

АНАЛІЗ МЕТОДИК ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПІД ЧАС ПРОДУВАНЬ ШЛЕЙФІВ І СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ВИДАЛЕННЯ РІДИННИХ НАКОПИЧЕНЬ

¹В. П. Голубенко*, ²С. М. Стецюк, ¹О. О. Філіпчук

¹АТ «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (095) 4355021;
e-mail: viacheslav.golubenko@ugv.com.ua

²УкрНДІгаз; 61125, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел. (057) 7304585;
e-mail: stetsyuk.sergey@ugv.com.ua

Розглянуто процес продування внутрішньої порожнини шлейфів і свердловин газових та газоконденсатних родовищ від накопчених рідинних забруднень як один із методів стабілізації режиму їх експлуатації, який не потребує додаткових капіталовкладень. Продування системи «свердловина – газозбірний шлейф» через факельний трубопровід на амбар, з метою видалення рідинних накопичень, які призводять до надлишкових втрат тиску та негативно впливають на видобувний потенціал родовищ, супроводжується незворотними втратами газу, на обсяги яких до того ж згідно із законодавством України розповсюджуються рентні платежі. При цьому газ, який витрачається за час продувань в атмосферу, відноситься до категорії парникових і має негативний вплив на довкілля. Для оцінювання достовірності результатів, які отримують аналітичним методом, у дослідженні проаналізовано методики газових підприємств із визначення втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин газових і газоконденсатних родовищ в атмосферу. Визначено основні рівняння, на яких базуються розрахункові формули розглянутих методик, виконано аналіз їх складових параметрів. Розглянуто та порівняно результати розрахунків із визначення втрат газу за час продувань за існуючими методиками з фактичними замірами лічильником газу. Встановлено, що є суттєві розбіжності у результатах. Так, похибка для методик, які базуються на параметрі критичної швидкості витікання, складає від 250,6 % до 1065,2 %, а для методик, які залежать від робочого дебіту і поправочного коефіцієнту на дебіт, становить від -48,5 % до 99,3 %. Визначено причини значної похибки розрахунку за розглянутими методиками. Описані та визначені в програмному забезпеченні PipeSim параметри експлуатації шлейфів та свердловин, за яких відбувається утворення потоку газу зі значним вмістом рідини під час їх продувань.

Ключові слова: газове родовище; потік; рідина; критична швидкість; факельний трубопровід; витрата.

The process of blowdown the internal cavity of gathering pipelines and wells of gas and gas condensate fields from accumulated liquid was considered as one of the methods of stabilizing their operation mode, which does not require additional capital investments. The "well - gas collection pipeline" system blowdown through the flare pipeline to the blowdown pit in order to remove the accumulated liquid, which creates excess pressure losses and negatively affects the production potential of the fields, is accompanied by irreversible gas losses, on the volumes of which, moreover, according to the legislation of Ukraine, rent payments are distributed. At the same time, the gas that is consumed during blowdown into the atmosphere belongs to the category of greenhouse gases and has a negative impact on the environment. To assess the reliability of the results obtained by the analytical method, the research analyzed the methods of gas enterprises for determining gas losses during blowdowns gathering pipelines and wells of gas and gas condensate fields into the atmosphere. In the study have been determined and analyzed the major parameters of the main equations on which the calculation formulas of the considered methods are based. The results of calculations for the determination of gas losses during blowdowns according to existing methods were considered and compared with actual measurements by a gas meter. It was established that there are significant discrepancies in the results. Thus, the error for methods based on the parameter of the critical flow rate is from 250,6 % to 1065,2 %, for methods that depend on the working flow rate and the correction factor for the flow rate, it is from -48,5 % to 99,3 %. The reasons for the significant calculation error by the considered methods are determined. It was described and defined in the PipeSim software the operating parameters of the gathering pipelines and wells, which result in the formation of a gas flow with a significant liquid content during their blowdowns.

Key words: gas field; flow; liquid; critical speed; flare pipeline; flow rate.

