все, на досвіді переведення на природний газ сховища, в якому спочатку знаходився коксовий газ (ПСГ Верхній Бейн). На ньому виявилось можливим залишити штучний газ в обсязі 70 % буферного об'єму, не створюючи ніяких проблем для подальшої експлуатації.

Значний інтерес представляють результати досліджень, викладені в доповіді Ганса Обро (Данія) на XVII Світовому газовому конгресі. Доповідь присвячена використанню природного азоту з невеликим вмістом гелію й інших домішок. Поблизу м.Тендер з 1981 р. проводилась розробка водоносного пласта і азотного покладу, приурочених до єдиного антиклінального підняття. Водоносний пласт в склепінній частині підняття залягає на глибині 1780 м і має товщину біля 20 м. Над ним знаходиться азотний поклад в формі двох замкнених лінз на позначках 1640–1680 м. До моменту вивчення на площі пробурено 5 глибоких свердловин, які розкривають досліджувані об'єкти. У процесі розвідки та освоєння площі в 1984–1985 рр. вивчалась проблема змішування природного газу і азоту. Вартість розвідувальних робіт, включаючи буріння свердловин, проведення лабораторних і промислових досліджень, становила 6,6 млн дола-



рів. Спочатку вивчалось змішування газів в умовах водоносного пласта, який раніше не містив вуглеводнів. Розрахунки виконувались на тримірній моделі водонасиченого пористого і проникного колектора при заданому двофазному потоці «газ-вода», в якому газова фаза представлена двома газами з різними фізико-хімічними властивостями. У результаті лабораторних досліджень встановлено, що до 10 % загального об'єму пор у водоносному пласті може займати азот без значного його змішування з природним газом. Дослідники стверджують, що в буферному об'ємі сховища частка азоту може скласти 20 %. Такий процент заміщення обґрунтують і французькі спеціалісти в частині заміни буферного газу вихлопними під час використання способу в промислових масштабах. Якщо виходити тільки з перших результатів досліджень, це ствердження є досить наближеним і в конкретних гірничо-геологічних і технологічних умовах потребує додаткового вивчення. Зокрема, необхідно враховувати дані промислових і лабораторних експериментів зі змішування газів, які



вміщують і не вміщують сірководневі та вуглекислі сполуки. Як показує досвід, мають місце значні розходження між результатами лабораторних і промислових досліджень.

Можливість оптимального застосування інертного газу як буферного на ПСГ України. Використання технології заміщення буферного газу інертним доцільно апробувати під час створення нових підземних сховищ газу на базі вичерпаних газоконденсатних (газових) родовищ із залишковими запасами газу. Необхідність випробовування методу заміщення в даних умовах пояснюється недостатньою вивченістю процесу дисперсії інертного газу в природному газі. Як відомо, інертний газ, зокрема азот, набагато важчий ніж метан (природний газ). Тобто, доцільно вважати, що в процесі нагнітання азоту в пласт відбуватиметься його накопичення (осідання) в нижній частині пласта-колектора. Проте, в цьому випадку актуальним стає питання вивчення швидкості його накопичення, а разом з цим, тривалості процесу дисперсії. Варто відзначити,

що для оптимального створення ПСГ з частиною інертного газу в буферному об'ємі, процес нагнітання азоту в пласт необхідно проводити протягом декількох років. Це, по-перше, пов'язане з продуктивними характеристиками установки з виробництва інертного газу, по-друге – з незначним темпом його нагнітання в пласт для забезпечення оптимального (раціонального) заміщення природного газу і зменшення впливу процесу дисперсії.

Як показує французький досвід заміни природного газу в ПСГ альтернативним газом, його частка не повинна перевищувати 20 % від загального об'єму буферного газу. Це пов'язано з можливістю відбору газу із газосховища з необхідною калорійністю.

Циклічна експлуатація такого газосховища може призвести до поступового відбирання інертного газу, тобто зниження кондиційності відібраного газу і, як наслідок, необхідності побудови установки з відділення інертного газу від природного та зворотного його повернення в пласт. Це, в свою чергу, призводить

до збільшення капіталовкладень і відповідного збільшення терміну окупності такого проекту.

Під час впровадження на підземних сховищах України прогресивного процесу потрібно враховувати досвід французьких газовиків. Особливістю впровадження його було те, що під час заповнення буферним об'ємом вуглеводневий газ нагнітався у склепінну частину сховища, а одночасно з ним азот – у периферійні свердловини.

Обсяги відбирання природного газу з кожної свердловини ретельно цілодобово постійно контролювалися індивідуальними вимірними приладами.

Постійний калориметричний контроль відбирання газу зі свердловин склепінної зони гарантував би недопущення зменшення частки вуглеводневого газу під час відбирання для забезпечення проектної калорійності згідно з вимогами споживачів газу.

Крім того, під час створення сховищ на базі водоносних горизонтів використовували як правило блочно-комплектне повітрярозділювальне (азотогенераційне) та компресорне обладнання.

На нашу думку, створення або модернізація діючих сховищ, з впровадженням заміни частки горючого газу інертним, повинно, за аналогією з розробкою газових та газоконденсатних родовищ та створенням ПСГ, проводитись двоетапно: дослідно-промислово та промислово експлуатація.

Для опрацювання на модернізованому об'єкті технології, з метою уточнення показників під час промислової експлуатації, на етапі дослідно-промислової експлуатації варто використати ланцюжок блочно-комплектного обладнання в складі однієї повітря-розділювальної установки та одного компресора, зарезервувавши ділянки для подальшої установки аналогічного обладнання, для промислової експлуатації.

