



УКРАЇНА

(19) UA (11) 32471 (13) C2

(51) 6 B08B9/02, B08B9/06

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ  
І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ

## ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД

### (54) СПОСІБ ОЧИСТКИ ВНУТРІШНЬОЇ ПОВЕРХНІ ГАЗОПРОВОДУ

(21) 99116463

(22) 29.11.1999

(24) 15.12.2000

(46) 15.12.2000, Бюл. № 7, 2000 р.

(72) Клявлін Валерій Володимирович, Немчин  
Олександр Федорович

(73) Клявлін Валерій Володимирович, Немчин  
Олександр Федорович

(56) Патент UA № 16390, МПК6 B08B 9/06, 1997.

(57) 1. Спосіб очистки внутрішньої поверхні газопроводу з компресорними станціями, що полягає в створенні імпульсного режиму робочого потоку газу шляхом перекриття лінійного крану працюючого газопроводу, причому перепад тиску здійснюють до величини, визначуваної з відповідної умови

$$\Delta P_{cp} \leq \left( \Delta P_{kc-2} + \frac{P_{\text{раб}} L}{DE} \right), (\text{МПа})$$

де  $\Delta P_{kc-2}$  - перепад тиску в комунікаціях компресорної станції КС=2, розташованої за лінійним краном по ходу потоку газу, МПа,

L - довжина ділянки газопроводу, що очищується, і яка розташована від лінійного крану до місця виведення відкладень перед розташованою за лінійним краном по ходу потоку газу компресорною станцією, м,

D - діаметр газопроводу на ділянці, що очищується, м,

E - коефіцієнт гідрравлічної ефективності газопроводу,

$P_{\text{уд}}$  - питоме зниження тиску на ділянці довжиною 1 м із діаметром 1 м при коефіцієнті гідрравлічної ефективності, рівному 1,

час перекриття газопроводу визначають по формулі

$$\tau = \frac{\Delta P_{cp} V_r}{P_0 (q_{kc-2} + \Sigma q_n)}, (\text{с})$$

де  $V_r$  - геометричний об'єм газопроводу від крану до компресорної станції КС=2, м,

$P_0$  - тиск газу при нормальних умовах, МПа,

$q_{kc-2}$  - продуктивність компресорної станції КС=2,  $\text{м}^3/\text{с}$ ,

$\Sigma q_n$  - величина відбору газу споживачами на ділянці газопроводу від крану до компресорної станції КС=2,  $\text{м}^3/\text{с}$ ,

а тиск перед закритим краном підтримують не більш величини, що визначають з нижченаведеного співвідношення

$$P_{\text{кр}}^{\text{макс}} \leq \left[ (\Delta P_{\text{раб}}^{\text{макс}})^2 - (P_{\text{нач}}^2 - P_{\text{кр}}^2 + \Delta P_{\text{kc-1}}) \right]^{0,5}$$

де  $P_{\text{раб}}^{\text{макс}}$  - максимальний припустимий тиск у газопроводі, МПа,

$P_{\text{нач}}$  - фактичний тиск газу на виході з компресорної станції КС=1 перед закриттям крану, МПа,

$P_{\text{кр}}$  - тиск газу на крані перед його закриттям, МПа,

$\Delta P_{\text{kc-1}}$  - величина резерву тиску для убереження компресорів у КС-1, що дорівнює 0,12 МПа,

після чого кран відкривають до величини, що перевищує половину площі його прохідного перерізу, створюючи на ділянці, що очищується, за краном по ходу потоку газу газовий потік без випуску газу в атмосферу, і виводять відкладення на ділянці, що очищується, який відрізняється тим, що у внутрішню порожнину на початку ділянки газопроводу, що очищується, подають протягом визначеного часу потік високочастотної дрібнодисперсної піни, яка переноситься по газопроводу газовим потоком, здійснюють однократне перекриття газопроводу при його неповному завантаженні і без припинення подачі піни, при цьому величину перепаду тиску  $\Delta P_{cp}$ , що входить у відповідну умову, визначають з урахуванням коригування величини питомого зниження тиску  $P_{\text{уд}}$  шляхом множення  $P_{\text{уд}}$  на величину завантаження газопроводу  $\alpha$ , а величину часу перекриття газопроводу  $\tau$  коригують шляхом вирахування з величини геометричного об'єму ділянки газопроводу, що очищується, і яка входить до відповідної формули, величини об'єму забруднень порожнини газопроводу на цій же ділянці, що складається із сум величин об'ємів твердих забруднень у порожнині газопроводу, низьков'язких скупчень газоконденсату і води, і високов'язких смолистих скупчень на внутрішній поверхні газопроводу, після чого відкривають лінійний кран і одночасно припиняють подачу піни, роблять імпульсним потоком доочистку внутрішньої порожнини газопроводу із залишками забруднень і піни, яку потім руйнують і видаляють разом із відкладеннями наприкінці ділянки, що очищується.

UA (11) 32471 (13) C2

2. Спосіб по п. 1, який **відрізняється** тим, що величина припустимого завантаження газопроводу  $\alpha$  лежить у межах  $0,5 \leq \alpha \leq 0,8$ .
3. Спосіб по п. 1, який **відрізняється** тим, що реальний час відкривання лінійного крану в 1,4-1,5 рази перевищує штатний час його відчинення, а час перекриття лінійного крану збільшують на величину різниці реального і штатного часу відкривання.
4. Спосіб по п. 1, який **відрізняється** тим, що кратність утворюваного потоку піни  $K_n$  лежить у межах  $250 \leq K_n \leq 400$ , а дисперсність піни  $d_n$  лежить у ме-

жах  $200 \text{ мкм} \leq d_n \leq 500 \text{ мкм}$ , причому піну подають при швидкості газового потоку до 4-5 м/с.

