

СПОСОБИ ОЧИЩЕННЯ ВНУТРІШНЬОЇ ПОРОЖНИНИ ШЛЕЙФІВ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

¹В.Б. Воловецький, ²О.Ю. Витязь, ¹В.І. Коцаба, ¹О.М. Щирба

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Червоношкільна наб., 20, тел. (057) 730-45-44, 730-46-86, 730-46-32,
e-mail: vvb11@ukr.net, kv1.ukrniigaz@gmail.com, omschyrba@ukr.net

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 72-71-82,
e-mail: vytyaz@nng.edu.ua

В статті акцентовано увагу на основних проблемах, що виникають при експлуатації газових та газоконденсатних свердловин, зокрема, накопичення рідини та відкладання гідратів у шлейфах свердловин. Проведено огляд різних способів видалення води та газового конденсату з внутрішньої порожнини шлейфу, що накопичується в понижених ділянках. Проведено аналіз параметрів експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР та визначено швидкість газорідного потоку в шлейфах. За результатами проведеного розрахунку рідини накопичується через недостатню для самоочищення швидкість газорідного потоку. Причиною цього є значна кількість місцевих опорів, висхідних та низхідних ділянок, значна довжина шлейфа, що вимагає застосування різних заходів для видалення рідини з шлейфа. Одним із ефективних способів очищення є продування шлейфів в атмосферу на амбар свердловини.

На прикладі газоконденсатної свердловини розраховано втрати газу при продуванні шлейфа, які включають спорознення шлейфу від газу високого тиску шляхом зниження тиску до атмосферного та з подальшим подаванням висонапірного газу. Запропоновано заходи для зменшення втрат газу при продуванні шлейфів газоконденсатних свердловин різними способами. Рекомендується спорознення шлейфу від газу високого тиску до атмосферного спочатку здійснювати на установку підготовки газу до тиску першої ступені сепарації, а відтак на амбар свердловини чи установки. В подальшому необхідно здійснювати продування шлейфу висконапірним газом шляхом подавання його з установки підготовки газу на амбар свердловини. Інший спосіб включає подавання газу з устя свердловини шляхом її пуску в роботу на установку підготовки газу. При цьому свердловина набирає тиск, вищий від робочого, оскільки перед спорозненням шлейфу її закривають. На практиці застосовували наведені способи та отримали позитивний результат.

Ключові слова: свердловина, шлейф, накопичення рідини, гідратоутворення, місцеві опори, очищення, продування.

В статье акцентировано внимание на основных проблемах, возникающих при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, в том числе накопление жидкости и отложение гидратов в шлейфах скважин. Проведен обзор различных способов удаления воды и газового конденсата из внутренней полости шлейфа, накапливающихся в пониженных участках. Проведен анализ параметров эксплуатации газоконденсатных скважин Юльевского НГКМ и определена скорость газожидкостного потока в шлейфах. Согласно результатам проведенного расчета жидкость накапливается в связи с недостаточной для самоочищения скоростью газожидкостного потока. Причиной этого является значительное количество местных сопротивлений, восходящих и нисходящих участков, значительная длина шлейфа, что требует применения различных мероприятий для удаления жидкости из шлейфа. Одним из эффективных способов очистки является продувание шлейфов в атмосферу на амбар скважины.

На примере газоконденсатной скважины рассчитаны потери газа при продувании шлейфа, которые включают опорожнение шлейфа от газа высокого давления путем снижения давления до атмосферного и с последующей подачей высоконапорного газа. Предложено мероприятия для уменьшения потерь газа при продувании шлейфов газоконденсатных скважин различными способами. Рекомендуется опорожнение шлейфа от газа высокого давления до атмосферного сначала осуществлять на установку подготовки газа до давления первой ступени сепарации, а в дальнейшем на амбар скважины или установки. В дальнейшем необходимо осуществлять продувание шлейфа высоконапорным газом путем подачи его с установки подготовки газа на амбар скважины. Другой способ включает подачу газа с устья скважины путем ее пуска в работу на установку подготовки газа. При этом скважина набирает давление, выше рабочего, так как перед опорожением шлейфа ее закрывают. На практике применяли приведенные способы и получили положительный результат.

Ключевые слова: скважина, шлейф, накопление жидкости, гидратообразование, местные сопротивления, очистка, продувание.

The article focuses on the main problems that emerge when operating gas and gas condensate wells. These are fluid accumulation and hydrate deposition in lead lines of the wells. The review of different methods for removing water and gas condensate, accumulated in the descending sections, from the internal cavity of the lead lines is carried out. The analysis of operating parameters of gas condensate wells in the Yuliivske oil and gas condensate field was done and gas-liquid flow rate in the lead lines was determined. In accordance with the conducted calculation results, we can say that fluid is accumulated due to insufficient gas-liquid flow velocity for its self-cleaning. The reason for this is the significant number of local resistances, ascending and descending sections, and substantial

length of the lead lines. In this regard it is suggested to apply different measures for removing fluid from the lead lines. One of the effective cleaning methods is the lead line purging into the atmosphere into the well pit.

Gas losses during the lead line purging were estimated on the example of the gas condensate well and they included lead line dumping from high pressure gas by reducing the pressure to the atmospheric one and further supply of the high pressure gas. The measures to reduce gas losses when purging the lead lines of gas condensate wells by different ways were suggested. We recommend to perform lead line dumping from the high pressure gas by reducing the pressure to the atmospheric one at the gas processing plant to the pressure of the first stage of separation and subsequently into the well or plant pit. In future, the lead line purging should be carried out by supplying the high-pressure gas from the gas processing plant to the well pit. Another method includes supplying of gas from the well, which is put into operation, onto the gas processing plant. Furthermore, the well pressure increases and it is higher than the operating one because the well was shut in before the lead line dumping. In practice, the given methods were applied and positive results were obtained.

Keywords: well, lead line, fluid accumulation, hydrate formation, local resistances, cleaning, purging.

Постановка проблеми. На сьогодні перед Україною гостро стоїть проблема зниження залежності від імпортованих вуглеводнів за рахунок зменшення обсягів споживання: у промисловості, населенням, зменшення технологічних витрат газу на виробництво та транспортування блакитного палива, підприємствами теплокомуненерго (ТКЕ), впровадження енергозберігаючих технологій та збільшення власного видобутку природного газу, газового конденсату та нафти. Для вирішення вказаної проблеми запроваджуються організаційно-технічні заходи. Так, у 2014 році споживання природного газу знизилося на 7,8 млрд.м³ до (42,6 млрд.м³) або 16 % порівняно з 2013 роком (50,4 млрд.м³). Проте, Україна все ще залишається крупним споживачем природного газу. Наприклад, одна із країн Європейського Союзу, зокрема Польща, споживає до 20 млрд.м³ природного газу. В зв'язку з цим потрібно ще багато працювати задля зменшення споживання природного газу. Зважаючи на це актуально залишається проблема зменшення втрат вуглеводнів при експлуатації газових та газоконденсатних свердловин, зокрема при такій технологічній операції, як очищення шлейфів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. При розробці газових та газоконденсатних родовищ виникає багато проблемних питань, які негативно впливають на видобування вуглеводневої сировини. Від своєчасно їх вирішення залежить стабільна експлуатація свердловин. У зв'язку з цим необхідно здійснювати комплексний підхід, проводити детальний аналіз проблем та шукати альтернативні шляхи їх вирішення.

Свій внесок у вивчення способів розробки газоконденсатних родовищ внесли вчені: К.С. Басниев, С.Н. Бузинов, Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Н.А. Гужов, Г.Р. Гуревич, А.Г. Дурмишьян, Ю.П. Желтов, С.Н. Закиров, Г.А. Зотов, Р.М. Кондрат, Ю.П. Коротаев, Р.Д. Маргулов, В.Н. Мартос, А.Х. Мирзаджанзаде, В.А. Николаев, В.И. Петренко, Р.М. Тер-Саркисов, П.Т. Шмыгля, У. Блекли, М. Muskat і багато інших дослідників.

Для визначення швидкості газу або дебіту, більше якого, рідина безперервно виноситься ліфтовими колонами, дослідниками запропоновано декілька методик (Ю.К. Игнатенко, С.Н. Бузинов, А.А. Точигин, Ю.Н. Васильев

та ін.). За кордоном застосовується методика Р.Г Тернера.

