

УДК 622.691

Банахевич Р.Ю., Крупка В.О., Лук'яненко В.П.<sup>1</sup>

## ФАКТОРИ ТА ПРИЧИНИ ВИНИКНЕННЯ ГІДРАТНИХ УТВОРЕНЬ В ПОРОЖНИНАХ ТРУБ ПРИ МАГІСТРАЛЬНОМУ ТРАНСПОРТІ ГАЗУ

В енергетичному балансі України частка природного газу в загальному обсязі споживання первинної енергії становить приблизно 45%, що вдвічі більше ніж у розвинутих країнах [1]. Сам же природний газ доставляється споживачам України через складну і дуже розгалужену систему магістральних трубопроводів та газопроводів-відгалужень. Газотранспортна система (ГТС) України є однією з найпотужніших і найстаріших в світі, а тому їй притаманні всі відомі на сьогодні фактори, переваги і недоліки, які в процесі експлуатації газопроводів проявили себе.

Відомо, що Україна частину газу експортує з ГТС Росії, а іншу отримує із власного видобутку. Газ, який надходить із системи газопроводів РАТ "Газпром" є в основному кондиційним і за основними параметрами відповідає контрактним зобов'язанням. Друга частина газу, яка видобувається із вітчизняних родовищ, не завжди відповідає стандартам, а тому в ГТС ДК "Укртрансгаз" виникають проблеми, що потребують свого дослідження та розв'язання. Однією з них і є гідратні корки в порожнині газопроводу.

Як відомо із літературних джерел та практики експлуатації газопроводів, через низьку якість осушення газу на промислах та ще цілий ряд інших причин в газопроводах конденсується волога, внаслідок чого знижується пропускна здатність газопроводу і виникають умови для утворення кристалогідратів, які своїм виглядом нагадують сніг або лід [2].

На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина, що накопичилась в порожнині газопроводу, рухається у вигляді плівки по стінках труби. Рух газу призводить до утворення хвиль на поверхні плівки, на що витрачається значна енергія газового потоку [3]. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний заток, частково чи повністю перекиваючи січення труби [4]. Зміну гідравлічного опору трубопроводу з часом його експлуатації можна оцінити коефіцієнтом гідравлічної ефективності. [5].

Кристалогідрати були відкриті відомим англійським хіміком Х. Деві в 1810 році і за своєю структурою є сполуками включення, які утворюються шляхом впровадження в порожнині кристалічних структур, створених із молекул води, молекул газу.

Максимальна величина вологовмісту (при

повному насиченні) залежить від хімічного складу газу і зростає зі збільшенням кількості H<sub>2</sub>S і CO<sub>2</sub> і зменшується з підвищенням вмісту N<sub>2</sub>.

Слід зауважити, що на даний час запаси газу і пластовий тиск газу на родовищах України поступово зменшуються. Величина пластового тиску визначає тиск в газопроводах системи видобутку і збору газу та міжпромислових газопроводах. Величину тиску в газопроводах-відводах, що подають газ до магістрального газопроводу, визначає тиск в останньому та втрати тиску на транспортування.

Зростання об'єму забруднень в порожнині газопроводу призводить до зростання втрат тиску в місцевих опорах, внаслідок утворення в понижених місцях траси газопроводу застійних зон рідини, гідравлічних пробок тощо.

Питання зменшення втрат тиску під час транспортування газу системою газопроводів, що транспортують газ ГКР, передбачає ряд заходів, серед яких чільне місце посідає очистка порожнини газопроводів від накопичених забруднень, що передбачає вирішення низки питань щодо збору і утилізації певного об'єму забруднень. В останній час багато уваги також приділено перерозподілу потоків в регіонах збільшеного споживання газу і подачу його системою газопроводів із забезпеченням якомога менших перепадів тиску.

Крім того, економія енергоресурсів в Україні, в тому числі і в основному імпортного походження, має передбачити споживання газу власного видобутку і його подачу системою діючих газопроводів із зменшенням енерговитрат на компримування газу на компресорні станції всіх типів шляхом зменшення втрат тиску газу під час його транспортування.

На даний час більшість родовищ знаходяться на завершальній стадії експлуатації, поступове зниження пластового тиску призводить до того, що обладнання на УКПГ, шлейфи і газопроводи системи видобутку та збору газу експлуатуються на тисках значно менших за проектні, а зниження дебіту свердловин є причиною транспортування газу по ГТС з продуктивністю, яка є меншою за проектну. Це, з одної сторони позначається на зниженні швидкостей транспортування газу, що сприяє за певних термодинамічних умов осадженню значної кількості рідинних забруднень вже в шлейфах свердловин, з іншої - у неефективній роботі сепараційного обладнання

<sup>1</sup> Банахевич Р.Ю., УМГ «Львівтрансгаз» ДК «Укртрансгаз»; Крупка В.О., ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України»; Лук'яненко В.П., ПрАТ «ПВІ ЗІТ Нафтогазбудізоляція».