Такий підхід, виправданий багаторічним досвідом проектування розробки родовищ та створення ПСГ, дасть змогу і оптимізувати модернізацію останніх. ■

Когенераційні технології один з напрямків вдосконалення комунальної теплоенергетики

Розглянуто поточний стан комунальної теплоенергетики України, напрямки вдосконалення, в тому числі шляхом застосування когенераційних технологій з метою раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів



М. Л. Білявський
канд. техн. наук
ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

Основним напрямом розвитку вітчизняної промисловості є розвиток нових або вдосконалення вже існуючих енергозберігаючих технологій з метою зменшення собівартості виробленої продукції та підвищення продуктивності машин призначених для генерації теплової та електричної енергії.

Сучасний стан обладнання енергопостачальних підприємств не дає можливості раціонально використовувати паливно-енергетичні ресурси, що призводить до низького коефіцієнту корисної дії залучених машин та рентабельності виробничого процесу в цілому.

Це пов'язано з тим, що найближчими роками наступає термін виведення з експлуатації основних енергогенеруючих машин, які були побудовані в кінці минулого століття. Особливо актуальною така проблема є для комунальної теплоенергетики, де експлуатується 26 430 котелень із критичним технічним станом обладнання і забезпечується тепловою та електричною енергією близько 55 % житлового фонду та установ бюджетної сфери. Посилює енергетичну залежність теплоенергетичної промисловості і той факт, що переважна

кількість генеруючого обладнання працює на природному газі, який імпортується. Тому вкрай актуальним загальнодержавним завданням є модернізація теплоенергетичної промисловості з метою раціонального використання паливних ресурсів та підвищення її ефективності в цілому.

Комунальна теплоенергетика України до сьогодняшнього часу розвивалась за залишковим принципом, що призвело до критичного технічного стану більшості відповідальних об'єктів вітчизняної комунальної теплоенергетики. Такий технічний стан обладнання призводить до перевитрат палива під час виробництва, транспортування та споживання енергетичних ресурсів. Тому нині проводиться активна державна політика в напрямку модернізації комунальної теплоенергетики з метою підвищення економічної та енергетичної її ефективності.

Для виконання якої, перед науковими працівниками провідних науково-дослідних установ, фахівцями вітчизняної теплоенергетичної та машинобудівної промисловості поставлено такі завдання:

- вдосконалити законодавчо-правову та нормативно-технічну

бази;

- створити сприятливі умови для реалізації інвестиційних та інноваційних проектів;

- впровадити прогресивні технічні рішення, щодо вдосконалення технологічного процесу виробництва енергетичних ресурсів.

Над формуванням наукових основ та підходів для розв'язання перерахованих задач сьогодні плідно працюють спеціалісти провідних наукових установ Національної академії наук України: Інституту технічної теплофізики, Інституту газу, Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова, Інституту вугільних енерготехнологій, Інституту відновлювальної енергетики, Інституту проблем машинобудування ім. А.М.Підгорного, Інституту магнетизму технічних об'єктів та інші.

У ході розроблення спеціалістами Інституту технічної теплофізики НАН України проекту «Програма модернізації комунальної теплоенергетики України» було чітко сформовано основні напрямки інноваційної технічної та технологічної політики в сфері комунальної теплоенергетики: реконструкція малоефективних опалювальних котлів;

застосування палинкових пристроїв, що забезпечують якісне спалювання газу; обладнання котельні ефективними утилізаторами теплоти вихідних продуктів згорання; використання вторинних енергетичних ресурсів; застосування сучасних пристроїв автоматизації виробничого процесу; утеплення будівель тощо.

У процесі розроблення згаданих вище напрямків інноваційної технічної та технологічної політики в сфері теплоенергетики було детально вивчено досвід з виконання аналогічних програм з впровадження енергозберігаючих технологій у повсякденне життя країн Європи (Німеччина, Швеція, Данія та інші) та країн спілки незалежних держав (Росія, Білорусія). Слід зауважити, що чітка реалізація програми модернізації комунальної теплоенергетики України дасть змогу підвищити енергоефективність галузі щонайменше на 10–12 %, зменшити капіталовкладення і наблизитись до вимог Європейського Союзу щодо питомих витрат на вироблення енергетичних ресурсів та інших показників ефективності енергозберігаючих технологій.

Нині питомі витрати на вироблення теплової енергії надто високі і становлять понад 160 кг. у.п. на 1 Гкал теплоти, що приводить до економії енергетичних ресурсів та порушення термінів початку і закінчення опалювального сезону тощо.

Як свідчить досвід вітчизняної та світової наукової спільноти така ситуація пов'язана із недосконалістю енергогенеруючих машин, що не дають можливості раціонально використовувати потенціал паливних ресурсів.

Автором статті передбачається, що дослідження та удосконалення можливостей наявних технологій одночасної генерації (когенерації) теплової та електричної енергії дасть змогу частково вирішити проблеми, пов'язані з раціональним використанням потенціалу паливних ресурсів.

Протягом останніх десятиліть у розвинутих країнах світу, спостерігається неухильна тенденція впровадження у виробничий процес новітніх технологій генерації теплової та електричної енергії з метою підвищення конкурентоспроможності



енергопостачальних організацій та модернізації енергетичної системи в цілому. Одне з провідних місць належить когенерації – технології одночасного виробництва теплової та електричної енергії за рахунок використання одного первинного джерела енергії.

