

УДК 622.279 (477. 54)

ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ МІСЦЕВИХ ГАЗОПРОВОДІВ ШЛЯХОМ ПРОДУВКИ

¹В.Б.Воловецький, ²О.М.Щирба

¹ГПУ “Харківгазвидобування”, 61166, м. Харків, пров. Інженерний, 1-А, тел. (057) 707-59-01

²Український науково-дослідний інститут природних газів,
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (0572) 20-02-23

Для умовий местного газопровода, по которму газ с Наріжнрянской УППГ поступаєт на Юльєвское нефтегазоконденсатное месторождение, рассчитано потери давления на опустошение газопровода и на продувку его в режиме докритического и критического вытекания с целью очистки газопровода от жидкости и расщепления гидратов. Показано, что традиционный метод борьбы с накоплением жидкости в газопроводе и гидратообразованием путем продувки в атмосферу приводит к значительным потерям газа и загрязнению окружающей среды. Для предотвращения приведенных осложнений рекомендовано установить шаровые краны по длине газопровода и конденсатосборник для сбора жидкости. Также рекомендуется применять вспенивающиеся ПАВ и ингибитор гидратообразования (метанол).

На сьогоднішній день в Україні досить гостро стоять питання стабільного видобутку газу та темпи його збільшення. Тому газовидобувні підприємства мають забезпечувати стабільний видобуток, а також намагатися його збільшувати за допомогою застосування методів підвищення нафтогазоконденсатовіддачі пластів, проведення різного роду інтенсифікацій припливу флюїду до вибою свердловин, введення в роботу свердловин після капітального ремонту, введення в експлуатацію нових родовищ та свердловин і т.д.

Під час експлуатації газових свердловин у викидних лініях та газопроводах нерідко виникають ускладнення, що пов'язані зі скупченням рідини (води і вуглеводневого конденсату) в понижених ділянках та гідратуутворенням [1]. Такі ускладнення також виникають при транспортуванні газу по місцевому газопроводу, по якому газ з установки первинної підготовки газу (УППГ), де здійснюється одноступенева сепарація, надходить на установку комплексної підготовки газу (УКПГ-2), де забезпечується ретельна очистка газу.

Скупчення рідини та гідратуутворення порушує технологічний режим роботи свердловин, а також перешкоджає руху газу по газопроводу. Наслідком цього є зниження дебіту, що в подальшому може призвести до порушення стабільної роботи свердловин та зниження пропускної здатності газопроводу. Тому необхідно здійснювати періодичну очистку газопроводу від різного роду забруднень.

Для очищення газопроводів на практиці найбільш широко використовують продувку.

In the article are calculated the pressure losses through gas pipeline devastation and gas pipeline purging in excess leakages mode and before it in dependence on local conditions for a gas pipeline transmission from Naryzhnyansk Complex Gas Treatment unit (CGTU) to Yulyivsk gas-oil condensate field, for purposes of refining gas pipelines from liquid and gas hydrate decomposition. It is shown that traditional combating liquid gathering in a gas pipeline and gas hydrate formation by means of gas purging in an atmosphere tends to significant gas losses and pollution of the environment. To avoid referred above complications it is recommended to install ball cocks on a gas pipeline length and condensate tank for the liquid collection. It is also recommended to use the foaming pipe-looses and hydrate inhibitor (methanol).

При продуванні газопроводів рідина виносить швидкісним потоком, а також знижується тиск, що призводить до розкладання гідратів. Але продувка газопроводу характеризується втратами газу [2]. Оцінімо величину втрат газу на прикладі продувки місцевого газопроводу, по якому газ з Наріжнрянської УППГ надходить на головні споруди (ГС) Юліївського нафтогазоконденсатного родовища. Величину втрат газу розрахуємо з врахуванням втрат при спорожненні газопроводу від газу високого тиску та втрат безпосередньо на продувку газопроводу, виходячи із залежностей докритичного і критичного режимів витікання [3].