5. Спосіб по п. 1, який **відрізняється** тим, що потік піни подають і після відчинення лінійного крану при наявності швидкості газового потоку в порожнині ділянки, що очищується, до 4-5 м/с.

6. Спосіб по п.1, який **відрізняється** тим, що потік піни подають без повного перекриття лінійного крану при наявності швидкості газового потоку в порожнині ділянки, що очищується, до 4-5 м/с

Винахід відноситься до магістрального газопровідного транспорту, а саме до очищення магістральних газопроводів високого тиску з компресорними станціями від забруднень внутрішньої порожнини, і може бути використаний в газовій, нафтовій і хімічній промисловості.

Вирішення цієї проблеми є надзвичайно важливим, тому що на внутрішній поверхні магістральних газопроводів постійно накопичуються забруднення у вигляді газоконденсату, високомінералізованої води (як правило, у нижніх ділянках газопроводу) і дрібнодисперсних механічних домішок, що вкупі являють собою корозійнонебезпечне середовище (фактично - це окислені розчини електролітів). Наявність цього середовища також призводить до зниження гідравлічної ефективності газопроводу через протікання електрохімічних процесів корозії. Останнє може в остаточному підсумку призводити до аварійних ситуацій.

Відомий спосіб очищення газопроводу з компресорними станціями, що полягає в створенні в газопроводі імпульсного режиму робочого потоку газу за рахунок перепаду тиску, утворюваного періодичним перекриттям працюючого газопроводу за допомогою лінійного крану, і виведення відкладень на ділянці від крану до розташованої за ним по ходу потоку газу компресорної станції [1].

Недоліком цього способу є недостатня ефективність очищення внаслідок відсутності достовірних оціночних параметрів ведення процесу очищення, а саме: перепаду тиску, часу перекриття, кількості циклів перекриття і припустимого тиску перед лінійним краном, а також неповне видалення всіх забруднень у внутрішній порожнині ділянки газопроводу, що очищується.

Найбільш близьким до запропонованого способу за технічною суттю і за результатом, що досягається, є спосіб очищення газопроводу з компресорними станціями, що полягає в створенні в газопроводі імпульсного режиму робочого потоку газу за рахунок перепаду тиску, утворюваного періодичним перекриттям працюючого газопроводу за допомогою лінійного крану, і виведенні відкладень на ділянці від крану до розташованої за ним по ходу потоку газу компресорної станції, причому перепад тиску здійснюється до величини визначається з відповідної умови:

$$\Delta P_{cp} \leq \left( \Delta P_{kc-2} + \frac{P_{вз} L}{DE} \right), (\text{МПа})$$

де  $\Delta P_{kc-2}$  - перепад тиску в комунікаціях компресорної станції КС=2, розташованої за краном по ходу потоку газу, МПа;

$L$  - довжина газопроводу від крану до місця виведення відкладень, м;

$D$  - діаметр газопроводу на ділянці, розташованій за краном по ходу потоку газу, м;

$E$  - коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу;

$P_{вз}$  - питоме зниження тиску на ділянці довжиною 1 м із діаметром 1 м при коефіцієнті гідравлічної ефективності, рівному 1,

час першого перекриття газопроводу визначають по формулі:

$$\tau = \frac{\Delta P_{cp} V_r}{P_0 (q_{kc-2} + \sum q_n)}, (c)$$

де  $V_r$  - геометричний об'єм газопроводу від крану до компресорної станції КС=2, м;

$P_0$  - тиск газу при нормальних умовах, МПа;

$q_{kc-2}$  - продуктивність компресорної станції КС=2, м<sup>3</sup>/с;

$\sum q_n$  - величину відбору газу споживачами на ділянці газопроводу від крану до компресорної станції КС=2, м<sup>3</sup>/с,

час перекриття газопроводу в кожному наступному циклі визначають по формулі:

$$\tau^{(n+1)} \leq (1 + k_\tau n) \tau^n, (c)$$

де  $n$  - послідовний номер циклу,  $n \geq 1$ ;

$k_\tau$  - емпіричний коефіцієнт, рівний 0,16;

$\tau^n$  - час перекриття в  $n$ -му циклі,

при цьому кількість  $n$  циклів закриття і відкриття крану в процесі очищення визначають із співвідношення

$$n = K_1 \left( \frac{L}{E} + K_2 \right),$$

де  $K_1$  - емпіричний коефіцієнт, рівний 0,042 (1/км);

$K_2$  - емпіричний коефіцієнт, рівний 15 (км);

а тиск перед закритим краном підтримують не більше величини, що визначається із співвідношення

$$P_{кр}^{макс} \leq \left[ (\Delta P_{раб}^{макс})^2 - (P_{нач}^2 - P_{кр}^2 + \Delta P_{к-1}) \right]^{0,5}$$

де  $P_{раб}^{макс}$  - максимальний припустимий тиск у газопроводі, МПа;

$P_{нач}$  - фактичний тиск газу на виході з компресорної станції КС=1 перед закриттям крану, МПа;

$P_{кр}$  - тиск газу на крані перед його закриттям, МПа;

$\Delta P_{к-1}$  - величина резерву тиску для убереження компресорів у КС-1, рівна 0,12 МПа,

після чого кран відкривають на 50-80% його прохідного перерізу, створюючи на ділянці, розташованій за краном по ходу потоку газу, швидкісний газовий потік без випуску газу в атмосферу, і виводять відкладення на ділянці від крана до розташованої за ним по ходу потоку газу компресорної станції [2].