Питанням розроблення енергозберігаючих технологій та машин для одночасної генерації теплової та електричної енергії присвячено роботи Баласаняна Г.А., Білеки Б.Д., Долінського А.А., Дубовського С.В. та інших. Причому переважна більшість теоретичних та експериментальних досліджень зосереджено на створенні умов ефективного впровадження когенераційних технологій, які базуються на застосуванні прогресивних конструкцій машин, принцип роботи яких ґрунтується на утилізації теплоти робочого тіла в високотемпературній частині термодинамічного циклу, а практика поєднання принципу роботи теплового насоса та двигуна внутрішнього згорання не розглядається.

Тому актуальним є розробка наукових основ проектування, розрахунків, способів виготовлення та ремонту, методів експериментального визначення ефективності машин для одночасної генерації теплової та електричної енергії на базі двигунів внутрішнього згорання, що при мінімальних матеріальних витратах є одним з напрямків розвитку прогресивних конструкцій когенераційних машин призначених для ефективного впровадження енергозберігаючих технологій у виробничий процес.

Нині близько 50 % енергогенеру-

ючих машин, які застосовуються в енергетичній системі України, відпрацювали граничний ресурс 170–220 тис. годин.

В сучасних умовах стану енергетичної системи України розроблення ефективних енергозберігаючих технологій та прогресивних конструкцій машин для їх реалізації в різних сферах промисловості є однією з пріоритетних задач державної політики, наприклад, під час реалізації державної програми модернізації комунальної енергетики та промислового обладнання.

Нині до об'єктів комунальної енергетики належать котельні та індивідуальні машини, яких в Україні налічується близько 5 мільйонів. Такі об'єкти комунальної енергетики генерують 34 % від загального генерування тепла в Україні. Незважаючи на достатньо мізерний відсоток участі електричних та теплових станцій потужністю до 20 МВт в загальному енергобалансі, порівняно з електричними та тепловими станціями потужністю від 20 МВт, яким приділяється значно більше уваги науковими установами, їх значущість для комунальної електроенергетики і нашої країни виключно велика.

Отже, сучасну державну політику можливо реалізувати в найкоротші терміни з мінімальними трудовими затратами шляхом використання енергозберігаючих технологій, а особливо когенераційних машин, які працюють на базі двигунів внутрішнього згорання, оскільки такі двигуни набули широкого застосування на території України та мають високі економічні показники. ■

Дослідження термодинамічних характеристик елементів резервуару CNG-барж

Наведено результати досліджень термодинамічних характеристик елементів резервуару CNG-барж у вигляді «рухомого трубопроводу» в процесі його нестационарного заповнення стисненим природним газом



С.М. Дранчук
Управління «УКРГАЗТЕХЗВ'ЯЗОК»

Нині в світі застосовуються три основні способи транспортування природного газу. Перший і найбільш звичний із них – транспортування стисненого природного газу в мережах трубопроводів широкого спектру робочих тисків та діаметрів. Звичною альтернативою такому способу є скраплення природного газу з його подальшим транспортуванням в криогенному стані на спеціальних LNG-танкерах. Цей підхід вбачається найбільш вигідним під час транспортування значних об'ємів природного газу на великі, понад 2500 км, відстані. Проте, є ще і третій, найбільш сучасний із загальноприйнятих способів доставки природного газу до споживача, – його перевезення в стисненому стані у CNG-баржах. Останній спосіб вважається найбільш привабливим для транспортування незначних (більшість авторів зупиняються на позначці до 5–7 млрд м³) об'ємів газу на відстані до 2000 км. CNG-баржі стають конкурентними за тих умов, за яких спорудження та експлуатація протяжних трубопроводів для транспортування таких незначних об'ємів газу є не вигідним так само, як і надто великі капіталовкладення в скраплення цих об'ємів природного газу та експлуатацію LNG-барж. Велику вигоду вико-

ристання CNG-барж вчені вбачають за необхідностей транспортування природного газу, видобутого із шельфових родовищ, за умов відсутності дороговартісної інфраструктури підводних трубопроводів. Застосування такого підходу до транспортування природного газу має великий потенціал залучення більшої кількості постачальників до газових ринків різноманітних держав світу включно з Україною, а тому, потенціал до підвищення здорової конкуренції та підвищення енергетичної безпеки цих країн.

Свого часу, на початку 60-х років минулого століття, транспортування газу суднами-газовозами мало значні труднощі, пов'язані із чималими капітальними інвестиціями в громіздкі системи для зберігання газу на борту барж. З часом технології виготовлення місткостей CNG-барж розвивались, і нині в галузі існує можливість вибирати резервуари різноманітних типів та конфігурацій.

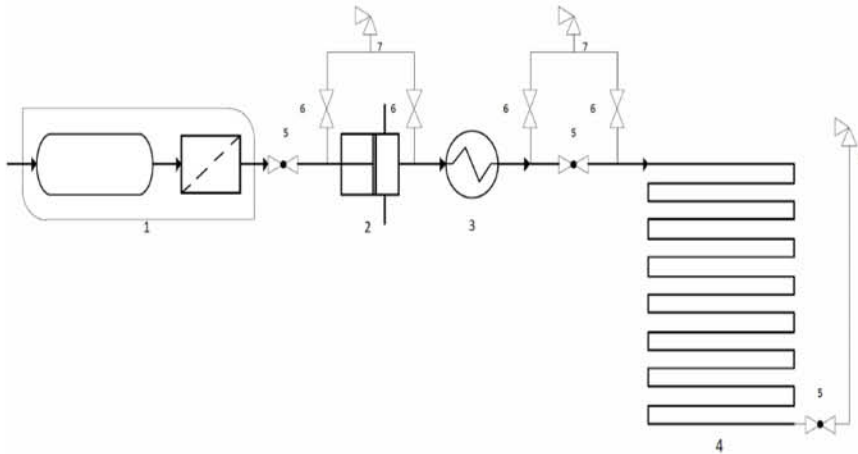
Одним із типів місткостей є система гідравлічно з'єднаних між собою циліндричних балонів, встановлених в контейнерах на судах згідно з концептом «VOTRANS». Місткості зовні нагадують резервуари перших зразків газовозів. Проте, є одна особливість – з проблемою високої метало-