Вихідні дані для розрахунку втрат газу при продувці Наріжнрянського газопроводу наведено в таблиці 1.

Втрати при спорожненні газопроводу від газу високого тиску визначаються за формулою

$$Q_1 = 9.95 \cdot V \cdot \left(\frac{P_n}{Z_n} - \frac{P_k}{Z_k} \right);$$

де: V – геометричний об'єм газопроводу, м³;

P_n – середній тиск газу перед початком продувки, МПа;

P_k – середній тиск газу після спорожнення газопроводу, МПа;

Z_n – коефіцієнт надстисливості газу перед початком продувки газопроводу;

Z_k – коефіцієнт надстисливості газу після спорожнення газопроводу.

$$V = F \cdot L,$$

де: F – площа поперечного перерізу газопроводу, м²;

Таблиця 1 — Вихідні дані для розрахунку втрат газу

№ п/п	Показники	Позначення	Розмірність	Значення параметрів
1	Довжина газопроводу	L	м	19360
2	Внутрішній діаметр газопроводу	D _в	м	0.114
3	Середній тиск газу в газопроводі перед початком продувки	P _п	МПа	9.0
4	Середній тиск газу в газопроводі після спорожнення газопроводу	P _к	МПа	0.5
5	Тиск продувального газу, який подається в газопровід	P ₁	МПа	12.0
6	Тиск газу в режимі критичного витікання	P ₂	МПа	10.0
7	Температура газу на початку газопроводу	t _п	°C	48
8	Температура газу в кінці газопроводу	t _к	°C	10

D_в – внутрішній діаметр газопроводу, м;
L – довжина газопроводу, м;

$$F = 0.785 \cdot D_v^2 = 0.785 \cdot 0.114^2 = 0.0102 \text{ м}^2,$$

$$V = 0.0102 \cdot 19360 = 197.472 \text{ м}^3.$$

$$Z_n = 1 - 0.4273 \cdot \frac{P_n \cdot 10}{47.1} \cdot \left(\frac{T_n}{200} \right)^{-3.668},$$

$$Z_k = 1 - 0.4273 \cdot \frac{P_k \cdot 10}{47.1} \cdot \left(\frac{T_k}{200} \right)^{-3.668},$$

T_n – температура газу на початку газопроводу;

T_к – температура газу в кінці газопроводу;

$$Z_n = 1 - 0.4273 \cdot \frac{9.0 \cdot 10}{47.1} \cdot \left(\frac{321}{200} \right)^{-3.668} = 0.8560,$$

$$Z_k = 1 - 0.4273 \cdot \frac{0.5 \cdot 10}{47.1} \cdot \left(\frac{283}{200} \right)^{-3.668} = 0.9873,$$

$$Q_1 = 9.95 \cdot 197.472 \cdot \left(\frac{9.0}{0.8560} - \frac{0.5}{0.9873} \right) = 19.663 \text{ тис.м}^3.$$

Втрати безпосередньо на продувку складаються з втрат при режимі докритичного витікання (Q_{2^{Дкр}}) і втрат при режимі критичного витікання (Q_{2^{кр}})

$$Q_2 = Q_2^{\text{Дкр}} + Q_2^{\text{кр}}.$$

Втрати при режимі докритичного витікання (Q_{2^{Дкр}}) визначаються за наближеною залежністю

$$Q_2^{\text{Дкр}} = 1100 \cdot F \cdot P_1 \cdot \tau_{\text{Дкр}},$$

де: F – площа поперечного перерізу газопроводу, м²;

P₁ – тиск продувального газу, що подається в газопровід, МПа;

τ_{Дкр} – сумарний час продувки при докритичному витіканні, с;

Оскільки газ для продувки газопроводу ми подаємо з свердловини, то тиск до повної стабілізації буде встановлюватися впродовж 2 хвилин, τ_{Дкр} = 2 хв = 120 с,

$$Q_2^{\text{Дкр}} = 1100 \cdot 0.0102 \cdot 12.0 \cdot 120 = 16.157, \text{ тис.м}^3.$$