Авторами проводилися розрахунки для визначення швидкості руху газу шлейфом на прикладі газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР. За критерій ефективності роботи шлейфів авторами були використані наступні значення швидкості (W) газового потоку:

- якщо $W < 2$ м/с, краплі рідини швидко скупчуються в знижених частинах шлейфу;
- якщо $2 \text{ м/с} < W < 5 \text{ м/с}$, то більша частина рідини збирається на знижених ділянках і хвилюподібно переміщується шлейфом;
- якщо $5 \text{ м/с} < W < 10 \text{ м/с}$, рідина переноситься в потоці газу у вигляді плівки на стінці шлейфу і в дисперсному стані;
- якщо $W > 10 \text{ м/с}$, відбувається процес самоочищення.

З практичного досвіду відомо, що на швидкість газового потоку в газових та газоконденсатних свердловинах впливає багато чинників. За результатами розрахунку на одній групі високодебітних газоконденсатних свердловинах швидкість газового потоку по шлейфу складає близько 3-5 м/с, а на іншій групі – 1,1-2,5 м/с, що є не достатньо для самоочищення. Основними причинами зниження швидкості газового потоку по шлейфу є дебіт свердловин, її діаметр та довжина, значна кількість місцевих опорів (засувки, переходи, трійники, відводи, зварювальні стики, висхідні та низхідні ділянки). Кількість місцевих опорів залежить від довжини шлейфу і проходження його по місцевості.

При експлуатації газоконденсатних свердловин відбувається рух газу від пласта до вибою, який за допомогою колони НКТ та шлейфу надходить на установку підготовки газу (УПГ). Разом з газом відбувається і рух рідини. Наслідком цього є накопичення рідини по шлейфу, що призводить до зниження пропускної здатності трубопроводу, що вимагає періодичного очищення шлейфів.

Збільшення ефективності гідравлічних характеристик шлейфів вирішують за допомогою:

- продування в атмосферу на амбар;
- продування свердловин в газозбірні мережі низького тиску;
- продування шлейфу на установку збору і підготовки газу;
- продування через ежектор;
- продування через сепаратор обв'язаний на усті свердловини;

- продування через сепаратор, який знаходиться в об'язці на установках збору і підготовки газу;

- продуванням шлейфу свердловини шляхом пуску газу з іншої свердловини через перемичку;

- продування за рахунок зупинки та пуску свердловин в роботу, що працюють на дотисковую компресорну станцію;

- продуванням шляхом різкого підвищення швидкості газу;

- закачування розчинів ПАР (поверхнево-активної речовини);

- очищення за допомогою різних пристроїв (очисна куля, еластичні поршні, поршні-сфери, поршні-йорші і т.д);

- очищення за допомогою пінних поршнів;

- очищення за допомогою гелеподібних поршнів;

- очищення за допомогою пружного рідинного поршня;

- очищення за допомогою в'язкопружного очисного поршня;

- промивання водою з додаванням різних речовин;

Під час експлуатації газових та газоконденсатних свердловин для винесення накопиченої рідини з метою зменшення гідравлічного опору здійснюють продування свердловин і сполучних трубопроводів (шлейфів, колекторів) в атмосферу на факел [1, 2].

Ефективним методом очищення шлейфів, міжпромислових газопроводів вважається продування зі зниженням тиску через відкритий переріз труби на амбар. Даний метод може бути використаний на газопроводах будь-якого діаметру. При продуваннях ефективність процесу очищення по довжині шлейфу, газопроводу не однакова. На початку ділянки – швидкісний потік менший, ніж в кінці, тож інтенсивність винесення відкладів буде меншою і, відповідно, стане нижчою, ніж в наступних ділянках. Тому після зниження тиску в газопроводі до атмосферного необхідно подавати високонапірний газ для винесення залишків забруднень та гідратів, які розпалися, щоб досягти очищення внутрішньої поверхні. Недоліком даного методу є значні втрати газу і забруднення навколишнього середовища. При спалюванні газу чи вуглеводневого конденсату утворюються речовини, які забруднюють атмосферне повітря, основними з яких є: оксид вуглецю, оксид азоту, діоксид азоту, сажа, вуглеводні насичені та ненасичені та ін.

Продувають свердловини шляхом періодичного підключення їх до газозбірної мережі низького тиску. Газ із свердловини разом з рідиною надходить в газозбірний колектор низького тиску, відділяється від води в сепараторах і надходить на компримування або спалюється на факелі [3].

На практиці здійснюють продування шлейфу газових та газоконденсатних свердловин на установку підготовки газу. При цьому відбувається зміна робочого тиску, а відповідно технологічного режиму роботи свердловин, що

сприяє підвищенню швидкості руху газорідного потоку для винесення рідини на установку підготовки газу та забезпечує очищення шлейфу. Зміна швидкості газорідного потоку вздовж шлейфу здійснюється регулюванням тиску на вході (Р_{вх}) установки за допомогою штуцера регулюючого (ШР) на УПГ. При відкритті ШР тиск знижується, а при закритті – підвищується, відповідно збільшується та знижується швидкість газорідного потоку. При закритті засувки на УПГ здійснюють зупинку газорідного потоку. Даний захід доцільно проводити на свердловинах, що працюють з високим робочим тиском та високим дебітом.

Відомий патент Російської Федерації №2017941 "Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов" [4], видобуток газу ведуть з періодичним видаленням рідини з вибою свердловини видобувним газом. На відміну від експлуатації свердловин з періодичною зупинкою та продуванням, рідина з вибою свердловини видаляється шляхом продування шлейфів через газовий ежектор. При цьому кожну свердловину періодично підключають до камери змішування ежектора. На вхід ежектора подають високонапірний газ з дотискувальної компресорної станції (ДКС), а змішаний потік спрямовують на вхід ДКС. Період продування кожної свердловини визначають за стабілізацією її температури.

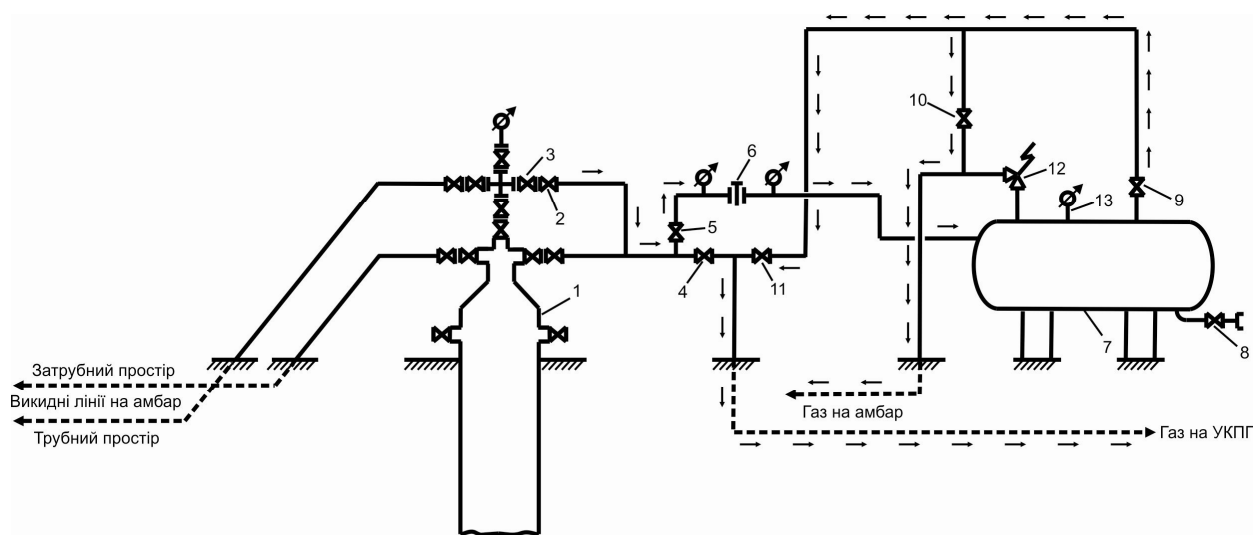
При реалізації даного способу видалення рідини з газових свердловин та шлейфів не відбувається викиду газу в атмосферу, що підвищує екологічність і знижує втрати.