ємності таких систем справляються з допомогою охолодження газу та пониження тиску в місткостях.

Конструктивно іншим підходом є використання системи типу Coselle – сталевого змієвика, намотаного на котушку та запакованого в оболонку у вигляді багатогранного паралелепіпеда або циліндра (каруселі) як резервуару для зберігання стисненого природного газу. За рахунок встановлення цієї системи досягається більш ефективне використання простору на палубі баржі. Також, заміна балонів на змієвик дає змогу зменшити коефіцієнт запасу по надійності резервуару, тим самим зменшуючи товщину його стінки і його загальну масу.

Найбільш сучасною із запропонованих на сьогодні конструкцій для короткотермінового зберігання стисненого природного газу під час його транспортування морем є система, що являє собою так званий «рухомий трубопровід» – сукупність труб та плавних переходів, розташованих всередині контейнерів на палубах суден-газовозів.

Система нагадує дещо модифікований резервуар типу Coselle – «рухомий трубопровід» принципово є змієвиком із збірних елементів. Вона послуговується тими ж пере-



вагами, що і сталевий змієвик системи Coselle – зменшення товщини стінки за рахунок зменшення коефіцієнту запасу, врахованого при проектуванні трубного резервуару. Все частіше подібна конструкція вважається українськими науковцями та великою кількістю їх закордонних колег найбільш перспективною з точки зору її техніко-економічних характеристик.

Великий корисний об'єм резервуара, порівняно невисока його маса та простота виготовлення збірних деталей є основними перевагами цієї системи. Саме резервуар такого типу і було обрано об'єктом для даних досліджень.

Основним напрямком проведених досліджень стало визначення термодинамічних характеристик елементів резервуару баржі при нестационарному заповненні його стисненим природним газом.

Напрямок дослідження було обрано на основі припущення, що нерівномірність термодинамічних процесів в елементах резервуару може привести до небажаних температурних деформацій металу, що вестиме, в свою чергу, до пошкодження конструкції резервуару. Такий напрямок досліджень має наукову цінність, оскільки перегукується із світовими тенденціями в сфері транспортування стисненого природного газу в CNG-баржах.

Справа в тім, що, попри виготовлення суден-газовозів зі встановленими резервуарами цього типу, в світі активно проводяться поглиблені вивчення механічної поведінки таких резервуарів в процесі їх експлуатації. З метою моде-

лювання нестационарних процесів заповнення резервуару баржі було застосовано програмний продукт SPT Group OLGA. Саме цей програмний продукт був використаний для розв'язання системи із 3-х основних диференціальних рівнянь (збереження маси, імпульсу та енергії), якими описуються досліджувані процеси заповнення резервуару.

Заповнення баржі було змодельоване для випадку, коли резервуар («рухомий трубопровід») не є гідравлічно об'єднаною сукупністю труб. В цьому випадку кожен контейнер містить незалежну систему труб (сегмент резервуару), що має індивідуальне одноточкове під'єднання до газонаповнювальних систем CNG-терміналів.

Технологічна схема процесу заповнення сегменту резервуару, запропонована в проведених дослідженнях.

Першим ступенем запропонованої схеми є комплекс очищення і підготовки газу (1), скомпонований із сепаратора і фільтра, через які подається газ із свердловини (трубопроводу). За комплексом слідує поршневи́й компресор (2) з обв'язкою та запірною арматурою: запірним кульовим краном (5), байпасними кранами (6) та свічним автоматичним краном (7), що використовується для стравлювання газу із обв'язки компресора в атмосферу.

Обладнанням, яке слідує за компресором, є теплообмінник (3), призначений для охолодження газу, нагрітого в процесі компримування (див. рисунок). Сукупність запірної арматури та конструкція обв'язки

після теплообмінника є аналогічними тим, які встановлюються на компресорі. Останнім робочим органом розробленої технологічної схеми є сегмент «рухомого трубопроводу», що складається із 15 секцій труб та 14 трубних колін.

На секції резервуару встановлюються кульовий кран, що виконує роль запірної арматури, та свічний кран (7), через який здійснюється технологічний процес стравлювання газу із резервуару.

Дослідження термодинамічних характеристик процесу заповнення проводилось для трьох трубних елементів конструкції: 1-ої, 8-ої та 15-ої труб при різній інтенсивності заповнення резервуару та при різних температурах на виході із теплообмінника.

За результатами моделювання процесів заповнення було зроблено такі висновки:

1. На початковому етапі заповнення трубопроводу найбільш інтенсивно нагрівається 1-ий трубний елемент.

2. В абсолютному вимірі найвищою в кінці часу заповнення є температура у 8-ій трубі резервуарного сегменту – посередині сегменту резервуару.

3. Менша масова подача компресора спричиняє менший нагрів труб резервуару.