Проте і цей спосіб не забезпечує ефективного і повного очищення внутрішньої поверхні газопроводу внаслідок неврахування цілого ряду чинників процесу транспорту газу по магістральних газопроводах, як-от: наявності забруднень на внутрішній поверхні газопроводів (їхнього типу, об'єму); існування припустимого (оптимального) ступеня завантаження газопроводу, при якому спосіб можна застосовувати; відмінності реального і штатного часу відкривання лінійного крана, а також досягнення неповного очищення і відсутності критеріїв придатності до використання способу.

В основу винаходу поставлена задача вдосконалення відомого способу очищення внутрішньої поверхні газопроводу, реалізованого шляхом створення в газопроводі імпульсного режиму робочого потоку газу за рахунок перепаду тиску, за допомогою врахування реальних експлуатаційних умов транспорту газу й оцінки забруднень усередині газопроводу, а також за рахунок застосування ефективних режимів очищення газопроводу, що призводять до практично повного його очищення.

Поставлена задача вирішується тим, що в способі очищення внутрішньої поверхні газопроводу новим є те, що у внутрішню порожнину на початку ділянки газопроводу, що очищується, подають протягом визначеного часу потік високоратної дрібнодисперсної піни, яка переноситься по газопроводу газовим потоком, здійснюють однократне перекриття газопроводу при його неповному завантаженні і без припинення подачі піни, при цьому величину перепаду тиску  $\Delta P_{кр}$ , що входить у відповідну умову, визначають з урахуванням коригування величини питомого зниження тиску  $P_{уд}$  шляхом множення  $P_{уд}$  на величину завантаження газопроводу  $\alpha$ , а величину часу перекриття газопроводу  $\tau$  коригують шляхом вирахування з величини геометричного об'єму ділянки газопроводу, що очищується, і яка входить у відповідну формулу, величини об'єму забруднень порожнини газопроводу на цій же ділянці, що складається із сум величин об'ємів твердих забруднень у порожнині газопроводу, малов'язких скупчень газоконденсату і води, і високов'язких смолистих скупчень на внут-

рішній поверхні газопроводу, після чого відкривають лінійний кран і одночасно припиняють подачу піни, роблять імпульсним потоком доочистку внутрішньої порожнини газопроводу з залишками забруднень і піни, яку потім руйнують і видаляють разом із відкладеннями наприкінці ділянки, що очищується.

Величина припустимого завантаження газопроводу  $\alpha$  лежить у межах  $0,5 \leq \alpha \leq 0,8$ .

Реальний час відкривання лінійного крана в 1,4-1,5 раза перевищує штатний час його відкривання, а час перекриття лінійного крана збільшується на величину різниці реального і штатного часу відкривання.

Кратність утворюваного потоку піни  $K_n$  лежить у межах  $250 \leq K_n \leq 400$ , а дисперсність піни  $d_n$  лежить у межах  $200 \text{ мкм} \leq d_n \leq 500 \text{ мкм}$ , причому піну подають при швидкості газового потоку до 4-5 м/с.

Варіантами реалізації запропонованого способу є такі режими:

1) подача до внутрішньої порожнини ділянки, що очищується, потоку піни після відкривання лінійного крана в тому випадку, якщо швидкість газового потоку в порожнині ділянки, що очищується, і де знаходиться межа пінного потоку, що переміщується, не перевищує 4-5 м/с;

2) подача до внутрішньої порожнини ділянки, що очищується, потоку піни без повного перекриття (тобто при частковому перекритті) лінійного крана в тому випадку, якщо швидкість газового потоку в порожнині ділянки, що очищується, і де знаходиться межа пінного потоку, що переміщується, не перевищує 4-5 м/с. У цьому випадку імпульсний потік створюється за рахунок зміни прохідного перерізу лінійного крана при його перекритті.

Слід зазначити, що використання даного способу очищення, тобто використання для очищення порожнини газопроводу імпульсів природного газу, є обмеженим, тому що через високу вибухотехнічну небезпечність природного газу створюються небезпечні умови виконання робіт з очищення внутрішньої порожнини газопроводу, що потребує забезпечення спеціальних заходів безпеки. Тому, щоб уникнути створення аварійних ситуацій, даний спосіб, як і спосіб прототипу, необхідно застосовувати тільки при неповному завантаженні газопроводу, припустима величина якого визначається експериментально з урахуванням реальних умов транспорту газу.

Експериментально встановлено, що значення величини припустимого завантаження газопроводу  $\alpha$  із метою запобігання вибухонебезпечних ситуацій при перекритті газопроводу при реалізації даного способу повинно знаходитися в межах  $0,5 \leq \alpha \leq 0,8$ . Тому перекриття газопроводу здійснюють при його неповному завантаженні, а величину перепаду тиску  $\Delta P_{уд}$ , що входить у відповідну умову, визначають з урахуванням коригування величини завантаження газопроводу  $P_{уд}$  шляхом її множення на величину  $\alpha$  завантаження газопроводу, тобто

$$\Delta P_{кр} \leq \left( \Delta P_{к-2} + \frac{\alpha P_{уд} L}{DE} \right) \cdot (\text{МПа})$$

Для скорочення непродуктивних витрат на процес очищення, тобто для скорочення загально-

го часу очищення, необхідно провести коригування величини часу перекриття газопроводу. У даному способі це роблять шляхом вирахування з величини  $V_r$  геометричного об'єму ділянки газопроводу, що очищується, розташованої від крана до компресорної станції  $KC=2$ , і яка входить до відповідної формули, величини об'єму забруднень порожнини газопроводу на цій же ділянці  $V_{загр}$ , тобто

$$\tau = \frac{\Delta P_{ср} (V_r - V_{загр})}{P_0 (q_{KC-2} + \sum q_n)} \cdot (с) ,$$