Однак цей спосіб має вузьку область застосування – газові свердловини за наявності дотискувальної компресорної станції при значному перепаді між робочим тиском свердловини, яку планують підключати до камери змішування ежектора та тиском на виході з дотискувальної компресорної станції.

На практиці газовий ежектор встановлюють безпосередньо на усті свердловини або на вхідних нитках установки підготовки газу. Наведемо практичний досвід встановлення газових ежекторів на об'єктах Юліївського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ЮЦВНГК).

В 2006 році до УППГ Наріжнського НГКР підключено дві свердловини – 1 та 21. Враховуючи те, що тиск і дебіт свердловини 1 становив відповідно 10 МПа та 30 тис.м³/добу і поступово знижувався, фахівцями промислу прийнято рішення щодо встановлення газового ежектора на вхідних нитках УППГ. Як джерело високого тиску використовували свердловину 21, яка працювала з тиском 20 МПа та дебітом 130 тис.м³/добу. Впровадження даного заходу дозволило стабілізувати роботу свердловини 1 та забезпечити додатковий видобуток вуглеводнів.

В 2009 році до УКПГ-2 Юліївського НГКР підключена свердловина 50, яка працювала по газопроводі-перемичці на УКПГ-1 ЮНГКР та експлуатувалася методом накопичення тиску, оскільки тиск на вході в установку підготовки



Умовні позначення:

- | | |
|--|--|
| 1 - свердловина; | 7 - сепаратор; |
| 2 - робоча засувка на шлейф; | 8 - дренажна засувка; |
| 3 - аварійна засувка на шлейф; | 9 - засувка перекриття виходу газу з сепаратора; |
| 4 - шлейфова засувка; | 10 - засувка стравлення тиску з сепаратора на амбар; |
| 5 - засувка подачі газорідинного потоку в сепаратор; | 11 - засувка подачі газу в шлейф; |
| 6 - штуцер регулюючий ШР-12; | 12 - запобіжний клапан; |
| | 13 - манометр. |

Рисунок 1 – Схема обв'язки сепаратора на усті газоконденсатної свердловини

газу знижувався нижче першої ступені сепарації 4,0 МПа. В зв'язку з тим, що до УКПГ-2 підключили свердловину 1 Недільного ГКР з високим вхідним тиском ($P_{вх}=16,5$ МПа), то фахівцями промислу прийнято раціональне рішення на дану вхідну нитку змонтувати газовий ежектор та підключити до нього свердловину 50 ЮНГКР, яка працювала з низьким робочим тиском [5].

Пуск свердловини 50 ЮНГКР на газовий ежектор дозволив стабілізувати її роботу, зменшити час простою в режимі накопичення тиску, а також збільшити об'єм видобування газу на УКПГ-2 для виробництва пропан-бутанової фракції [5].

Крім цього, газові ежектори були встановлені на УКПНГ-2 Сквирицького НГКР, УППГ Східного блоку свердловин Юліївського НГКР та УКПН Юліївського НГКР для утилізації попутного газу.

Одним із ефективних методів продування газоконденсатних свердловин та шлейфів можна вважати продування через сепаратор. Запропоновано схему обв'язки устя свердловини із включенням сепаратора для збору рідини під час продування [6]. Після впровадження запропонованого заходу ефективність шлейфів підвищиться, що дасть змогу забезпечувати стабільний видобуток вуглеводнів та збирати рідину під час продування свердловин та шлейфу.

Відомий патент України №32695 "Спосіб видалення і збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів під час їх продувки" [7], що включає видобування газу з періодичним видаленням рідини з вибою свердловини шляхом їх продування, який відрізняється тим, що підключають сепаратор для видалення рідини з

газового потоку під час продування свердловини та шлейфа.

Для видалення води та вуглеводневого конденсату з свердловини 1 (рис. 1) закривають подавання газу на шлейф за допомогою засувки 4. Потім відкривають засувку 5 та штуцер регулюючий 6 для подавання газорідинного потоку в сепаратор 7. Після чого відкривають засувки 9, 10 і газ пускають на амбар, а рідина збирається у нижній частині сепаратора. Після продування свердловини слід провести переключення у такому порядку: закрити засувки 5, 9, 10 відкрити засувку 4 з метою пуску свердловини в роботу на УКПГ. Після засувки 5 встановлено штуцер регулюючий (ШР-12) 6, що дозволить регулювати тиск, який надходить в сепаратор 7.

Ще одним варіантом (рис. 2) є можливість пустити свердловину 1 в роботу на УКПГ через сепаратор 7 шляхом закриття засувки 4 та відкриття засувки 5, штуцера регулюючого 6 та засувки 9, 11.

Така обв'язка свердловини дає змогу продути шлейф свердловини через сепаратор 7 наступним чином: закриваю подачу газу на шлейф за допомогою засувки 2, 3, відкривають засувку 5 та штуцер регулюючий 6 для подачі газорідинного потоку в сепаратор 7. Рідина збирається у сепараторі, а газ пускають на амбар, відкривши засувку 9, 10.

У міру заповнення сепаратора рідиною, її завантажують у автоцистерну через дренажну лінію за допомогою засувки 8 та вивозять на УКПГ.

Використання цього способу, дає змогу збирати рідину під час продування свердловини та шлейфу і використовувати її в подальшому,