на УКПГ, що, в цілому, призводить до збільшення перепадів тиску трасою газопроводів системи збору і видобутку газу, які виникають внаслідок часткового або повного перекриття перерізу труби. Результатом накопичення значних об'ємів рідини в порожнині газопроводів є збільшення гідравлічного опору окремих їх ділянок, що в підсумку є причиною зменшення видобутку газу з свердловини.

Проблемі забруднення внутрішньої порожнини газопроводів приділено значну увагу. Але значна частина цієї уваги припадає на магістральні газопроводи, природний газ в яких пройшов декілька ступенів очистки від УКПГ, ГС до КС і, в основному, відповідає технічним умовам.

На сьогоднішній день набули широкого застосування методи вилучення накопиченої рідини шляхом продування ділянок газопроводів із розрізанням труби, що призводить до стравлювання значних об'ємів газу, врізання різноманітних засобів відведення рідини (дріпи різноманітних конструкцій, дренажні патрубки тощо, застосування для очистки газопроводів поршнів). У 80-90-х роках минулого сторіччя багато уваги приділялось дослідженням двофазного потоку, розроблялись моделі руху газу і рідини в трубах, створювалися нові способи визначення кількості рідини в порожнині газопроводу та способи вилучення її з газопроводу шляхом створення імпульсного режиму робочого потоку газу (так званий "метод швидкісного потоку газу"), модернізувалися пристрої для відведення рідини. За кордоном, на цей час, приділялася значна увага очистці внутрішньої порожнини газопроводу методом пропускання очисних пристроїв різних конструкцій та методикам уточнених розрахунків гідравлічного стану газопроводів. Крім того завдяки створенню модернізованого сепараційного обладнання значно було покращено очистку газу на промислах.

Протягом років ДК "Укргазвидобування" збільшує видобування газу шляхом розвідки нових перспективних газовидобувних районів, значного підвищення робіт по бурінню і введенню свердловин в дію, зменшення тиску на усті свердловин до мінімально можливих значень, що дозволяють його перекачування під дією пластового тиску до дожимних компресорних станцій, перерозподілу газових потоків в районах найбільшого споживання газу власного видобутку.

Першопричинами зростання втрат тиску під час транспортування газу є зниження експлуатаційного тиску за сталого об'єму перекачування, що позначається на втратах тиску на тертя, та утворення певного об'єму забруднень в порожнині труби, що позначається на зростанні втрат тиску в місцевих опорах.

Є доволі багато причин, що спричиняють наявність рідинних забруднень у порожнині газопроводів, зокрема:

- наявність вже накопиченої рідини в порожнині газопроводу від початку його експлуатації.

Причиною цього є те, що більшість газопроводів, які введено в експлуатацію у 60-70-х роках минулого століття, а за цей час, внаслідок недостатньої продувки газопроводу після гідравлічного випробування, несвоєчасного введення в експлуатацію сепараційного обладнання, неякісної підготовки газу, незабезпечення температурного режиму роботи газопроводу, тощо, рідинні забруднення поступово накопичувались в газопроводах;

- аварійні відмови на УКПГ та УППГ, ремонт або заміна їх сепараційного обладнання;

- експлуатація сепараційного обладнання на таких режимах, що не можуть справлятися з відділенням рідинної фази. Цьому сприяє те, що сепараційне обладнання експлуатується з продуктивністю, яка значно переважає номінальну за паспортними даними, або неправильно підібрані параметри тиску і температури в сепараторі;

- зміна складу газоконденсатної системи під час розробки газоконденсатного родовища на виснаження. Результатом цього процесу є те, що встановлена на початку розробки родовища величина тиску максимальної конденсації з часом може видатися недостатньою для оптимальної умови відділення конденсату від газу в трапах;

- незабезпечення температурного режиму трасою газопроводу. В системі видобутку, газу і газового конденсату в один газопровід можуть працювати декілька УКПГ. Підготовка газу на кожному з них різна, а отже і точка роси вуглеводнів і вологи в газі, що виходить з кожного УКПГ є різною, температура газу може відрізнятись між собою в доволі широких діапазонах. Перемішування газових потоків з кожної УКПГ призведе до того, що газ однієї з УКПГ буде понижувати точку роси газу іншого УКПГ, що супроводжуватиметься процесом випадіння важких вуглеводнів і рідини з газорідинного потоку. З іншого боку чинні нормативні документи встановлюють точку роси газу на вході в газопровід нижчою за температуру газу, але не регламентують її значення. Зниження температури газу під час транспортування за межу точки роси сприятиме конденсації рідини з газового потоку.