$V_{загр}$  у свою чергу складається з об'єму скупчень у порожнині газопроводу ( $V_{скопл}$ ) і об'єму твердих забруднень  $V_{тв}$ :

$$V_{загр} = V_{скопл} + V_{тв}.$$

Аналіз складу і фізичних властивостей скупчень ( $V_{скопл}$ ) у внутрішній порожнині газопроводу був виконаний на підставі фізико-хімічних операцій над пробами, що відбиралися з порожнини ділянок газопроводу між КС Тирасполь-КС Березівка (по способу-прототипу), а також ділянок газопроводів "Братство", "Союз" і "Уренгой-Помари-Ужгород" на ділянках УНТ "Прикарпаттрансгаз". Проби відбиралися в моменти аварій або візок на лінійній частині. Крім того, проби рідини відбиралися з конденсатозбірників у моменти їх продування. Очевидно, що отримані якісні результати з достатньо високим ступенем достовірності можна узагальнити на всі газопроводи.

За зовнішнім виглядом скупчення в порожнині газопроводів можуть бути розподілені на дві групи: рідкі малов'язкі скупчення, що подаються в основному з газовим конденсатом і водою ( $V_{конд}$ ), і високов'язкі смолисті скупчення, що застигали ( $V_{смоп}$ ), тобто

$$V_{скопл} = V_{смоп} + V_{конд}.$$

Таким чином

$$V_{загр} = V_{смоп} + V_{конд} + V_{тв},$$

а значення часу перекриття

$$\tau = \frac{\Delta P_{ср} [V_r - (V_{смоп} + V_{конд} + V_{тв})]}{P_0 (q_{KC-2} + \sum q_n)} \cdot (с) ,$$

Високов'язкі смолисті скупчення, що застигали, спостерігалися в порожнині досліджуваних газопроводів на значній відстані від виходу КС (більше 25 км), що дозволяє зробити висновок про їх походження.

Аналіз вологості і вологовмісту газів, що транспортуються, показує, що ці скупчення випадають на ділянках траси, де досягається точка роси газу, що перекачується, по воді і вуглеводнях. У зв'язку з цим до складу цих скупчень входить газовий конденсат, представлений важкими вуглеводнями, що випали з газу, і вода.

Після тривалого відстою проби спостерігалася межа поділу між газовим конденсатом і водою. Співвідношення між конденсатом і водою в рамках проби коливалися в широких межах. Відносна щільність цих продуктів по воді при нормальних умовах коливалась в межах від 0,785 до 1,06. Динамічна в'язкість, що вимірювалась капілярним віскозиметром, коливалась в межах 0,88–1,02 сПа.

Високов'язкі скупчення на внутрішній верхній трубопроводу, що застигають згодом, являють собою речовину, що схожа на консистентні мастила нафтового походження. У трубопроводі

вони знаходяться в малорухомому виді, займаючи частину труби серпоподібного перерізу з максимальною товщиною в нижній утворючій, що сходиться до нуля на кінцях горизонтального діаметру труби. Максимальна товщина відкладень вимірювалася за допомогою мірного щупа в непорушеному стані скупчень.

Відібрані проби в'язкої рідини на порожнині газопроводу були піддані хімічному аналізу. Метою хімічного аналізу було визначення характеру походження цього виду забруднень у порожнині труб. Хімічний аналіз проводився методами спектрального аналізу на хімічному аналізаторі SPECORD і по трьох напрямках: вміст органічних речовин, вміст мінеральних солей і вміст металів. Крім того, за допомогою РН-метра визначалася лужність середовища.

Після визначення усіх фізико-хімічних характеристик в'язких скупчень ( $V_{смоп}$ ), відібраних у різний час і в різноманітних точках вищевказаних газопроводів, проводився регресивний аналіз, метою якого була оцінка кореляційної залежності перерахованих фізико-хімічних властивостей від відстані між компресорною станцією газопроводу і поточною відстанню уздовж досліджуваної ділянки, що очищується, по ходу руху газу.

Як впливає з аналізу отриманих результатів, хімічний склад речовини залишається майже постійним від початку досліджуваної ділянки і до відстані 20 км траси, де у відкладеннях преважують з'єднання органічного характеру. При більш значних відстанях від викиду КС (приблизно 30–40 км) відсотковий вміст органіки починає падати.

Наявність преваляючого вмісту органіки в пробах і їх максимальна товщина на початку ділянки (після викиду КС) дозволяє зробити висновок про те, що цей тип скупчень потрапляє у трубопровод з маслом, що переноситься газом по нагінках.

Утворене в газопроводі кисле середовище сприяє корозійним процесам, внаслідок чого спостерігається включення металів. Неорганічні солі утворюються, очевидно, внаслідок наявності пилу в газовому потоку.

При описі залежності товщини відкладень (тобто для оцінки величини  $V_{смоп}$ ) від часу і відстані приймалося припущення, що максимальна товщина відкладень, як функція відстані і часу, носить експоненціальний характер. Причому зі збільшенням часу експлуатації газопроводу товщина відкладення зростає, а з віддаленням від КС – зменшується. Це припущення було цілком підтверджено експериментально.

У зв'язку з цим була обрана така математична модель залежності товщини відкладень внутрішньої порожнини газопроводу  $h$  (у мм) від відстані і часу:

$$h(x, t) = h_0 \exp(a^*x_{отн} + b^*t_{отн}),$$

де  $x_{отн}$ ,  $t_{отн}$  – відносні значення лінійної координати і часу:  $x_{отн} = x/L$ ,  $t_{отн} = t/t_e$ , де  $L$  – відстань між КС (довжина ділянки газопроводу);

$t_e$  – період експлуатації газопроводу;

а і  $b$  – невідомі коефіцієнти, які підлягають визначенню.