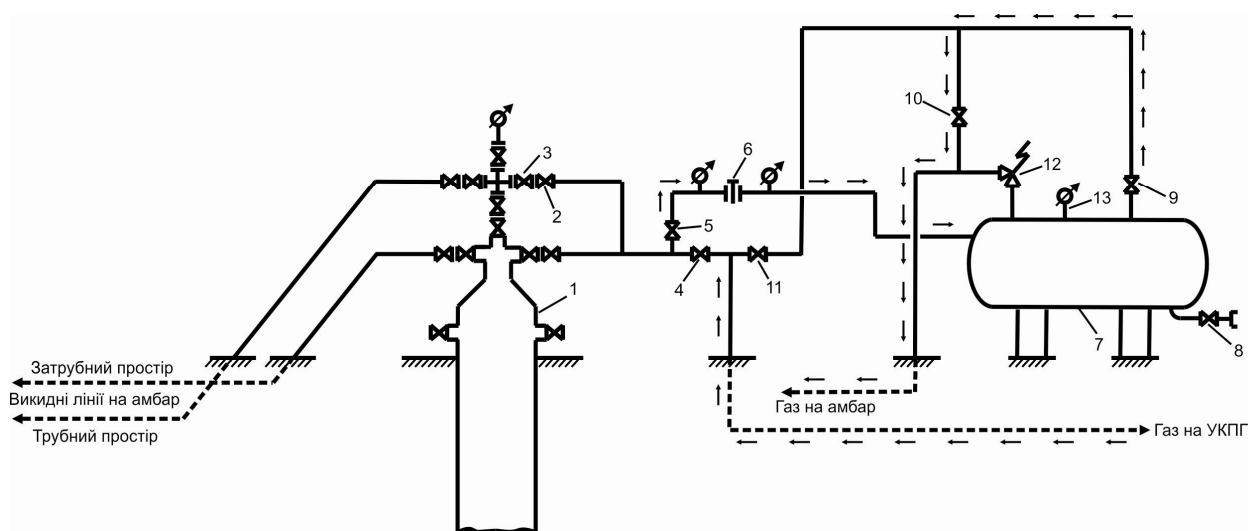


Рисунок 2 – Схема обв'язки сепаратора на усті газоконденсатної свердловини

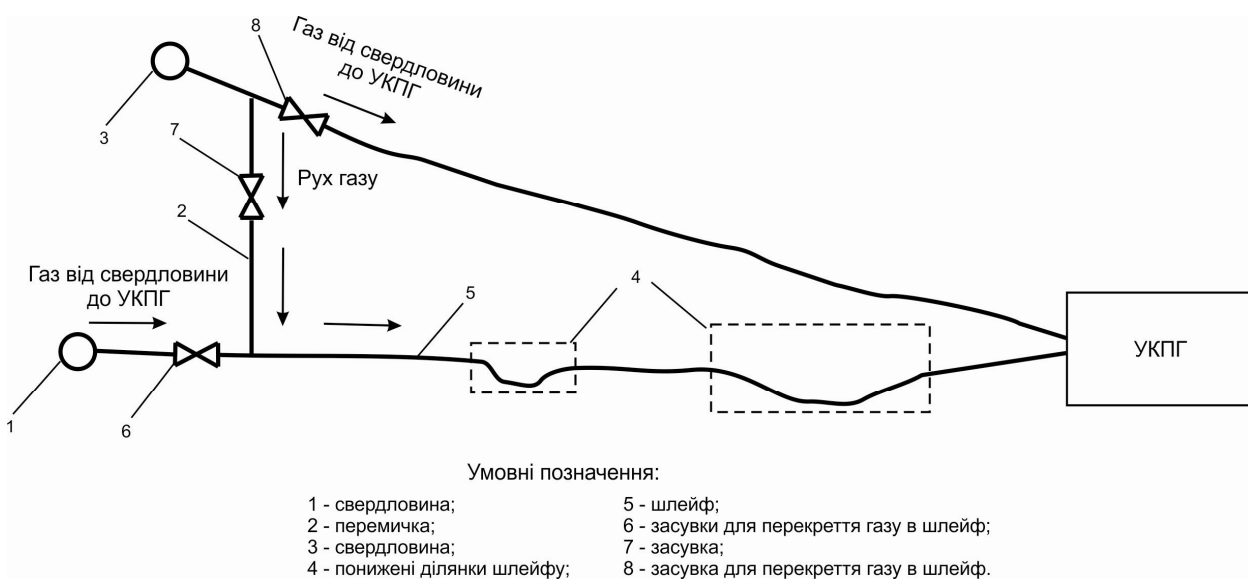


Рисунок 3 – Схема облаштування перемички між двома свердловинами

що забезпечить економію вуглеводневого конденсату, який спалюється при продуваннях, та зменшити забруднення навколишнього середовища.

Запропонована обв'язка із сепаратором дає можливість продувати свердловини з низькими та високими робочими тисками.

На свердловинах родовищ Юліївського ЦВНГК облаштовані лінії для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-1 та УКПГ-2 Юліївського НГКР, УППГ Наріжнського НГКР, УКПГ-1 Скворцівського НГКР, через сепаратор, який знаходиться в обв'язці даних установках на факельну лінію [8, 9]. Даний захід дозволяє збирати рідину під час продування свердловини та шлейфу.

Наведемо ще один спосіб видалення рідини зі шлейфів газоконденсатних свердловин. На свердловинах, які працюють з низькими та високими робочими тисками. Ефективним заходом у цьому випадку буде встановлення між ними перемички для видалення рідини на технологічну установку [10].

Відомий патент України №24956 "Спосіб видалення рідини з шлейфів газоконденсатних свердловин" [11], що включає видобуток газу з періодичним видаленням рідини видобутим газом, який відрізняється тим, що до шлейфа свердловини з місцевими опорами і пониженими ділянками, яка працює з низьким робочим тиском, підключають перемички до шлейфа іншої свердловини, яка працює з високим робочим тиском.

Подавання високонапірного газу від однієї свердловини в шлейф іншої здійснюється через перемичку періодично при зниженні робочого тиску на вході в УКПГ свердловини 1 (рис. 3). Висконапірний газ подають шляхом закриття засувок 6, 8 та відкриття засувки 7, що дозволить продути рідину з шлейфа свердловини 1 на УКПГ, після чого засувки переключують в зворотному порядку.

Для видалення води та вуглеводневого конденсату в понижених ділянках 4 шлейфу 5 закривають подачу газу з свердловини 1, яка працює з низьким робочим тиском газу, шля-

хом закриття засувки 6. Одночасно закривають подачу газу з свердловини 3, що працює з високим робочим тиском газу, шляхом закриття засувки 8. Після цього на перемичці 2 відкривають засувку 7 з метою подавання високонапірного газу з шлейфу свердловини 3 у шлейф свердловини 1 для винесення рідини на УКПГ. Після видалення рідини переключення проводять у зворотному напрямку: закривають засувку 7, відкривають засувки 6, 8 з метою пуску свердловин (1, 3) в роботу на УКПГ.

Підключення шлейфа однієї свердловини з низьким робочим тиском газу до іншої з високим робочим тиском газу шляхом встановлення між ними перемички дозволить покращити винесення рідини на УКПГ, підвищити пропускну здатність шлейфу свердловини, зекономити газ, який спалюється під час продування, зменшити забруднення навколишнього середовища та забезпечити безперебійну роботу свердловин.

Цей спосіб є доцільним для свердловин, які працюють з низькими робочими тисками та високим конденсатним фактором за наявності свердловини з високонапірним газом.

Відомий патент Російської Федерації №2346147 "Способ эксплуатации скважин и системы сбора газа в компрессорный период разработки газовых и газоконденсатных месторождений" [12]. Суть його полягає в тому, що здійснюють короткочасне припинення видобутку газу на промислі шляхом перемикавання дотискувальної компресорної станції на холостий хід. У подальшому включають цю станцію в штатний режим роботи і подають видобутий газ в магістральний газопровід, забезпечуючи винесення утвореної за період зупинки промислу рідинної пробки в сполучних трубопроводах на знижених ділянках траси. При цьому одночасно знижують рівень рідини на вибоях газових свердловин за рахунок підвищення швидкостей газових потоків. Це призводить до підвищення продуктивності обводнених свердловин і їх сполучених трубопроводів, шлейфів і колекторів за рахунок видалення рідкої фази зі стовбурів свердловин і трубопроводів.

При використанні способу підвищення видобутку газу загалом по промислу, зберігається певний час, після чого процедура короткочасної зупинки може бути повторена (періодичність процесу визначається дослідним шляхом).

Що стосується тривалості короткочасної зупинки промислу, то ця величина також визначається експериментальним шляхом для того, щоб забезпечити максимально можливе в конкретних умовах експлуатації підвищення загального видобутку газу з промислу, наприклад для систем збору і підготовки газу родовища згідно [12] оптимальний час зупинки промислу складає 10 хвилин.

При використанні цього способу знижуються експлуатаційні витрати (відсутні технологічні втрати газу), забезпечується додатковий видобуток газу і дотримуються екологічні вимоги (виключається екологічний збиток, що наноситься технологією видалення рідини шляхом продування свердловин і сполучних

трубопроводів в атмосферу зі спалюванням газу на факелі).

На підприємствах часто здійснюють очищення газопроводів шляхом різкого підвищення швидкості газу. Так, відомий патент України №68958 А "Спосіб очистки внутрішньої порожнини газопроводу" [13], вирішується за рахунок того, що імпульсний режим робочого потоку газу виникає внаслідок перекидання газопроводу краном, по трасі якого відсутні компресорні станції. Перепад тиску для надання рідинним скупченням енергії, необхідної для подолання відстані до місця збору та видалення забруднень, досягається за рахунок акумулятивної здатності дільниці газопроводу і можливості вибору напрямку імпульсного потоку по ходу газу чи в реверсивному напрямі в залежності від поздовжнього план-профілю траси газопроводу. Цим способом вирішується проблема очищення внутрішньої порожнини однотипового газопроводу за відсутності компресорних станцій по трасі та без зміни газопостачання. Він передбачає очищення однотипових газопроводів без зміни режиму роботи газопроводу і його можна використовувати, коли газоспоживання протягом року не змінюється. Однак у випадку використання цього способу очищення не проводиться аналіз поздовжнього план-профілю траси, а за наявності по трасі газопроводу після крану, яким проводять перекидання поперечного перерізу, висхідних дільниць з великим кутлом нахилу рідинні забруднення тільки перемістяться з одного пониженого місця в наступне по ходу газу та за відсутності компресорних станцій по трасі.

Спосіб доцільно застосовувати для підвищення ефективності роботи малодебітних газових свердловин та відсутності дотискувальної компресорної станції.