- експлуатація газопроводів з пониженою витратою. Результатом цього є зниження швидкостей газу на ділянці газопроводу. Як показує досвід експлуатації газопроводів, за умови забезпечення швидкості перекачування більше за 12-15 м/с суттєвого осаду рідини не відбувається і проходить процес самоочищення газопроводу, а при зменшенні швидкості до 5-11 м/с відбувається аперіодичний хвильовий рух рідини, що супроводжується викиданням її з коліна, за умови зменшення швидкості нижче за 5 м/с має місце процес поступового накопичення рідинних забруднень.

Крім того необхідно зауважити, що наявність в газопроводі місцевих опорів, спричиняє зміну температурного режиму, що, як згадувалось вище, спонукає до випадання важких фрак-

цій з двофазового потоку. Роль таких місцевих опорів можуть також відігравати і самі рідинні накопичення в понижених місцях трубопроводу.

Слід також відзначити, що повна сепарація газу є складною операцією і пов'язана з великими капіталовкладеннями, що, в свою чергу, значно може збільшити собівартість транспортування газу. Отже, газ, що поступає в газопровід, матиме деяку кількість рідини.

За рахунок того, що нафто- та газовмісні породи містять в собі воду (підшову, крайову та зв'язану), гази газових та газоконденсатних родовищ насичуються парами води в умовах, визначених тиском та температурою пласта.

Під час руху газу з пласта до споживача зміна тиску і температури значно впливають на вміст пари води, що насичує газ. Кількість вологи, що підлягає осушуванню розраховують, як добуток кількості осушеного газу на різницю вологовмісту газу до осушування та вологовмісту газу при точці роси.

Вологовміст природних газів при точці роси підраховують за заданим тиском газу і мінімально можливою робочою температурою в газопроводі. Вологовміст газу до осушування визначають коли газ поступає з усіх свердловин з однаковими тисками та температурами. Однак, на практиці, свердловини одного родовища можуть працювати з різними дебетами і в широкому діапазоні зміни тиску і температури. В такому випадку середній вологовміст газу, що поступає з свердловин на УКПГ визначають за середніми показами тиску і температури.

На теперішній час в Україні на модернізованих газовидобувних підприємствах застосовують обладнання, що практично повністю виключають попадання вологи в газопровід. Однак повністю вилучити вологу з газового потоку, особливо на старих промислах, на яких застосовують обладнання 70-80-х років минулого сторіччя, практично, неможливо.

Крім того, вологовміст газу вже під час його транспортування газопроводами може зростати внаслідок проходження ним місць накопичення рідини, так званих "природних пасток рідини". Наявність рідини в цих "пастках" обумовлює або недостатня продувка газопроводу після закінчення комплексу будівельно-монтажних робіт, будівництво газопроводу на випередження введення в експлуатацію УКПГ.

Крім того, на збільшеному вологовмісті газу може позначитись і неякісна робота сепараційного обладнання. Адже деякі родовища можуть давати газ з високою температурою виходу, внаслідок чого велика маса рідини у пароподібному стані виходить у газозбірний колектор. Таким чином транспортування газу супроводжува-

ється шляхом зменшення температури газу до температури ґрунту.

На вологовмісті газу позначається і падіння пластового тиску в родовищах, що працюють на виснаження. Особливо це на сьогодні є актуальним для підрозділів ДК "Укргазвидобування".

Найбільше розповсюдження серед методів визначення вмісту водяних парів та точки роси природних газів отримав конденсаційний метод, який полягає у вимірюванні температури рівноваги між утворенням і випаровуванням роси на поверхні металевого дзеркала, що контактує з газом. Метод застосовують для визначення температури точки роси по волозі в газах, що не містять крапельної рідини і точка роси по вуглеводням не перевищує точку роси по волозі більш ніж на 5 0С.

За умови більшого вологовмісту природного газу, коли об'ємна доля вологи не перевищує 0,2 %, застосовують електролітичний метод, а за умови вмісту в газі водяних парів в об'ємі 100 мг/м<sup>3</sup> застосовують абсорбційний метод.

Контроль якості газу, що транспортується системою газопроводів здійснюється на вході в КС. Крім того, щодобовий контроль за кондиційністю газу здійснюють на промислах видобутку.

Після проведення вимірювання точки роси мають зводитись до тиску 3,92 МПа.

Отже баланс вологи під час змішування газових потоків визначають виходячи з вологовмісту і об'ємів газу в газопроводах, що надають і приймають газ.