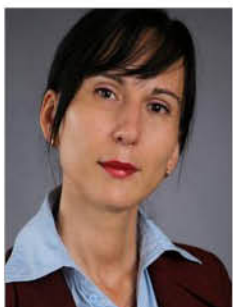
4. Зменшення температури на кінці теплообмінника в межах допустимого не призводить до значного зменшення температури в трубах резервуару.

Отже, під час проведення поглиблених досліджень механічних характеристик резервуару у вигляді «рухомого трубопроводу» та у процесі розроблення удосконаленого дизайну CNG-барж із встановленим на них резервуаром обраного типу варто зважити на можливість наростання механічних напружень в 1-ому трубному елементі на початку процесу заповнення та посередині резервуару під кінець заповнення.

Також важливою ціллю подальших механічних досліджень є визначення поведінки резервуару за умов циклічних процесів їх заповнення, а також і вивільнення. ■

Перехід українського газового ринку до нових стандартів вимірювання обсягу природного газу

У статті розглядаються проблеми переведення обсягів та цін на природний газ залежно від конкретного ринку та можливих втрат прибутку через різницю у теплотворній здатності газу з різних джерел



О. В. Ганцева
ТОВ «ПІК Енерджи консалтинг»

О. Л. Ярошенко
Філія «Агрогаз»

В умовах запланованої демонополізації та лібералізації української газової промисловості, результатом яких може стати збільшення кількості постачальників та джерел постачання природного газу на ринок, а також різноманітності трейдингових механізмів при взаємодії учасників експортно-імпорتنих операцій з постачання газових ресурсів, відмінність між системами вимірювання якості та обсягу природного газу суміжними операторами газотранспортних систем та фізично-хімічними властивостями та теплотворною здатністю природного газу, що поступає з різних джерел, стає все більш важливою.

Як відомо, до 1991 року Україна була частиною єдиного економічного простору (СРСР) та управління її економікою було засновано на принципах інтегрованої промисловості в рамках Радянського Союзу.

Починаючи з 1991 року, Україна намагалася сформувати промисловість, яка б не залежала від єдиного

джерела імпорту газу в Україну. Ми розглядали велику кількість проектів альтернативних постачань нафти на газу.

Серед них – проекти постачання туркменського, іранського, казахського газу в Україну, участь у газотранспортному проекті «Набукко», спорудження СПГ-терміналу та інші

Але зрушити справу з мертвої точки вдалося тільки після запуску реверсних постачань газу в Україну з Європи.

Для того, щоб зробити європейські постачання можливими та адаптувати український газовий ринок до європейського в 2011 році Україна приєдналася до Договору про утворення Енергетичного співтовариства (Закон України № 2787-VI «Про ратифікацію Протоколу щодо приєднання України до Договору про енергетичне співтовариство») та зобов'язалася імплементувати:

- Директиву 2009/73/ЄС Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009 року;

- Регламент (ЄС) №715/2009 Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009 року щодо доступу до газотранспортних мереж;

- Директиву 2004/67/ЄС щодо заходів для забезпечення безпеки постачання природного газу.

У процесі імплементації Верховна Рада України прийняла декілька нормативних актів, які частково виконали зазначене завдання:

- Закон України: «Про принципи функціонування ринку природного газу в Україні»;

- Зміни до Закону України «Про трубопровідний транспорт»;

- Порядок доступу до Єдиної газотранспортної системи України (прийнятий рішенням НКРЕ № 420 від 19.04.12);

- Закон України «Про ринок газу».

Однак нові поправки та закон все ще не забезпечують необхідну інтеграцію української газотранспортної системи та правил її технічної експлуатації до європейських принци-

пів вимірювання якості та кількості. Для цього необхідно прийняття відповідного Кодексу оператора, що відповідав би стандартизованим вимогам європейських газових мереж.

До 2012 року природний газ тільки російського походження фізично імпортувався до України (минулі контракти щодо постачання узбецького, казахського та туркменського газу не можуть бути наведені, оскільки ці обсяги технічно замінювалися на газ російського походження під час транзиту). Постачання російського природного газу та його транзит до 2014 року регулювалися трьома великими контрактами: Контрактом на купівлю-продаж природного газу № КП між ВАТ «Газпром» та НАК «Нафтогаз України», від 19.01.2009, Контрактом на купівлю-продаж природного газу між ВАТ «Газпром» та компанією «Остхем», та Контрактом про умови транзиту природного газу між ВАТ «Газпром» та НАК «Нафтогаз України» № КТТУ від 19.01.2009. Зараз діють тільки два контракти, оскільки угода на постачання газу з компанією «Остхем» наразі не є чинною.

Загальний обсяг природного газу, що заходив в Україну за вказаними контрактами, до 2014 року дорівнював близько 108 млрд м³. Кількість природного газу, що постачається або транзитуються до або через Україну, вимірюється у волюметричних одиницях, тобто кубічних метрах відповідно до встановленої нижньої теплотворної здатності:

- для Транзитного контракту: максимум 8250 кКал/м³ – мінімум 7800 кКал/м³ за стандартних умов (температура 20 °С та тиск 760 мм ртутного стовпчика);

- для Контракту купівлі-продажу: максимум 8250 кКал/м³ – мінімум 7800 кКал/м³ за стандартних умов (температура 20°С та тиск 760 мм ртутного стовпчика);

Якість російського газу у російській газотранспортній системі визначається відповідно до Міждержавного стандарту «Природний газ», прийнятого країнами СНГ, та до ГОСТ (5542-87). Згідно з цим стандартом нижня теплотворна

здатність за стандартних умов не може бути нижчою за 7600 кКал/м³ (31,8 МДж/м³). У той же час, середня нижня теплотворність природного газу в російській газотранспортній системі дорівнює 8100 кКал/м³.