Простим способом очищення є закачування розчину ПАР у газові і газоконденсатні свердловини та їх шлейфи для покращення винесення рідини потоком газу на амбар свердловини, установку підготовки газу. Перед виконанням цих робіт підбирають свердловини, в яких спостерігається наявність рідини (пластова або конденсаційна вода, газовий конденсат). Враховуючи це, розробляють пропозиції щодо використання необхідного реагенту ПАР, кількості та способу його закачування. Тип та концентрацію ПАР, що необхідна для спінення рідини, вибирають в залежності від мінералізації рідини та її кількості в продукції свердловини. Видалення рідини з вибою газоконденсатних свердловин здійснюють за допомогою періодичного закачування розчину ПАР, що дало позитивний результат на свердловинах родовищ (ЮЦВНГК). Закачування розчину ПАР здійснювалось у шлейфи, трубний та затрубний простір свердловин. Після виконання операцій отримано попередні результати, на основі яких розроблено графік виконання цих робіт, що дозволило підвищити ефективність експлуатації свердловин [14, 15, 16]. Закачування розчину ПАР дозволяє істотно зменшити втрати газу на продування свердловин та шлейфів, а в деяких

випадках виключити їх повністю. Дослідженнями ПАР в різні роки займалися Ю.К. Игнатьенко, С.Н. Бузинов, Б.Г. Ахметов, Б.О. Казаков, В.И. Нифантов та ін.

Крім цього, застосовують тверді ПАР для видалення рідини з газових та газоконденсатних свердловин, наприклад стрижні, брикети. Доставку твердих ПАР на вибій свердловини здійснюють через гирловий лубрикатор і НКТ. Тверді стрижні є найефективнішими в запакованих свердловинах і в умовах важкого доступу, де використання розчинів ПАР вкрай проблематичне або неможливе.

Відомий патент України №72082 "Спосіб видалення рідини зі свердловини" [17], що включає нагнітання в свердловину робочого розчину товарної поверхнево-активної речовини (ПАР), кількість якої визначають з урахуванням кількості рідини в стовбурі свердловини та розчинника товарної ПАР. Перед нагнітанням робочого розчину товарної ПАР її готують з урахуванням кількості рідини, причому загальний об'єм товарної ПАР розраховують.

Спосіб дає можливість видалити рідину з вибою свердловини та суттєво підвищити ефективність проведення технологічного процесу, зменшити гідравлічний опір потоку, збільшити продуктивність свердловини.

Широкого вжитку набуло очищення газопроводів очисними пристроями. Він має свої переваги в порівнянні з іншими способами: простота, значна ефективність та можливість автоматизації процесу [18]. Але при застосуванні даного методу існують і певні ускладнення, які полягають у швидкому зношуванні робочих вузлів, можливості виникнення гідравлічних ударів і застрягання очисного пристрою в трубі, а також в тому, що реалізація даного методу можлива тільки в газопроводах з рівнопрохідною арматурою та плавних переходах. Враховуючи те що, шлейфи свердловин та міжпромислові газопроводи являють собою непрямолинійні ділянки та мають значну кількість місцевих опорів (засувки, трійники, відводи, розширення, звуження), висхідні та низхідні ділянки [19], то існує небезпека застрягання очисного пристрою. Тому такий спосіб для очищення шлейфів застосовувати не раціонально.

На практиці очищення шлейфів свердловин та міжпромислових газопроводів здійснюють пінними поршнями. Для проведення робіт спочатку готують розчин ПАР певної кратності, що використовують як своєрідний поршень, входить в контакт з рідиною і у вигляді суміші з певною швидкістю витісняє її з порожнини газопроводу. Для винесення рідини при проведенні очисних робіт забезпечують необхідну швидкість пінного потоку в межах 2 – 4 м/с.

Багато досліджень щодо очищення газопроводів за допомогою пін проведено відомим вченим І.І. Капцовим – доктором технічних наук, професором.

Ефективність очищення залежить від концентрації піноутворювачів з яких отримано піни. Певним чином на процес очищення впливає і кратність пін. З підвищенням кратності пін

процес очищення інтенсифікується. Так, час на очищення одного і того ж обсягу забруднень при однакових режимах очищення скорочується для піни з кратністю $K = 240$ в два рази в порівнянні з піною, що кратністю $K = 150$. Однак подальше підвищення кратності піни ($K > 300$) знижує процес очищення [20].

Позитивно на процес очищення впливає додавання в піноутворювач стабілізаторів. Висократно стабілізовані піни з АС, що містять в якості стабілізаторів вищі жирні спирти 10:1, підвищують ефективність очищення у двічі в порівнянні з очищенням піною без стабілізатора. Стабілізатори підвищують структурно-механічні якості піни і стійкості до руйнування при динамічних навантаженнях [20].

Іншим способом очищення шлейфів свердловин та міжпромислових газопроводів є застосування гелеподібних поршнів. До складу формування гелів можуть входити різні речовини, хімеагенти. Концентрація гелю підбирається в залежності від кількості забруднення. Дану технологію часто застосовують закордоном на газопроводах різного діаметру. При її застосуванні отримано позитивний результат.

Відомий патент Російської Федерації №2119043 "Спосіб очистки высоконапорных газосборных коллекторов" [21], що включає видалення рідини і мехдомішок з внутрішніх поверхонь телескопічних газопроводів шляхом продавлювання газом гелеподібної маси. Його особливістю є те, що гелеподібну масу попередньо закачують в окрему пересувну багаторазового використання камеру, в якій в статичному стані формують її до монолітної структури гелевого поршня, а потім його передавлюють в газозбірний колектор.

В науково-виробничому товаристві з обмеженою відповідальністю (НВТОВ) "Техногаз-89" розроблена технологія очищення порожнини трубопроводів поршнями, виготовленими з матеріалів, які з часом самі руйнуються. Властивості такого поршня регулюється складом матеріалу і конструкцією виробу на стадії виготовлення. Технологія очищення з використанням таких поршнів успішно застосовується на об'єктах підприємства "Надимгазпром" РАО "Газпром" та багатьох інших підприємствах. Спеціалістами НГВУ "Охтирканафтогаз" ПАТ "Укрнафта" дана технологія використовувалась при очищенні промиванням змонтованих промислових нафтопроводів діаметром 150 і 200 мм.

Одним з ефективних способів підвищення ефективності роботи шлейфів є очищення шлейфів за допомогою пружного рідинного поршня, до складу якого входять полімерні композиції. Проведено експериментальні дослідження поведінки пружно-полімерної композиції (ППК) в порожнині шлейфу. Виведено формулу для визначення часу проходження ППК (як очисного поршня) від гирла свердловини до блоку вхідних ниток на УКПГ, враховуючи рельєф траси шлейфа, забруднення його внутрішньої порожнини і їх тип та режим роботи свердловини. Крім цього, досліджено пружно-полімерну композицію з допоміжними засо-

бами на родовищах завершальної стадії розробки. Ефективність заходів з очищення внутрішньої порожнини шлейфа за допомогою ППК оцінюють за коефіцієнтом очищення шляхом порівняння даних про гідравлічну ефективність шлейфа до і після проведення очисних операцій [22].

Відомий патент України № 94194 "Спосіб очистки внутрішньої порожнини трубопроводу" [23], що полягає у формуванні поршня шляхом перемішування компонентів до отримання однорідної маси, видалення забруднень за рахунок переміщення поршня у порожнині трубопроводу з наступним його руйнуванням, який відрізняється тим, що спочатку вводять розчин інгібітора корозії, а поршень формують у вигляді пружно-полімерної композиції в еластичній оболонці, що руйнується під час руху. При цьому час руйнування поршня має бути не меншим часу його проходження у трубопроводі.

Очищення газопроводів, що формують газозбірну систему родовищ, (зокрема шлейфів свердловин) за вказаним способом здійснюють в чотири етапи.

Спочатку вимірюють гідравлічні параметри режиму роботи, досліджують його рельєф, компонентний склад газу, якісний склад забруднень та визначають час проходження поршня через порожнину шлейфа.

Після цього формують поршень шляхом перемішування компонентів, що входять до його складу, до отримання однорідної густини маси, яку поміщають у еластичну оболонку, що виконана з пористого матеріалу, який може мати властивості до саморуйнування за час, обмежений визначеним по формулі часом проходження поршня у порожнині трубопроводу.