Втрати при продувці в режимі критичного витікання (Q_{2^{кр}}) визначаються за формулою

$$Q_2^{\text{кр}} = 2960 \cdot F \cdot P_2 \cdot \tau_{\text{кр}},$$

де: F – площа поперечного перерізу газопроводу, м²;

P₂ – тиск газу в режимі критичного витікання, МПа;

τ_{кр} – сумарний час продувки при критичному витіканні, с;

Оскільки довжина газопроводу велика, то продувку слід здійснювати впродовж 30 хвилин, τ_{кр} = 30 хв = 1800 с;

$$Q_2^{\text{кр}} = 2960 \cdot 0.0102 \cdot 10.0 \cdot 1800 = 543.456, \text{ тис.м}^3.$$

Отже,

$$Q_2 = 16.157 + 543.456 = 559.613 \text{ тис.м}^3.$$

Загальні втрати при продувці газопроводу дорівнюють

$$Q_{\text{заг}} = Q_1 + Q_2,$$

$$Q_{\text{заг}} = 19.663 + 559.613 = 579.276, \text{ тис.м}^3.$$

З результатів виконаного розрахунку видно, що при зниженні тиску газу в газопроводі шляхом випуску частини газу втрати газу становлять 19.663 тис.м³. При продувці газопроводу в режимі докритичного і критичного витікання відбувається очищення газопроводу від рідини, а втрата газу є дуже великою 559.613 тис.м³.

За результатами виконаного розрахунку сумарні втрати при продувці газопроводу від рідини складають 579.276 тис.м³. Вони є досить значними. Слід зазначити, що при спалюванні значної кількості газу в амбарі забруднюється навколишнє середовище. Тому потрібно вжити низку заходів, щоб не допустити накопичення рідини і утворення гідратів в газопроводі.

Одним з альтернативних шляхів вирішення цієї проблеми є вдосконалення існуючої променевої системи збору, де здійснюється одноступенева сепарація газу від вуглеводневого