При обробці отриманих експериментальних даних методами регресивного аналізу вдалося

одержати математичні моделі для різноманітних газопроводів:

♦ для ділянки газопроводу КС Березівка–КС Тирасполь  $h = 58 \exp(-6.3 x_{отн} + 0.8 t_{отн})$ , мм;

♦ для ділянки газопроводу "Братство"  $h = 46 \exp(-8.7 x_{отн} + 0.5 t_{отн})$ , мм;

♦ для ділянки газопроводу "Союз"  $h = 21 \exp x(-5.7 x_{отн} + 0.6 t_{отн})$ , мм;

♦ для ділянки газопроводу "Уренгой-Пома-ри-Ужгород"  $h = 16 \exp(-4.7 x_{отн} + 0.9 t_{отн})$ , мм.

Співвідношення значень  $h_0$  для вищезазначених газопроводів складає 58:46:21:16, що відповідає співвідношенням газових втрат олії з напітків відповідно по КС Березівка – 56, по КС Богородчани – 39, по КС Братство – 21 і по КС Долина – 10, що за 1998 рік відповідно склали 230.3, 190.3, 85.6 і 65.7. Це підтверджує висновок про те, що в'язкі рідкі скупчення на початку ділянок газопроводів утворюються в основному з масел, що уно-сяться газом із напітків.

Аналіз фізичних властивостей відібраних проб рідини показує, що зі збільшенням відстані від КС і часу експлуатації газопроводу щільність і структурна в'язкість зростають, а показник тиксотропності зменшується. При цьому збільшення відстані від КС у великій мірі призводить до збільшення щільності і структурної в'язкості, ніж збільшення часу експлуатації.

Ньютонівські реологічні властивості скупчень рідини в порожнині трубопроводу потребують корекції умов і режиму очищення порожнини газопроводу, що потрібно враховувати при плануванні профілактичних очисток. Крім того, кисле середовище, утворюване рідкими скупченнями в порожнині газопроводу, призводить до підвищення активності корозійних процесів на внутрішній поверхні стінок труб, особливо на початкових ділянках газопроводу. Це дуже небезпечно і вкрай небажано наслідки забруднень.

Для визначення загальної величини об'єму смолистих скупчень на внутрішній поверхні конкретної ділянки газопроводу  $V_{смол}$  необхідно обчислити подвійний інтеграл для вираження  $h = h(x, t)$  у межах зміни для  $x$  від 0 до  $L$  і для заданого часу експлуатації ділянки  $t$ , і отриманий результат помножити на довжину внутрішнього кола перерізу газопроводу, тобто на  $\pi D$ , тому що цей тип скупчень розподілений по всій довжині і перерізу на внутрішній поверхні газопроводу.

Орієнтовне значення  $V_{конд}$ , що входить у формулу для об'єму забруднень, визначається по такій відомій залежності:

$$V_{конд} = \beta * q * \Delta T,$$

де  $\beta$  – коефіцієнт інтенсивності ізобаричної конденсації, що визначається по відомій графічній залежності,  $г/(м^3 \text{ } ^\circ\text{C})$ ;

$q$  – об'єм газу, що транспортується по аналізованій ділянці газопроводу,  $млн \text{ м}^3/\text{добу}$ ;

$\Delta T$  – різниця між розрахунковим значенням температури точки роси важких вуглеводнів наприкінці ділянки і фактичної температури газу, що транспортується,  $^\circ\text{C}$ .

Для оцінки слушності визначення  $V_{конд}$  доцільно користуватися дослідними даними, що враховують рельєф місцевості (зниження траси), якот:

♦ при зменшенні швидкості робочого потоку газу до 2...3 м/с середнє значення  $V_{конд}$  стосовно геометричного об'єму газопроводу складає 18...20%;

♦ при подальшому зниженні швидкості потоку газу до 0,7...1,1 м/с  $V_{конд}$  коливається в межах 22...35%;

♦ зсув конденсату зі знижених місць на висхідний відрізок газопроводу відбувається при швидкості газу 5–10 м/с у залежності від перепаду висот.

У свою чергу, величина об'єму твердих включень ( $V_{тв}$ ), що входить у формулу визначення об'єму забруднень у виразі для оцінки часу перекриття крана, складає до 0,05 геометричного об'єму газопроводу в залежності від умов його експлуатації.

Таким чином, величина об'єму забруднень внутрішньої порожнини газопроводу ( $V_{загр}$ ) вносить істотні поправки в розрахункові параметри імпульсного режиму очищення газопроводу. Неврахування останніх призводить до зменшення реальної гідравлічної ефективності газопроводу, а також до недостатнього ступеня і збільшення тривалості процесу очищення, тобто до додаткових енергетичних витрат на процес очищення – як у способі прототипу, так і у пропонованому способі.

Ефективність очищення внутрішньої порожнини газопроводу  $\varphi$  визначали експериментально по різниці витягнутого об'єму рідинної фази (газо-конденсату і води), смолянистих забруднень і дрібнодисперсних твердих забруднень  $V_{загр}$ , і початкового об'єму забруднень  $V^0$  загр:

$$\varphi = \frac{V_{загр}^0 - V_{загр}}{V_{загр}^0} * 100.(\%)$$

Особливо слід обговорити створення всередині порожнини газопроводу піноподібного потоку, за рахунок якого в сполученні з наступною імпульсною подачею газу після відкривання лінійного крана підвищується ступінь очищення газопроводу.

Відомо застосування очищення внутрішньої порожнини газопроводів від забруднень за допомогою створення високократних пін [3].