Перед запуском поршня стравлюють тиск в фонтанній арматурі свердловини та монтують гнучкий перехідник. За допомогою насоса на гирло свердловини подають технічну воду та інгібітор корозії, після чого вводять очисний поршень. Після початку руху поршня демонтують гнучкий перехідник.

Завдяки тому, що поршень виконаний у вигляді пружно-полімерної композиції, він, не зважаючи на щільне притискання до стінок трубопроводу, легко проходить через рельєфні та кутові ділянки. Крім того, під час руху поршня компоненти, що входять до його складу, через пори еластичної оболонки контактують з поверхнею труби, розчинюючи та виштовхуючи бруд з стінок та донної частини трубопроводу.

Коли поршень досягає установки комплексної підготовки газу, він має вигляд брудної маси, яка потрапляє у сепаратор першого ступеня, де забруднення відокремлюються від природного газу, та відводяться.

Для оцінки ефективності очищення шлейфа свердловини повторно вимірюють параметри режиму роботи свердловини.

Експериментальними дослідженнями показано, що при правильному підборі кількісного складу пружно-полімерної композиції та щільності еластичної оболонки, практично усі наяв-

ні забруднення видаляють та виносять з порожнини трубопроводу. Час проходження поршня залежить від експлуатаційних характеристик та діаметру трубопроводу.

Відомий патент України №78315 "В'язкопружний очисний поршень", що містить водорозчинний полімер та воду [24], який відрізняється тим, що додатково вміщує спінюючу поверхнево-активну речовину, а як водорозчинний полімер використовують карбоксиметилцелюлозу у такому співвідношенні компонентів, мас. %:

- карбоксиметилцелюлоза 4-8;
- спінююча поверхнево-активна речовина - 1-2;
- вода - решта.

Склад в'язкопружного очисного поршня готують в такій послідовності. В прісну воду додають спінюючу поверхнево-активну речовину й карбоксиметилцелюлозу і перемішують до утворення однорідної маси. Суміш обробляють метиловим спиртом (метанолом) впродовж 5-10 хв., при об'ємному співвідношенні 1:2 і надають їй форму циліндра з діаметром, близьким до діаметра трубопроводу.

В результаті взаємодії однорідної маси, яка містить спінюючу поверхнево-активну речовину і карбоксиметилцелюлозу з метанолом, проходить процес висоловання карбоксиметилцелюлози з утворенням пінної твердої фази. При цьому під час взаємодії метанолу з піною, яка утворилась із піноутворюючого розчину в процесі висоловання, відбувається перетворення міжплівкової рідини в еластичну плівку, що значно зміцнює структуру піни і збільшує її стійкість.

Основні властивості в'язкопружного очисного поршня:

- не руйнується при пропусканні через трубопроводи різного поперечного перерізу;
- не руйнується при зупинці роботи трубопроводу;
- низька адгезія до металу;
- під час руху системою він набуває її форми, охоплюючи весь її периметр;
- після процесу очищення поршень розчиняється у воді.

Промивання водою набуло значного розповсюдження на газопроводах, що будуються з одночасним проведенням гідравлічних випробувань. Однак воно може бути застосоване тільки перед пуском газопроводу в експлуатацію через великі витрати води і забруднення навколишнього середовища. Також за кордоном особливо в США, Японії, Франції широко використовується промивання газопроводів за допомогою миючих засобів [25]. Перевагою промивання в порівнянні з продуванням і очищенням різними пристроями є краще видалення забруднень, особливо важких вуглеводнів і мінеральних масил. Ще ефективним є пінний спосіб очищення газопроводів. До складу миючих сумішей можуть бути введені інгібітори корозії ті інші активні домішки. Однак процес промивання є трудомістким потребує значних витрат води і реагентів, тому даний спосіб до-

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку втрат газу при продуванні шлейфу свердловини

Параметр	Позначення	Розмірність	Значення
Довжина шлейфу свердловини	L	м	5313
Внутрішній діаметр шлейфу свердловини	D_e	м	0,090
Середній тиск газу в шлейфі перед спорожненням	P_n	МПа	4,0
Середній тиск газу в шлейфі після спорожнення	P_κ	МПа	0,1
Температура газу на усті свердловини перед спорожненням шлейфу	T_n	К	293
Температура газу на УКПГ при спорожненні шлейфу	T_κ	К	281
Тиск газу на виході з УКПГ для продування шлейфу	P_l	МПа	5,0
Тиск газу на усті свердловини, який подається для продування шлейфу	P_2	МПа	4,0
Температура газу на виході з УКПГ для продування шлейфу	T_l	К	284
Температура газу на усті свердловини, який подається для продування шлейфу	T_2	К	276
Густина газу	ρ_g	кг/м ³	0,82

цільно застосовувати при будівництві та опресуванні газопроводів (шлейфів).

Необхідно зазначити, що для очищення газопроводів від механічних домішок і твердих відкладень за кордоном успішно застосовують спосіб очистки з допомогою абразивних частин шляхом нагнітання в труби під великим тиском суміші піску з газом. Так, в країнах Західної Європи розроблено систему піскоструминного очищення трубопроводів великих діаметрів. Даний спосіб є високоефективним, проте веде до значних технологічних затрат.

Формулювання цілей статті. Метою даної статті є вибір оптимального комплексу заходів, спрямованих на зменшення простою і втрат газу при очищенні шлейфів газових та газоконденсатних свердловин, зокрема спорожнення від газу високого тиску до атмосферного тиску та подачі високонапірного газу.

Висвітлення основного матеріалу. Під час руху газорідинної суміші від газоконденсатних свердловин по шлейфу до установки підготовки газу з часом відбувається його забруднення, внаслідок чого здійснюється відкладання по внутрішній порожнині шлейфу багатоконпонентної суміші, до складу якої входить пластова та конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, метанол, солі, та ін. Вище наведені ускладнення знижують пропускну здатність шлейфів. Тому потрібно проводити періодично заходи щодо усунення цих недоліків.

Розглянуто багато способів очищення шлейфів газових та газоконденсатних свердловин. При виборі способу очищення шлейфу для практичного використання слід враховувати, втрати газу при проведенні заходу, техніку і технологію проведення, зменшення видобутку вуглеводнів внаслідок простою свердловин. З наведених вище способів найбільш доступним, простим і ефективним для очищення шлейфів та міжпромислових газопроводів від забруд-

нень (конденсату та пластової води) є продування. В зв'язку з цим проведено оціночний розрахунок для визначення втрат газу при продуванні шлейфу свердловини, використавши вихідні дані з таблиці 1.

1 Втрати газу на спорожнення шлейфу свердловини від газу високого тиску визначено за формулою [26]:

$$Q_1 = \frac{0.785 \cdot D_e^2 \cdot L \cdot T_{cm}}{P_{cm} \cdot T_n} \cdot \left(\frac{P_n}{z_n} - \frac{P_\kappa}{z_\kappa} \right), \text{ м}^3 \quad (1)$$

де D_e – внутрішній діаметр шлейфу, м;
 L – довжина шлейфу, м;
 T_{cm} – стандартна температура (293) К;
 P_{cm} – стандартний тиск (0,1013), МПа;
 T_n – температура газу на усті свердловини перед початком спорожнення шлейфу, К;
 P_n – середній тиск газу в шлейфі перед початком спорожнення шлейфу, МПа;
 P_κ – середній тиск газу в шлейфі після спорожнення шлейфу, МПа;
 Z_n – коефіцієнт стисливості газу при середніх температурі і тиску перед початком спорожнення шлейфу;
 Z_κ – коефіцієнт стисливості газу при середніх температурі і тиску після спорожнення шлейфу.

$$Z_n = 1 - 0,4273 \cdot \frac{P_n \cdot 10}{47,1} \cdot \left(\frac{T_n}{200} \right)^{-3,668}$$

$$Z_\kappa = 1 - 0,4273 \cdot \frac{P_\kappa \cdot 10}{47,1} \cdot \left(\frac{T_\kappa}{200} \right)^{-3,668} \quad (2)$$

T_κ – температура газу на УКПГ при спорожненні шлейфу.

Коефіцієнти стисливості газу при середніх температурі і тиску перед початком випускання газу з шлейфу Z_n та після спорожнення шлейфу Z_κ можна визначити за допомогою [27].