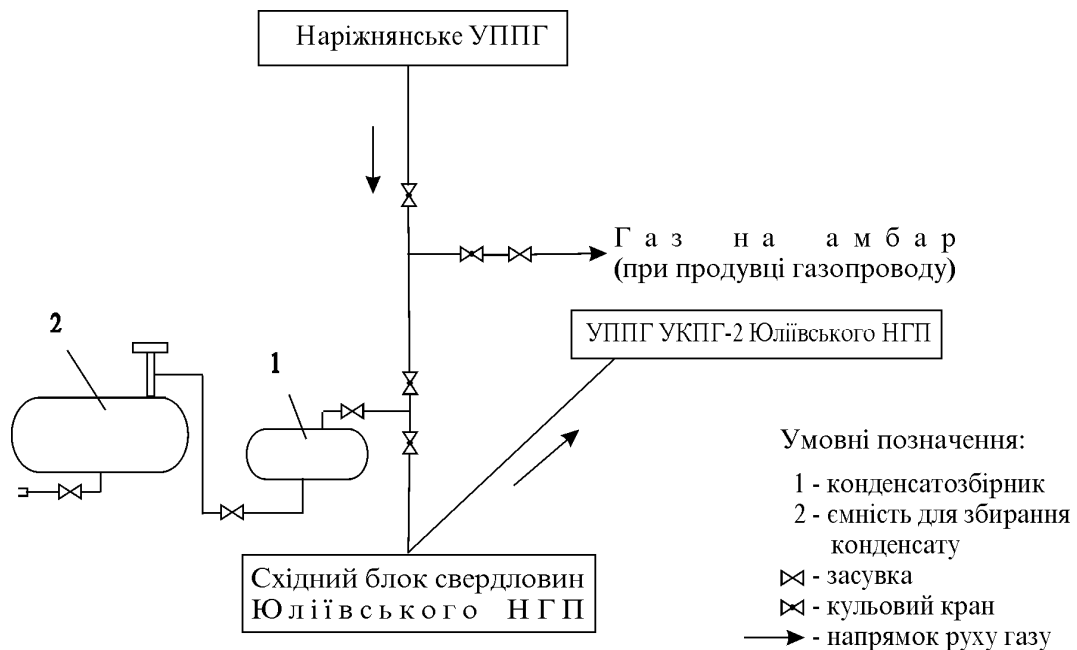


Рисунок 1 — Запропонована схема установки кульових кранів та конденсатозбірника на місцевому газопроводі, яким газ з Наріжнлянської УКПГ надходить на ГС Юліївського НГП

конденсату, води та механічних домішок у вертикальному сепараторі.

Ефективним методом, який застосовують на практиці для підвищення гідравлічної ефективності магістральних газопроводів, є періодичне очищення внутрішньої порожнини очисними поршнями. Використання поршнів в даному газопроводі не дасть бажаного ефекту, оскільки Наріжнлянське УППГ підключене газопроводом діаметром 114 мм загальною довжиною 19360 м до УППГ установки комплексної підготовки газу (УКПГ-2) Юліївського НГКР (з яких 13840 м — до УППГ Східного блоку свердловин та 5520 м — до УКПГ-2). Отже, у зв'язку з малим діаметром та багатьма гідравлічними опорами по шляху існує небезпека застрягання поршня в газопроводі.

Одним з методів вирішення даної проблеми буде установлення кульових кранів по довжині газопроводу від Наріжнлянської УКПГ до УКПГ Східного блоку свердловин, що дасть змогу ефективніше очистити окрему ділянку при продувці та значно зменшити втрати газу, оскільки продути одну з ділянок можна газом, який був в газопроводі, і не потрібно буде витрачати значну кількість газу на спорожнення усього газопроводу від газу високого тиску, а відтак подавати високонапірний газ для продувки від забруднень.

Перспективною також буде установка у найбільш пониженої ділянці газопроводу, що знаходиться на відстані 4000 м від Східного блоку, конденсатозбірника, в якому буде збиратися рідина. Конденсатозбірник буде забезпечувати безперебійну роботу газопроводу, а також вирішиться проблема втрат тиску по довжині газопроводу. Тобто ділянку, де найбільше накопичується рідина, в довільний момент мо-

жна відсікти, видати з неї рідину в конденсатозбірник і запустити газопровід в роботу.

На рисунку 1 наведено запропоновану схему установки кульових кранів та конденсатозбірника на місцевому газопроводі.

Рекомендується також для запобігання утворення гідратів в газопроводі здійснювати попередню дозовану чи періодичну подачу метанолу та піноутворюючих поверхнево-активних речовин (ПАР) в потік газу на вході в газопровід.

Впровадження такого заходу дасть змогу забезпечувати необхідну пропускну здатність газопроводу, а також зменшити втрати газу при продувці.

Література

1. Експлуатація і технічне обслуговування газорозподільчих станцій магістральних газопроводів: Довідник / А.А.Руднік, В.М.Коломєєв, В.В.Розгонюк, М.А.Григіль, О.О.Болокан, Ю.М.Герасименко. — К: Росток, 2003.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. — К.—Львів, 1996. — С. 620.
3. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: Довідник / В.В.Розгонюк, Л.А.Хачикян, М.А.Григіль, О.С.Удалов, В.П.Нікішин. — К.: Росток, 1998.
4. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство в 2-х томах / Под ред. Ю.П.Корогаева, Р.Д.Маргулова. — М.: Недра, 1984. —Т.1. — 360 с.
5. Справочник для оценочных гидравлических расчетов магистральных газопроводов. — К.: Союзгазпроект, 1985.
6. Волков М.М. и др. Справочник работника газовой промышленности. — М.: Недра, 1989.