Відмінність запропонованого способу від відомого полягає в застосуванні ефективних параметрів високократних пін, визначених експериментально й у сполученні з імпульсним циклічним впливом газового потоку. Так, основними характеристиками піни є її кратність і дисперсність. Під кратністю розуміють співвідношення об'ємів піни і піноутворюючої розчину:  $K = V_p/V_{ж}$ . Кратність утвореного потоку піни  $K_p$  при реалізації запропонованого способу лежить у межах  $250 \leq K_p \leq 400$ , а дисперсність піни  $d_p$  лежить у межах  $200 \text{ мкм} \leq d_p \leq 500 \text{ мкм}$ . Кратність піни  $K$  вимірювали ваговим і кондуктометричним засобом, дисперсність – мікрофотографуванням.

Як виявилось, саме вищезазначені між експериментально визначених величин  $K_p$  і  $d_p$  виявилися найбільше ефективними при попередньому пінному очищенні аналізованої ділянки газопроводу, тому що дозволили досягти високого ступеня пінного очищення в досліджуваному способі ( $\varphi = 0,85\text{--}0,87$ ).

Спосіб пінного очищення газопроводів не є новим. У відомому способі пінного очищення [3] вказуються такі параметри піноутворення:  $K_n = 100\text{--}1000$  (занадто широка область варіації кратності, при тому без конкретизації щодо використання способу очищення й умов транспорту газу), швидкість пінного потоку  $0,5\text{--}4$  м/с. До того ж у цьому способі очищення тривалість очищення визначається часом проходження потоку піни до кінця ділянки, що очищується, і яка цілком перекривається на час пінного очищення, при цьому повне очищення ділянки не досягається ( $\varphi \leq 0,80$ ).

Відмінність запропонованого способу від відомих способів (попереднє пінне очищення і наступна доочистка шляхом імпульсної подачі газового швидкісного потоку в порожнину газопроводу, що очищується) полягає у використанні їх комбінації в строго визначеній послідовності. При цьому параметри використовуваних у запропонованому способі режимів очищення враховують реальні умови процесу транспорту газу по магістральному газопроводу.

Нами теоретично встановлено й експериментально підтверджено, що просте сполучення в даному способі цих відомих засобів (пінне очищення з відомими параметрами + багатократний імпульсний вплив на внутрішню порожнину ділянки, що очищується, або їхня обернена комбінація, а також їхнє роздільне використання) без повного врахування реальних умов транспорту газу, включаючи види й об'єми забруднень, а також без визначення найбільш ефективних і встановлюваних експериментально параметрів пінного очищення, сприяє неповному очищенню газопроводів. Це призводить, зокрема, до зниження гідравлічної ефективності очищеної відомими способами ділянки газопроводу.

У запропонованому способі, на відміну від відомого способу пінного очищення, для очищення внутрішньої порожнини ділянки газопроводу, що очищується, на її початку безупинним потоком подають піну з оптимальними значеннями кратності і дисперсності, причому як до, так і після перекриття лінійного крана. Піна у вигляді суцільного потоку визначеної довжини пересувається по трубі з оптимальною швидкістю (до  $4\text{--}5$  м/с), що забезпечує контакт із забрудненнями трьох вищевказаних видів у порожнині газопроводу.

За рахунок використання попереднього впливу потоком піни на забруднення і скупчення в порожнині газопроводу ефект попереднього пінного очищення досягається за рахунок таких чинників: зниження міжфазної енергії на межі поділу фаз, що емульгують дії пін на газоконденсат, флотації пилу, усмоктування рідин і твердих часток забруднень у поміжплітковий простір в результаті капілярних ефектів. Ці чинники призводять також і до відділення часток забруднювачів від внутрішньої поверхні газопроводу, які надалі піддаються завдяки пінному потоку колоїдно-хімічним перетворенням (емульгування, солюбілізація тощо).

Після того, як потік піни проходив визначену довжину від початку ділянки, що очищується (варіант – аж до її кінця), перекривали лінійний кран, причому без припинення подачі піни – за допомогою продування газу через байпасний кран лінії, що живиться від основної ділянки. Лінійний кран

відкривали (з одночасним перекриттям або без перекриття байпасного крана – при досягненні оптимальної швидкості газу для переміщення піни) через проміжок часу, визначений по вищескорогованій формулі, причому тоді, коли передня межа пінного потоку ще не досягла кінця ділянки, що очищується, тобто з розрахунку проходження залишку шляху піни при швидкості потоку в газопроводі на початку залишку шляху не більше  $4\text{--}5$  м/с.

Наступний однократний вплив потоком газу на попередньо очищену потоком піни ділянку газопроводу внаслідок імпульсного характеру впливу сприяв "фінішному" очищенню порожнини газопроводу. Дійсно, потоком газу остаточно витіснялись залишки рідкофазних, дрібнодисперсних і (що особливо важливо з погляду збільшення гідравлічної ефективності) високосмолянистих забруднень із внутрішньої порожнини газопроводу, що частково залишилися після попереднього пінного очищення. Крім того, перепад тисків при імпульсному впливі робив "потрушуючий" вплив на залишки забруднень на внутрішній порожнині, сприяючи їх остаточному відділенню від внутрішньої поверхні газопроводу. Тому "на виході" досягався дуже високий ступінь очищення (до  $0,96$ ), яке можна вважати практично повним.

Незруйновані залишки піни руйнувались (із використанням піноруйнівачів, фторопластових фільтрів, встановлених у перерізі газопроводу, або за допомогою абсорбера, у який подавали метанол або діетиленгліколь). Ці залишки згодом віддалилися з газопроводу разом із забрудненнями наприкінці ділянки, що очищується, і виносили їх із газопроводу в підготовлену ємкість. Очищений від залишків піни газ знову подавався до газопроводу.