Втрати газу при спорожненні шлейфу свердловини від газу високого тиску до атмосферного, розраховані за формулою (1), становлять: $Z_n = 0,911$; $Z_\kappa = 0,997$; $Q_l = 1,4$ тис.м³.

2 Визначимо втрати газу при продуванні шлейфу на амбар за допомогою високонапірного газу. На точність проведення такого розрахунку впливає зміна тисків на початку та в кінці шлейфу.

Втрати газу при продуванні шлейфу в атмосферу високонапірним газом можна визначити за формулами [28, 29, 3, 30]:

$$G_2 = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{g} \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\lambda \cdot L} \cdot \frac{D_6^5 \cdot \gamma_1}{P_1}}, \text{ кг/с} \quad (3)$$

$$G_2 = \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\lambda \cdot L} \cdot \frac{D_6^5 \cdot \rho_1}{P_1}}, \text{ кг/с} \quad (4)$$

$$Q_2 = 103,15 \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D_6^5}{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T \cdot L}}, \text{ млн.м}^3/\text{доб} \quad (5)$$

$$Q_2 = 0,03585 \cdot 10^6 \cdot D_6^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot L}}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (6)$$

де D_6 – внутрішній діаметр шлейфу, м;
 P_1 – тиск газу на початку шлейфу, МПа;
 P_2 – тиск газу в кінці шлейфу, МПа;
 λ – коефіцієнт гідравлічного опору;
 z – коефіцієнт стисливості газу.
 Δ – відносна густина;
 T – температура газу по шлейфу, К;
 L – довжина шлейфа, м.

Для газопроводу з діаметром $D_в=0,09$ м при продуктивності, що відповідає квадратичному режиму течії, фактичний коефіцієнт гідравлічного опору дорівнює [31] $\lambda = 0,023$. Коефіцієнт стисливості газу для підставлення у формулу (6) визначимо за допомогою [19]. В результаті підрахунку за формулою (6) з урахуванням даних, що наведено в таблиці 1, отримано: $Q_2 = 1,9 \text{ м}^3/\text{с}$.

З практичного досвіду відомо, що подачу високонапірного газу для очищення шлейфу від рідини, забруднень та гідратів слід здійснювати впродовж 10...15 хвилин. В такому разі втрати газу при продуванні шлейфу в атмосферу впродовж 10 хвилин ($t=600$ с) дорівнюють:

$$Q_3 = Q_2 \cdot t, \text{ м}^3. \quad (7)$$

З проведених розрахунків видно, що втрати газу при спорожненні шлейфу свердловини від газу високого тиску шляхом випускання газу на амбар свердловини становлять 1,4 тис.м³. Даний захід сприятиме розкладанню відкладених гідратів, а також винесенню частини забруднень (конденсату та пластової води). Для більш ретельного очищення внутрішньої поверхні шлейфу необхідне продування газом, що дозволить винести залишки забруднень та гідратів, які розклалися. При цьому втрати газу безпосередньо при продуванні впродовж 10 хвилин складуть 1,1 тис.м³. Сумарні втрати газу при продуванні шлейфу свердловини від забруднень складатимуть 2,5 тис.м³. Розрахунок проводився для умов продування шлейфу газом з УКПГ, тиск газу, який поступає в шлейф 5,0 МПа на усті при цьому 4,0 МПа.

Основними чинниками, що впливають на результат розрахунку при продуванні шлейфу,

є тиск газу, який подається з УКПГ, тиск газу на усті свердловини та час продування шлейфу.

Перед нами постає завдання – вдосконалити існуючу технологію видобування вуглеводнів, що дасть можливість звести кількість продувань до мінімуму тим самим зекономити газ.

Виходячи з вище викладеного, для умов газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР, що підключені до УКПГ-2, авторами пропонується здійснювати продування шлейфів наступним чином:

1 Зупинити свердловину шляхом закриття надкорінної засувки на усті свердловини. Спорожнення шлейфів від газу високого тиску здійснювати на установку комплексної підготовки газу, зокрема УКПГ-2 ЮНГКР до тиску першої ступені сепарації. Згодом по існуючій окремій лінії на УКПГ ЮНГКР до тиску першої ступені сепарації, при цьому газ та рідина зі шлейфа буде поступати на технологічні установки. Подальше спорожнення необхідно здійснювати:

- на облаштовану лінію для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-2 ЮНГКР через сепаратор, який знаходиться в об'язці даної установки, на факельну лінію;

- за необхідності на амбар свердловини;

- за необхідності на амбар установки комплексної підготовки газу УКПГ-2 ЮНГКР;

для зниження тиску до атмосферного, що дозволить частково видалити рідину та сприятиме розкладанню гідратів у внутрішній порожнині шлейфу.

Слід зауважити, що використання першого з трьох запропонованих заходів дозволяє збирати рідину під час продування свердловини та шлейфу.

В зв'язку з тим, що на головних спорудах Юліївського ЦВНГК поруч з УКПГ-2 та УКПГ-1 побудована і працює дотискувача компресорна станція, буде раціонально утилізувати газ, який виходить з сепаратора і поступає на факельну лінію, за рахунок встановлення газового ежектора. Даний захід необхідно здійснити наступним чином: після виходу з сепаратора газ буде поступати на вхід газового ежектора. В якості високонапірного газу слід подавати газ із ДКС після його дотиснення, а суміш газів подавати на першу ступінь сепарації УКПГ-2 ЮНГКР.

2 Для забезпечення повного очищення шлейфу необхідно провести його продування високонапірним газом від залишків рідини і можливих гідратів, що розклалися. Це можна виконати декількома шляхами:

- шляхом подавання очищеного газу з установки комплексної підготовки газу УКПГ-2 ЮНГКР на амбар свердловини для очищення внутрішньої порожнини від рідини та гідратів;

- шляхом пуску свердловини в роботу. Газ з устя свердловини поступає в шлейф для забезпечення очищення від забруднень з внутрішньої порожнини при високому робочому тиску на установку комплексної підготовки газу УКПГ-2 ЮНГКР, при низьких робочих тисках на облаштовану лінію для продування газокон-

денсатних свердловин через сепаратор, який знаходиться в об'язці даної установки, на факельну лінію. В окремих випадках, за необхідності на амбар УКПГ-2 ЮНГКР. При використанні даного заходу створюють швидкісний потік в шлейфі за рахунок зростання тиску на усті вище від робочого, оскільки свердловину закрили перед спорожненням шлейфу, а згодом пустили. Даний захід доцільно застосовувати на газових та газоконденсатних свердловинах.

- на свердловинах, які працюють з низькими робочими тисками та високим конденсатним фактором, за наявності свердловини з високонапірним газом, ефективним буде підключення шлейфа однієї свердловини до іншої, шляхом встановлення між ними перемички, згідно з рисунком 3.

Висновки

1 Перед застосуванням способів очищення внутрішньої порожнини шлейфів газових та газоконденсатних свердловин необхідно здійснювати комплексний підхід. По-перше, встановити наявні причини, що приводять до ускладнень в роботі свердловин, зокрема накопичення рідини та відкладання гідратів. По-друге, застосовувати заходи щодо попередження вищевказаних ускладнень. По-третє, застосовувати оптимальний спосіб очищення, який би був не дорогим, ефективним та характеризувався з незначною тривалістю процесу.

2 Проведено оціночний розрахунок для визначення втрат газу при використанні одного із способів очищення шлейфів шляхом продування шлейфу свердловини. З наведених розрахунків видно, що втрати газу при спорожненні шлейфу свердловини від газу високого тиску шляхом випускання частини газу на амбар свердловини становлять 1,4 тис.м³. При цьому втрати газу безпосередньо на продування газом протягом 10 хвилин становлять 1,1 тис.м³. Сумарні втрати газу при продуванні шлейфу свердловини від забруднень складатимуть 2,5 тис.м³.