Контракт купівлі-продажу газу між ВАТ «Газпром» та її основними споживачами (українською, вірменською, грузинською, та іншими компаніями) містить вимогу щодо базової теплотворної здатності, перевищення якої є підставою для стягнення додаткової оплати. Наприклад, для України базовою ТЗ є 8050 кКал/м³, для Вірменії – 7900 кКал/м³ тощо. Таким чином, через те, що газотранспортні системи зазначених країн отримують природний газ з різних джерел (Вірменія частково споживає газ іранського походження, Україна – власного видобутку та з європейських країн) остаточно середня теплотворна здатність природного газу на газовимірювальних станціях після його приймання (після транзиту або постачання) визначається пропорційно обсягам газу з різних джерел та їхнім показникам теплотворності.

У цьому зв'язку, наприклад, вірменські спеціалісти неодноразово заявляли, що у різних пунктах вірменської ГТС виміряна нижня теплотворність сягала 8600 кКал/м³, а у деяких випадках, навіть, 9300 кКал/м³.

Українська ГТС також регулює якість газу відповідно до вищевказаного Міждержавного стандарту «Природний газ» (ГОСТ 5542-87) та

має обмеження щодо мінімальної теплотворності 7600 кКал/м³ (за стандартних умов 20 °С та тиску 760 мм ртутного стовпчика) Незважаючи на те, що хроматографи, які вимірюють теплотворну здатність, встановлені тільки на вхідних та вихідних ГВС та ГРС України, перевірка якості природного газу здійснюється додатково 69 хіміко-аналітичними лабораторіями, що працюють в системі ПАТ «УКРТРАНСГАЗ». Перевірка якості виконується один раз на тиждень та може контролюватися споживачами – юридичними особами.

Побутові споживачі та інші фізичні особи в Україні фактично не мають можливості контролювати якість природного газу, що їм постачається. За винятком довгої та бюрократичної процедури, яку кожен громадянин має право ініціювати після відповідної оплати. Результат такої перевірки надається через місяць після звернення.

Окрім цього, відповідно до досліджень українських науково-дослідних інститутів природний газ внутрішнього видобутку має кращі показники нижньої теплотворності, ніж вказані у Міждержавному стандарті «Природний газ» та навіть кращі, ніж теплотворна здатність, вказана у контрактах з ВАТ «Газпром» (приблизно на 5–7%, НТЗ – близько 8300 кКал/м³) (для порівняння середня вища теплотворна здатність у Британській газотранспортній системі дорівнює 37,5 – 43,0 МДж/м³ при 15°С, що відповідає ниж-



ній теплотворній здатності 8069,8 кКал/м³ за стандартних умов).

В результаті вказаної системи вимірювання газовидобувні компанії, що працюють в Україні, можуть мати втрати прибутку, оскільки мають закачувати природний газ до Єдиної ГТС, у якій більш калорійний газ змішується з газом російського походження та постачається кінцевому споживачу за вказаних стандартних умов (7600 кКал/м³). Такі втрати можуть сягати навіть 10% від доходу. А річний видобуток газ українськими компаніями сягає близько 20 млрд м³.

3 листопада 2012 року Україна розпочала імпорт природного газу з європейських країн. Старт торгівлі з європейськими газотрейдерми продемонстрував нам, як існуючі правила блокують інтеграцію нашої ГТС до європейського енергетичного простору.

Перш за все, впровадження нових торгових правил та інтеграція до європейської ГТС вимагає впровадження нових правил балансування та вимірювання в Україні, що є неможливим через зарегульованість системи приймання імпортованого газу на кордоні України (що здійснюється на підставі вимірювань, а не номінованих обсягів) та невідповідність українських стандартів якості газу до європейських. Українські ГВС та ГРС були адаптовані до технічних умов, вказаних в Транзитному контракті з ВАТ «Газпром», а українська сторона не мала права змінювати ці налаштування.

У той же час оператори газотранспортних систем Польщі та Угорщини, які забезпечували послуги з реверсного транспортування природного газу від європейських газотрейдерів, встановили свої власні технічні умови для природного газу, що може бути закачаний до їхньої системи.

Так, польський оператор «Газ-систем» має такі вимоги до якості газу: вища теплотворна здатність (ВТЗ) 10,32-10,52 мВт/м³ при 0 °С що відповідає ВТЗ 8873 кал/м³ – 9045 кКал/м³ або НТЗ 7985,7 кКал/м³ – 8140 кКал/м³ при 0 °С або 7435,47 кКал/м³ – 7579,14 кКал/м³ при 20 °С.

Відповідно до європейського законодавства газотрейдингова компанія номінує обсяги для транспортування до польського оператора за вимогами «Газ-систем» (ВТЗ 8873 кКал/м³ – 9045 кКал/м³ або НТЗ 7985,7 кКал/м³ – 8140 кКал/м³ при 0 °С або 7435,47 кКал/м³ – 7579,14 кКал/м³ при 20 °С), потім відповідно до українського законодавства український оператор ГТС отримує і документує заміряні обсяги відповідно до українських вимог (НТЗ не менше 7600 кКал/м³ при 20 °С). За вимірювання обсягу, імпортованого в Україну, зазвичай відбувається відповідно до обсягу, заміряному на українській ГВС в метрах кубічних відповідно до стандартних умов в Україні, потім з використанням коефіцієнтів (1,1 та 1,074) обсяги та значення конвертуються в польські одиниці, що є основою для двосторонніх протоколів та взаємозаліків між польським оператором ГТС та трейдером. Важливо відмітити, що вищевказана схема призводить до можливих значних розбіжностей та втрат польського оператора або європейського газотрейдера, оскільки впливає на перерахунок остаточної вартості газу.