У способі прототипу (чотириохциклове імпульсне очищення) в основному відбувалося видалення з порожнини газопроводу, що очищується, основної частки води, вуглеводневого газоконденсату, твердих компонентів і частково масляних забруднень. Причому експериментально визначений ступінь очищення у способі прототипу після першого циклу склав  $0,70\text{--}0,73$ , після четвертого –  $0,75\text{--}0,77$ , що є відносно задовільним результатом.

При використанні відомого пінного способу однократного очищення з перекриттям лінійного крана, але при зазначених у формулі запропонованого винаходу оптимальних значеннях параметрів піноутворення і при швидкості переміщення потоку  $4\text{--}5$  м/с, ступінь очищення досяг  $0,80$ . При використанні запропонованого способу, тобто після попереднього пінного очищення з використанням оптимальних параметрів і однократного імпульсного впливу, ступінь очищення склав  $0,94\text{--}0,96$ , тобто виявився в середньому на  $25\%$  вище в порівнянні із способом прототипу (чотириразове очищення) і на  $12\%$  вище в порівнянні з відомим способом попереднього пінного очищення.

Таким чином, запропонований спосіб є більш ефективним в порівнянні з відомими способами, забезпечуючи практично повне очищення, до того ж він враховує реальні умови транспорту газу.

Для одержання піни із означеними параметрами, одночасно з відкриттям лінійного крана на форсунку піногенератора подавали піноутворюю-

чий розчин, який потоком газу при визначеній швидкості роздувався на пакет піногенераторних сіток, виконаних із заданим ступенем перфорації. Варіацією швидкості подачі розчину, ступеня перфорації сіток, фізико-хімічних властивостей і тиску піноутворюючого розчину досягали необхідні оптимальні параметри піноутворення.

У піногенераторній області після проходження сіток утворювався потік в'язкопружної високократної піни, що закачувався у внутрішню порожнину ділянки газопроводу, розташованої відразу за лінійним краном по ходу потоку газу. Піноутворюючий розчин містив різноманітне співвідношення компонентів, зокрема при використанні вихідного розчину в співвідношенні інгібітор-ПАР (% мас.) 10%:90%, на виході з піногенератора одержували такі піноутворюючі властивості композиції: стійкість піни через 5 хв. складала 0,85, висота 1%-розчину піни – 65 см. Для очищення різноманітних діаметрів газопроводів використовувалися в залежності від діаметра і довжини ділянки газопроводу, що очищується, піногенератори з продуктивністю від 1,000 до 15,000 л/с.

Оптимальна для реалізації запропонованого способу кратність утворюваного потоку піни  $K_n$  лежить у межах  $250 \leq K_n \leq 400$ , а дисперсність піни  $d_n$  лежить у межах  $200 \text{ мкм} \leq d_n \leq 500 \text{ мкм}$ , причому піну подають при швидкості газового потоку до 4–5 м/с.

Параметри процесу очищення визначали експериментально при реалізації всіх перерахованих вище варіантів реалізації даного способу, тобто з урахуванням спільної дії імпульсного газового і пінного потоків.

При реалізації як способу прототипу, так і даного способу, необхідно враховувати, що на величину імпульсу потоку газу впливає також швидкість відкривання лінійного крана. Занадто швидке відкривання може викликати руйнівний імпульс, а повільне – не дасть необхідного ефекту очищення. Тому експериментально встановлено, що реальний час відкривання лінійного крана при реалізації даного способу в 1,4...1,5 раза перевищує штатний час його відчинення.

Варіантами реалізації запропонованого способу є такі режими:

1) подача до внутрішньої порожнини ділянки, що очищується, потоку піни після відкривання лінійного крана в тому випадку, якщо швидкість газового потоку в порожнині ділянки, що очищується, і де знаходиться межа пінного потоку, що переміщується, не перевищує 4–5 м/с;

2) подача до внутрішньої порожнини ділянки, що очищується, потоку піни без повного перекриття (тобто при частковому перекритті) лінійного крана в тому випадку, якщо швидкість газового потоку в порожнині ділянки, що очищується, і де знаходиться межа пінного потоку, що переміщується, не перевищує 4–5 м/с.

В другому випадку потрібна величина імпульсу газового потоку створюється за рахунок зміни площі перерізу ділянки газопроводу в місці розташування лінійного крана внаслідок часткового перекриття останнього.

При швидкості потоку більше 5 м/с спостерігається послаблення ефекту очищення внаслідок руйнування пінного потоку.

Окремою проблемою є визначення критеріїв застосування даного способу очищення газопроводу. Крім обов'язкової умови неповного завантаження газопроводу, спосіб доцільно застосовувати на:

1) ділянках газопроводів, що не мають камер запуску і прийому поршнів, із установленою нерівнопрохідною арматурою;

2) ділянках, де не доцільно, або не можна встановлювати уловлювачі забруднень типу УЗГ з причин трудомісткості їх встановлення, близькості до населених пунктів, лісових і сільськогосподарських угідь та ін.;

3) спосіб також доцільно сполучати з використанням уже встановлених уловлювачів типу УЗГ при наявності на трасах газопроводу знижених місць рельєфу, звідки утруднений винос конденсату й інших забруднень.

Винахід здійснюється таким чином.

Запропонований спосіб очищення газопроводу був здійснений, як і в способі прототипу, на ділянці між компресорними станціями КС Березівка – КС Тираспіль. Протяжність ділянки складала 105,7 км. Лінійний кран був розташований на відстані 50 км від КС Березівка по ходу потоку газу. Діаметр газопроводу становив 820 мм, підв'язувальна ефективність – 70%. Найбільш припустимий ступінь завантаження газопроводу, визначений експериментально, склав  $\alpha = 0,8$ . Перепад тиску в комунікації компресорної станції КС Тираспіль склав 0,145 МПа, відстань від крана до КС Тираспіль (довжина ділянки газопроводу, що очищується) склала 55,7 км.