3 З метою зменшення втрат газу при продуванні шлейфів запропоновано наступні заходи. Спорожнення шлейфів газоконденсатних свердловин від газу високого тиску здійснювати на установки підготовки газу до тиску першої ступені сепарації, а в подальшому – на обласшовану лінію для продування газоконденсатних свердловин через сепаратор, що знаходиться в об'язці УПГ, на факельну лінію для зниження тиску до атмосферного, що дозволить частково видалити рідину та сприятиме розкладанню гідратів у внутрішній порожнині шлейфу. Після цього провести продування шлейфу шляхом пуску свердловини в роботу. Газ з устя свердловини поступає в шлейф для його очищення від забруднень при високому робочому тиску на установку підготовки газу, а при низьких робочих тисках – на обласшовану лінію для продування газоконденсатних свердловин через сепаратор, що знаходиться в об'язці УПГ на факельну лінію. Очищення внутрішньої порожнини шлейфу проходить шляхом створення

швидкісного потоку в шлейфі за рахунок зростання тиску на усті вище від робочого в зв'язку з тим, що свердловину закрили перед спорожненням шлейфу, а згодом пустили в роботу.

4 Запропонований комплекс заходів з очищення шлейфів газоконденсатних свердловин застосовано на практиці, що дозволило отримати позитивний результат, тобто зменшити втрати газу при спорожненні шлейфу від газу високого тиску та продуванні високонапірним газом у 2 – 3 рази.

5 В подальшому доцільно провести експериментальні дослідження для визначення ефективності від застосування різних способів по очищенні шлейфів свердловин. За результатами проведених досліджень слід розробити нові альтернативні способи очищення шлейфів газових та газоконденсатних свердловин.

Література

1 Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 448 с.

2 Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов [Текст] / Р.М. Конрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с. – ISBN 5-247-02154-1.

3 Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 309 с.

4 Патент Російської Федерації №2017941, МПК E21B43/00. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Минигулов Р.М., Шадрин В.И. Подання заявки 19.11.1990; Опубл. 15.08.1994, патентовласник Минигулов Рафаил Минигулович.

5 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи нафтових і газових свердловин на Юліївському НГКР: Доповідь на VI конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування", смт. Чорноморськ. – 2009 р.

6 Воловецький В.Б. Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – Вип. 1 (34). – С. 160–164.

7 Патент України №32695, МПК E21B 43/00. Способ видалення і збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів під час їх продувки / Воловецький В.Б., Світлицький В.М., Сенишин Я.М., Коцаба В.І., Щирба О.М., Бондаревська Л.О. Подання заявки 18.01.2008; Опубл. 26.05.2008; Бюл. № 10, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

8 Воловецький В.Б. Шляхи зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.І. Коцаба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – Вип. 2(43). – С. 31-39.

9 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи свердловин Наріжнянського та Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.В. Величко, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 4 (49). – С. 127-136.

10 Воловецький В.Б. Зменшення втрат газу під час спорожнення та продування шлейфів газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, Р.В. Шимановський, В.Г. Топоров, В.А. Коляденко, В.І. Коцаба // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. – 2012. – Вип. 10. – С. 273-277.

11 Патент України №24956, МПК E21B 43/00. Спосіб видалення рідини зі шлейфів газоконденсатних свердловин / Фик І.М., Воловецький В.Б., Щирба О.М. Подання заявки 02.02.2007; Опубл. 25.07.2007; Бюл. № 11, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

12 Патент Російської Федерації №2346147, МПК E21B43/00. Спосіб експлуатації скважин и системы сбора газа в компрессорный период разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Истомин В.А., Астафьев Е.Н., Байдин И.И., Максимчук А.Ю. Подання заявки 15.06.2007; Опубл. 10.02.2009, патентовласник Истомин Владимир Александрович, Астафьев Евгений Николаевич.

13 Патент України №68958 А, МПК B08B 9/027. Спосіб очистки внутрішньої порожнини газопроводу/ Капцов І.І., Слесарев В.А., Винник С.М., Братах М.І., Коляденко В.А., Стецюк С.М. Подання заявки 21.11.2003; опубл. 16.08.2004; Бюл. № 8, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

14 Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 575 с. - ISBN 5-247-00142-7.

15 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук; Івано-Франків. нац. техн.ун-т нафти і газу. – Львів. 1996. – 620 с. – ISBN 5-335-01293-5.

16 Воловецький В.Б. Оптимізація втрат газу при продуванні свердловин шляхом використання ПАР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 3 (12). – С. 81–84.

17 Патент України №72082, МПК E21B 43/12. Спосіб видалення рідини зі свердловини /Воловик Л.В., Гнітко А.В., Коцаба В.І., Кривуля С.В., Світлицький В.М., Фесенко Ю.Л., Кутінов С.О., Когуц Д.М., Жмурков В.І. Подання заявки 22.12.2011; опубл. 10.08.2012; Бюл. № 15, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

18 Ковалко М.П. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків, Л.С. Шлапак, О.М. Ковалко; за редакцією М.П. Ковалка. – Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.

19 Воловецький В.Б. Забезпечення надійної експлуатації шлейфів газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3 (20). – С. 98–103.

20 Капцов И. И. Очистка газопроводов с использованием поверхностно-активных веществ [Текст] / И. И. Капцов // Наукотехнічний збірник. – Харків: ХНУГХ. – 2014. – № 112. – С. 107–111.

21 Патент Російської Федерації №2119043, МПК E21B37/04, B08B9/04. Спосіб очистки высоконапорных газосборных коллекторов /

Гриценко А.И., Булейко М.Д., Кабанов Н.И., Харченко Ю.А. Подання заявки 06.06.1996; Опубл. 20.09.1998, патентовласник Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Российскойско-го акционерного общества "Газпром".

22 Кустурова О.В. Моделирование процесів очистки шлейфов свердловин [Текст] / О.В. Кустурова, А.П. Кривов, О.П. Варавіна, С.А. Олешко, Т.О. Кузнєцова // Наукотехнічний збірник. – Харків: ХНУГХ. – 2014. – № 112. – С. 101–106.

23 Патент України № 94194, МПК B08B 9/02. Спосіб очистки внутрішньої порожнини трубопроводу / Братах М.І., Кустурова О.В., Фесенко Ю.Л., Кривуля С.В., Світлицький В.М., Вахрив А.П. Подання заявки 24.12.2013; опубл. 10.11.2014; Бюл. № 21, патентовласник ПАТ "Укргазвидобування".

24 Патент України №78315, МПК B08B 9/04, C09K 8/52. В'язкопружний очисний порошок / Кондрат Р.М., Угриновський А.В., Петришак В.С., Огерук І.М. Подання заявки 11.10.2012; опубл. 11.03.2013; Бюл. № 5, патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу .

25 Дячук В.В. Очистка газопроводов с помощью пен / В. В. Дячук, В. К. Тихомиров, В.Н. Гончаров, И.И. Капцов. – Одесса: Папирус, 2002. – 210 с. – ISBN 5-8324-0068-2.

26 Розгонюк В.В. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник / В.В. Розгонюк, Л.А. Хачікян, М.А. Григіль, О.С. Удалов, В.П. Нікішин. – К.: Росток, 1998.

27 Катц Д. Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа / Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши, Ф.Х. Поетманн, Дж. А. Вери, Дж. Р. Еленбаас, Ч.Ф. Уайнаут; пер. с англ. – М.: Недра, 1965. – 675 с.

28 Альтшуль А.Д. Гидравлика и аэродинамика (Основы механики жидкости) / А.Д. Альтшуль, П.Г. Киселев. – М.: Стройиздат, 1965. – 273 с.

29 Альтшуль А.Д. Гидравлика и аэродинамика (Основы механики жидкости): учебное пособие для вузов, изд. 2-е, перераб. и доп. / А.Д. Альтшуль, П.Г. Киселев. – М.: Стройиздат, 1975. – 323 с.

30 Гончарук М.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України [Текст] / М.І. Гончарук, М.Д. Середюк, В.І. Шелудченко. – Івано-Франківськ: Сімік, 2006. – 1313 с. – ISBN 966-8067-44-4.

31 Дячук В.В. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навчальний посібник / Дячук В.В., Бікман Є.С., Кисельова С.О.; за заг. ред. докт. техн. наук, професора Редько О.Ф. – Харків: БУРУН і К, 2009. – 304 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
06.10.15

Рекомендована до друку
професором **Кондратом О.Р.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Мельником А.П.**
(УкрНДІгаз, м. Київ)