Важливо також відмітити, що вищезазначена схема може спричинити значні розбіжності та втрати угорського оператора або європейського трейдера, оскільки це впливає на перерахунок остаточної вартості.

ВИСНОВКИ

Для уникнення подальших можливих втрат газовидобувних, газотрейдингових компаній та газотранспортних операторів через різницю у метрологічних системах обліку та вимірювання європейські країни переходять на загальну систему вимірювання газу в енергетичних одиницях, яка не потребує постійного переведення значень теплотворності для визначення поставленого обсягу. Враховуючи інтегрований характер та розгалуженість української ГТС цей процес в Україні потребує поетапного підходу.

На першому етапі ми рекомен-

дуємо встановити сучасні хроматографи на всіх газорозподільних станціях, пунктах входу та виходу, а також поділити українську ГТС на різні регіони, що мають середню теплотворну здатність у системі, власниту цьому регіону. Цей етап дасть можливість мінімізувати ризики для продавців/покупців. На цьому етапі заявки (номінації) до продавця залишаться у волюметричних одиницях. Це зніме основний ризик з постачальників, перенісши його на рівень оператора, і це буде підґрунтям для подальшого реального переведення системи, заснованої на волюметричних одиницях до системи, працюючої з енергетичними одиницями.

На другому етапі оператор ГТС має встановити взаємодію з митниці/податковими органами, номінуючи транспортовані обсяги в енергетичних одиницях, поєднуючи цей перехід з уникненням нестабільності у показаннях теплотворності та створенням децентралізованих станцій по підготовці газу стандартної якості та плануванням потоків.

Третім етапом буде номінування потужностей в енергетичних одиницях всіма суміжними операторами ГТС, що виключить максимально розбіжності та втрати. Це дасть можливість оператору ГТС включити паливний газ, що використовується для транспортних цілей, у плату за потужність. (в енергетичних одиницях, не у товарному вигляді) та уникнути подальших спекуляцій (зараз паливний газ для забезпечення газотранзитних послуг за Контрактом про умови транзиту природного газу між НАК «Нафтогаз України» та ВАТ «Газпром», забезпечується ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» (що є не вигідним для цієї компанії).

Перехід українського та інших європейських операторів ГТС до загальних стандартів якості природного газу та вимірювання в енергетичних одиницях подолає проблеми з недоотриманням прибутку внутрішніми газовидобувними компаніями та невідповідністю при розрахунках обсягів та вартості під час експортно-імпортних операцій. ■

Корпоративна спартакіада газовиків

З 8 по 11 червня 2015 року відбулася ІХ спартакіада працівників ПАТ «УКРТРАНСГАЗ». Фінальні змагання проходили в м. Івано-Франківськ на базі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. В програму були включені традиційно індивідуальні види спорту та командні: легка атлетика; плавання; гирьовий спорт; армспорт; міні-футбол; волейбол; настільний теніс; шахи; шашки



А. О. Казановська
УМГ «КИЇВТРАНСГАЗ»

Слово «спорт» походить від старофранцузького й англійського слова «de sporte», що значить розвага, забава. Сучасний же зміст поняття «спорт» хіба що на 1/10 відповідає початковому, домінує ж інше – результат і порівняння результатів в змаганнях. Для працівників оператора газотранспортної системи це не тільки можливість випробувати свої сили, а й можливість відчути свою причетність до великої загальної справи, проникнутися загальною ідеєю і волею до перемоги, набути нові знайомства, професійні комунікації з колегами з інших регіонів.

Не секрет, що в основному знайомства з колегами відбувається за фотокарткою в Microsoft Lync 2010 та за телефонною розмовою, що не можна порівняти з живою бесідою і безпосереднім спілкуванням.

З відкриттям спартакіади від адміністрації газотранспортного оператора з вітальним словом виступив віце-президент – головний інженер ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» Ігор Бурак, який побажав учасникам змагань сил та наснаги. Присутній на церемонії відкриття Голова профспілкової організації НАК «Нафтогаз України» Василь

Капанистий зачитав вітальне слово Голови правління НАК «Нафтогаз України» Андрія Коболева.

Приймаючою стороною цьогогорічної спартакіади виступило УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ», директор філії Федір Лукіта у вітальному слові висловив сподівання, що враження від спортивного свята на Прикарпатській землі учасникам запам'ятаються надовго.

Після чого капітани команд-переможниць минулих змагань урочисто

підняли прапор України, в цей час учасники разом з хором ВАТ «Івано-Франківськгаз» співали гімн України, запалили «олімпійський» вогонь. Вшанували хвилиною мовчання загиблих Небесної сотні.

Девізом наших спортсменів був вираз П'єра де Кубертена: «Головне не перемога, а участь». Не дивлячись на це, кожна команда намагалась здобути як найбільше балів. Змагання проходили одночасно з кількох видів спорту на різних майданчиках.



Командний дух спортивних змагань охопив усіх учасників.