До внутрішньої порожнини на початку ділянки газопроводу, що очищується, подавали протягом визначеного часу потік високократної дрібнодисперсної піни, що переносилась по газопроводу газовим потоком, попередньо знизивши швидкість потоку в газопроводі на початку ділянки, що очищується, до 4–5 м/с. Кратність утворюваного потоку піни  $K_n$  складала  $K_n = 350$ , а дисперсність піни  $d_n = 450 \text{ мкм}$ . Піноутворюючий розчин містив таке співвідношення компонентів при використанні вихідного розчину в співвідношенні інгібітор-ПАР (% мас.) 10%:90%. На виході з піногенератора одержували такі піноутворюючі властивості композиції: стійкість піни через 5 хв. складала 0,85, висота 1%-розчину піни – 65 см.

Після цього перекидали лінійний кран. При закритті крана перепад тиску при максимально припустимому ступені завантаження газопроводу  $\alpha = 0,8$  досяг величини

$$\Delta P_{\text{кр}} = (\Delta P_{\text{КС-2}} + \frac{P_{\text{га}} \cdot L}{D \cdot E}) = 0,145 + \frac{0,8 \cdot 4,6 \cdot 10^{-6} \cdot 55,7 \cdot 10^{-3}}{0,82 \cdot 0,7} = 0,5 \text{ МПа}.$$

Під час перекриття лінійного крана продовжували подачу піни до порожнини газопроводу шляхом використання байпасного крана і відгалуження від магістрального газопроводу, тобто при використанні цього ж газу.

Скоригований час перекриття крана визначали по формулі:

$$\tau = \frac{\Delta P_{\text{кр}} [V_{\text{г}} - (V_{\text{свог}} + V_{\text{своп}} + V_{\text{тв}})]}{P_0 (q_{\text{КС-2}} + \Sigma q_{\text{га}})} + \Delta t_{\text{г.а.}}^0 = \frac{0,5 \cdot [29,42 - (0,63 + 3,19 + 0,93)] \cdot 10^3}{0,1(138,84 + 84)} + 55 = 608 \text{ с} \approx 10,13 \text{ хв.},$$

де  $V_f = (\pi D^2/4) \cdot L = (\pi \cdot 0,82/4^2) \cdot 55,7 \cdot 10^3 = 29,42 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ ;  
 $q_{\text{КС-2}} = 138,84 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  
 $\Sigma q_n = 84 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  
 $\Delta t_{\text{л.к.}}$  – різниця між реальним і штатним часом відкривання крана, що склала в середньому 55 с.

Максимальний тиск перед закритим краном, також як і в способі прототипу, підтримують не більше величини, обумовленої з відомого співвідношення

$$P_{\text{кр}}^{\text{макс}} \leq \left[ (\Delta P_{\text{раб}}^{\text{макс}})^2 - (P_{\text{нач}}'^2 - P_{\text{кр}}'^2 + \Delta P_{\text{КС-1}}) \right]^{0,5}$$

$$= (5,5^2 - 4,4^2 + 3,8^2 - 0,12)^{0,5} = 5,02 \text{ МПа}.$$

Після витримки протягом вищевказаного проміжку часу  $\tau$  кран повністю відкривали з одночасним припиненням подачі піни. Реальний час відкривання лінійного крана в 1,4–1,5 рази перевищував штатний час його відкривання, а розрахунковий час перекриття лінійного крана збільшували на величину різниці реального і штатного часу відкривання (в середньому на 55 с).

В результаті відкривання крану одержували імпульсний потік, яким роблять доочистку внутрішньої порожнини газопроводу з залишками забруднень і піни. Швидкість потоку газу, що варіюється

значеннями  $P_{\text{кр}}^{\text{макс}}$  (у діапазоні від 10% до 100% від величини  $P_{\text{кр}}^{\text{макс}}$ ) і площею прохідного перерізу лінійного крана, після крана на найближчій ділянці досягла 25 м/с і через 15 км знизилася до 5 м/с. Залишки піни руйнували і видаляли разом із відкладеннями наприкінці ділянки, що очищується. Під час очищення забруднення і залишки піни виносились у спеціальні ємкості, а також конденсатоуловлювачі і пилоуловлювачі КС Тирасполь.

В результаті практично повного очищення ділянки газопроводу ( $\varphi=0,96$ ) у запропонованому способі підвищилася гідравлічна ефективність газопроводу, і суттєво збільшився об'єм транспорту газу по газопроводу. Перевагою даного способу є практично повне очищення газопроводу без припинення процесу транспорту газу. Проводиться вона одноразово і без випуску газу в атмосферу через свічні відводи. До того ж досягається більш високий ступінь очищення в порівнянні з відомими способами очищення.

Джерела інформації:

1. Авторське свідоцтво СРСР № 578130, кл. В 08 В 9/06, 1976.
2. Патент України № 16390, кл. В 08 В 9/06, 1997.
3. Гончаров В.Н. Реализация пенного способа очистки газопровода // Газовая промышленность, 1989. – № 10. – С. 38–39.

Тираж 50 екз.

Відкрите акціонерне товариство «Патент»

Україна, 88000, м. Ужгород, вул. Гагаріна, 101

(03122) 3 – 72 – 89 (03122) 2 – 57 – 03



$P_{уд} L$      $P_{уд} L$

$$P_{крмакс} [(P_{рабмакс})^2 - (P_{нач2} - P_{кр2} + P_{кс-1})]^{0,5} = (5,52 - 4,42 + 3,82 - 0,12)^{0,5} = 5,02 \text{ МПа.}$$