За методами визначення вологовмісту природного газу можна визначити джерело надходження некондиційного газу до порожнини газопроводу із кількісним вмістом вологи в 1 м<sup>3</sup> газу, наявність некондиційного газу в певній точці газопроводу, а також визначити відповідність якості газу до вимог нормативних документів.

Вимірювання точки роси в газопроводах дозволяє: безпосередньо контролювати вологість газу, визначати наявність в газових потоках зрідженої вологи, приймати рішення щодо наявності в газопроводі термодинамічних умов щодо конденсації водяної пари з газового потоку.

Ліквідація гідратних корків в газопроводах, а також профілактика їх утворення, в ГТС України проходить, в основному, із застосуванням метанолу. При цьому слід відзначити той факт, що в останні роки, завдяки оптимізації режимів транспортування газу, посилення моніторингу роботи ГТС в цілому та впровадженню цільових заходів з питань експлуатації лінійної частини газопроводів, вдалося значно скоротити використання метанолу. Це добре видно з рис. 1, де представлено криву використання метанолу виробничими підрозділами ДК "Укртрансгаз" за кілька останніх років.



Рис.1. Графік використання метанолу виробничими підприємствами ДК "Укртрансгаз" в період 2008-2010 роки.

Аналіз науково-технічної та патентної інформації показав, що проблемі контролю гідратування в газопроводах приділено значну увагу. За своїм принципом всі запатентовані способи контролю утворення гідратів базуються на вимірюванні витрати, тиску і температури, визначенні густини газу та обранні на їх основі рівноважної кривої утворення гідратів. Отримані значення тиску і температури газу в кожній із розрахункових точок газопроводу запам'ятовують і, порівнюючи тиск у кожній розрахунковій точці з величиною граничного тиску, визначеного за обраною рівноважною кривою утворення гідратів для кожної розрахункової точки при температурі, яка дорівнює температурі в ній, визначають момент початку утворення гідратів.

## Література

1. Довідник інженера диспетчерської служби / За заг. ред. канд. техн. наук, акад. УНГА Ю.В.Пономарьова та М.П.Химка. – К. – Х.: УЦЕБОПнафтогаз, 2009
2. Розгонюк В.В., Руднік А.А., Коломєєв В.М., Григіль М.А., Болокан О.О., Хачікян Л.А., Герасименко Ю.М.. Довідник працівника газотранспортного підприємства. Київ, "РОСТОК", 2001 р..
3. Карпаш О.М., Москвіч В.М., Василюк В.М., Яворський А.В. Забезпечення технологічної безпеки підводних переходів магістральних нафтопроводів // Нафтогазова енергетика – 2007.–№1–С.34-39.
4. Обслуговування і ремонт газопроводів : монографія / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, В.Б. Михалків, В.В. Костів. – Ів.-Фр. : Лілея-НВ, 2009. – 711 с.
5. Карпаш О.М., Возняк М.П., Василюк В.М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання: Навч. посібник. – Івано-Франківськ: факел, 2007. – 341 с.: іл..

УДК 621-01.001.2

Берник І.М.<sup>1</sup>

## ОСНОВНІ ЗАСАДИ ПРОЕКТУВАННЯ МАШИН І ОБЛАДНАННЯ ПЕРЕРОБНИХ ВИРОБНИЦТВ

**АНОТАЦІЯ.** Розглянуто і запропоновано сучасні методи та методологія проектування машин і обладнання переробних виробництв.

**АННОТАЦИЯ.** Рассмотрены и предложены современные методы и методология проектирования машин и оборудования перерабатывающих производств.

**ANNOTATION.** Considered and suggested modern methods and methodology for design of machines and equipment processing industries.

**Актуальність роботи.** Сучасна епоха характеризується фундаментальними змінами як в науці так і в технологічних принципах різних виробництв. Повною мірою це стосується інтенсифікації технологічних процесів, що здійснюються машинами й обладнанням переробних підприємств. Зумовлюється це стрімким розвитком принципово нових уявлень і підходів для вивчення та розкриття потенційних можливостей нового покоління машин і їхнього впливу на вдосконалення технологій. Тому особливо важливим моментом є визначення наукової парадигми,

яка спонукає до розв'язання актуального завдання – підвищення продуктивності машин й обладнання за умов високої якості отриманого матеріалу чи продукту і мінімальних показників енергії і матеріаломісткості.

Робочою гіпотезою, що реалізує наукову парадигму, є припущення: будь-яка машина, апарат чи обладнання, здійснюючи конкретний технологічний процес, забезпечує високий рівень передавання енергії до матеріалу шляхом цілеспрямованого використання внутрішніх характеристик середовища і машини як єдиної

<sup>1</sup>Берник І.М., к.т.н., доцент. Вінницький національний аграрний університет.