Змагання проходили одночасно з кількох видів спорту на різних майданчиках. На стадіоні в легкій атлетичі свою спритність показала команда Київтрансгазу.

Другими стали Харківтрансгаз, а третє місце посів Львівтрансгаз. Всі команди проявили неабияку силу волі, швидкість і витривалість. Адже бігти 25, 100, 400, 800 і 3000 м під час спеки, це не в SAP службу оформляти.

Особливо хотілось звернути увагу на молоду привабливу дівчину з Управління «Укртехзв'язок» Корневську Ганну.

Має неабиякий характер, силу волі, відвагу і продемонструвала непогані спортивні результати. У забігу на 25м на 1 секунду відстала від щорічної переможниці забігів на короткі дистанції Тетяни Лохман (УМГ «Київтрансгаз»).

Спостерігаючи за Ганною на змаганнях на думку приходили слова Віктора Гюго: «Необхідно підтримувати міцність тіла, щоб зберегти міцність духу», їй це вдається на всі 100 %, заряд її позитивної енергії відчувала не тільки її команда, а й усі оточуючі.

Силкові види спорту довели, що недаремно наших чоловіків називають сильною половиною людства. Безперечним лідером в них став Львівтрансгаз.

Неабияку вправність володіти ракеткою показала Бордіян Галина та Сіньковський Євген. Не дивлячись, що обидва зайняли друге місце, разом своїй команді принесли 54 очки, що дало змогу здобути перше командне місце з настільного тенісу.

9 червня відбулись змагання з плавання. Чемпіонами в цьому нелегкому водному спорті стала команда Харківтрансгазу з відривом всього у два очки від апарату управління.

Що ж стосується розумових видів спорту: шахи і шашки, то мозкова атака розпочалась з перших секунд поєдинків.

Лідерство завоював Сергій Рак з Яготинського ЛВУМГ філії «КИЇВТРАНСГАЗ», який більш за все хвилювався за поєдинок зі своїм головним конкурентом з Інституту транспорту газу



Білоножкою Ігорем, що зайняв 2-ге місце.

Недарма Гаррі Каспаров одного разу сказав «Шахи – це муки розуму».

Чи відомо Вам, що після трьох ходів з кожного боку існує більше дев'яти мільйонів можливих позицій.

Американський математик підрахував мінімальну кількість неповторюваних шахових партій і вивів число Шеннона.

Згідно з цим числом кількість можливих унікальних партій перевищує число атомів у видимому Всесвіті. Можете уявити що це за фантастична цифра.

Пишаємось, що в газотранспортній системі такі спеціалісти, і я особисто мала можливість з ними познайомитись.

У шашках призові місця розподіли-

лись таким чином:

- I місце – Савченко Віра (ВРТП«Укргазенергосервіс»);
- II місце – Гримнак Михайло (УМГ «Львівтрансгаз»);
- III місце – Арабська Анжела (БМФ «Укргазпрмбуд»).

До останнього дня було важко передбачити, яка ж команда здобуде перемогу. Без виключення всі демонстрували свою силу, витривалість, спритність, вправність та розум.

Виришальну крапку повинні були поставити результати ігор з волейболу та міні-футболу. Ось де тривала справжня запекла боротьба на полі.

Очки лідерів команд після кожної хвилини гри у волейбол з перемінною тенденцією стрибали то вниз, то вгору і, відверто кажучи, добре полоскотали нерви вболівальникам.



Врешті-решт з відривом у 25 очків перемогу здобула сильна команда з Черкаситрансгазу (150 очок), за ними – команда Харківтрансгазу і на третьому місці – команда Львівтрансгазу.

Хто не зірвав голос, вболіваючи на трибунах ігор з волейболу, то вже на футболі втратив його остаточно.

Безперечно команди-переможці мають сильні футбольні команди, спритних нападаючих, «тих, хто вміють забивати голи», гарно будують схеми на полі, що закінчуються, як правило, голами.

І хоч і кажуть, що в спорті, як і в казино, виграти випадково дуже важко, але навряд чи хто заперечить, що фортуна в цій грі також є важливим чинником.

Завершилась спартакіада парадом, після якого Президент ПАТ «УКР-ТРАНСГАЗ» Ігор Прокопів нагородив переможців змагань, зазначивши, – «Мені сьогодні було простіше ніж вам, бо я вболівав за кожну команду, за весь Укртрансгаз!».

Від імені присутніх спортсменів, директор філії УМГ «ПРИКАРПАТ-ТРАНСГАЗ» Федір Лукіта подякував ректору ІФНТУНГ за всебічну підтримку в проведенні спартакіади.

Присутній на церемонії закриття професор Євстахій Крижанівський



під час свого виступу зазначив, – «*Давайте традиційно будемо проводити ці змагання в нашій альма-матер, в нашому університеті. Наша спортивна база – ваша спортивна база.*

Слід відзначити організаторів корпоративної спартакіади – філію УМГ «Прикарпаттрансгаз».

Саме збірна команда цієї філії була золотим призером минулої спартакіади, яка проходила в м. Алушта.

Організація такого заходу потребує чималих зусиль. Приємно, що не міняються традиції в Укртрансгазі.

Тим більше, що одна справа пропагувати здоровий спосіб життя і зовсім інша показувати це на власному прикладі.

Адже науково доведено, що за допомогою фізичних вправ і раціональної стриманості більша частина людства може взагалі обійтись без медицини.

Корпоративна спартакіада позаду. Її учасники зізнаються, що отримали не лише задоволення від змагань, але й знову переконались, що немає меж досконалості. ■