Вступ

Станом на 2023 рік в Україні розробляється понад 140 газових та газоконденсатних родовищ. Найбільші з них відкрили ще в 70-ті роки, й вони вже знаходяться на межі виснаження. Так, більше 70 % всіх родовищ України перебувають на завершальній стадії розробки (період спадного видобутку). Тому більшість експлуатаційних свердловин родовищ характеризуються параметрами експлуатації, які сприяють накопиченню рідини в їх стовбурі та газозбірних шлейфах [1-3]. При цьому накопичення рідини ускладнює технологічний процес видобутку газу і знижує продуктивність свердловин [4-5]. Із метою видалення рідини та забезпечення стабільного режиму експлуатації на деяких свердловинах облаштовують обладнання з механізованого методу видобутку (капілярні системи, velocity stream, газліфт, плунжерні насоси та інше), а на їх газозбірних шлейфах – дренажне обладнання та камери для запуску очисних пристроїв (шкребки, розділювачі, поршні). Реалізація зазначених заходів потребує значних капітальних вкладень та повинна мати економічне обґрунтування доцільності впровадження. Оскільки даного типу свердловин дуже багато, на даний час більша частина з них не має економічної доцільності для впровадження заходів з видалення рідини без додаткових капіталовкладень. Єдиним шляхом забезпечення їх стабільної експлуатації залишається процес продування в атмосферу через амбар. За рахунок створення миттєвого перепаду тиску та зниження його робочого значення, продування дозволяє забезпечити умови винесення рідини та після її закінчення тимчасово нівелювати вплив рідини на видобуток до наступного циклу її накопичення, що вимагає періодичного проведення даного заходу. Проте слід зазначити, що продування в атмосферу супроводжується втратами газу за весь період її проведення.

У зв'язку з тим, що більшість свердловин не облаштовані лічильниками для вимірювання фактичних значень втрат газу при продуванні, з метою оцінки їх величини фахівці нафтогазових підприємств користуються різними розрахунковими формулами.

Продування забезпечують стабільний режим експлуатації свердловин, але при цьому призводять до викидів у атмосферу, що має негативний вплив на екосистему нашої планети. Рентні платежі розповсюджуються не тільки на товарний, а й на валовий видобуток газу, до складу якого входить у тому числі і втрати газу на продування свердловин та газозбірних

шлейфів. Тому визначення достовірних обсягів втрат газу обумовлює особливу актуальність даного питання.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень, публікацій та методик

Із метою оцінки обсягу газу, який надходить в атмосферу за час продування шлейфів та свердловин, фахівці нафтогазових підприємств користуються різними розрахунковими формулами (табл. 1), які можна знайти в декількох різних чинних методиках.

Таблиця 1 – Розрахункові формули з визначення втрат газу за час продувань

№ з/п	Розрахункова формула з визначення втрат газу за час продувань	
1	$Q = \frac{2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{86,4 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$	[6]
2	$Q = \frac{83,3 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{\sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$	[7]
3	$Q = 2960 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot P \cdot t$	[8]
4	$Q = \frac{10,2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{432 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$	[9]
5	$Q = \mu \omega_0 \sqrt{R_y} \cdot \frac{P \cdot T_0}{P_0} \sqrt{\frac{1}{T \cdot M_m} \cdot k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} t}$	[10]
6	$Q = 1,2 \cdot q \cdot t$	[11]
7	$Q = \frac{1,5}{1440} \cdot q \cdot t$	[6]

Примітки:

Q – обсяги втрат газу для (1, 3-6) в m^3 , для (2, 7) в *тис. m^3* ; d – діаметр поперечного перерізу отвору, через який здійснюють продування для (1, 2, 4) в *мм*, для (3) в *м*; P – абсолютний тиск газу для (1-5) в *МПа*; Δ - відносна густина газу за повітрям; T – температура газу, K ; z – коефіцієнт стисливості газу при P і T ; ω_0 – площа поперечного перерізу отвору, m^2 ; μ – коефіцієнт витрати; k – показник адіабати; R_y – універсальна мольна газова постійна, *Дж/(кмоль/К)*; M_m – молярна маса газу, *кг/кмоль*; P_0 і T_0 – відповідно тиск та температура газу за стандартних умов, *МПа* та *К*; q – робочий дебіт свердловини для (6) – в $m^3/год$, для (7) – в *тис. $m^3/добу$* ; t – тривалість продування для (1, 3-5) – в *с*, для (2, 6) – в *год.*, для (7) – в *хв.*

У переважній більшості свердловин тиск під час продування на виході з факельної лінії перевищує атмосферний тиск не менше ніж у 2 рази, тому майже усі існуючі методики з визначення втрат газу, розглянуті в даній роботі, базуються на параметрі встановлення критичної швидкості витікання, при якому швидкість потоку газу досягає місцевої швидкості звуку у вихідному перерізі трубопроводу. До таких методик відносяться [6-8] та інші. Також є методики [6, 11] з визначення втрат газу, які залежать лише від робочого дебіту свердловини при поточних параметрах експлуатації. Вони містять у собі коригуючий коефіцієнт, що враховує збільшення дебіту під час продування в атмосферу.

Для визначення кількості втрат газу в методиках [6-8] та інших використовується рівняння витрати газу через поперечний переріз за одиницю часу. Так, в загальному виді формула для визначення масової витрати G (кг/с) має вигляд [12]

$$G = \mu \cdot F \cdot \rho \cdot \omega, \quad (1)$$

де μ – безрозмірний коефіцієнт витрати, який залежить від чисел Рейнольдса, Фруда і Вебера;

$F = \pi d^2/4$ – площа поперечного перерізу отвору, м²;

d – діаметр поперечного перерізу отвору, м;

ρ – густина газу, кг/м³;

ω – швидкість потоку газу м/с.

Коефіцієнт витрат є емпіричним коефіцієнтом, призначення якого – усунути неминучі відмінності дійсних витрат від теоретично розрахованих внаслідок неврахованих при розрахунку явищ, наприклад, сил тертя, непрямолінійності струминних ліній тощо.

Оскільки розглянуті методики [6-8] та інші передбачають умови, за яких швидкість потоку газу у вихідному перерізі набуває критичних значень, для її розрахунку застосуємо відоме рівняння Сен-Венана-Ванцеля для визначення швидкості витікання газу [13-15]

$$\omega = \sqrt{2 \frac{k}{k-1} \frac{P}{\rho} \left[1 - \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}, \quad (2)$$

де P , ρ – відповідно тиск та густина газу в трубі, Па та кг/м³;

P_0 – тиск у середовищі, в яке відбувається витікання газу, Па;

k – показник адіабати (мало залежить від зміни температури і молекулярної маси вуглеводневого газу, тому часто приймають $k=1,25$ [10]).

При заданих значеннях тиску P та густини ρ газу в трубопроводі перед вихідним отвором швидкість витікання при заданій площі поперечного перерізу залежить від тиску середовища, в яке відбувається витікання газу, а саме, від співвідношення P_0/P .

Зі зменшенням P_0/P швидкість витікання зростає до тих пір, поки це відношення тисків не стане рівним критичному [13-15]

$$\frac{P_0}{P} = \left(\frac{P_0}{P} \right)_{кр} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (3)$$

Тому при досягненні умови $P_0/P = (P_0/P)_{кр}$ швидкість потоку газу є критичною, оскільки дорівнює швидкості звуку в даному середовищі. При подальшому зниженні P_0/P швидкість потоку залишається рівною місцевій швидкості звуку. Для визначення критичної швидкості $w_{кр}$ (м/с), застосувавши залежність (3) та після послідовних перетворень, отримуємо рівняння (2) в такому вигляді

$$\omega_{кр} = \sqrt{\frac{2 \cdot k}{k+1} \frac{P}{\rho}}. \quad (4)$$

При витіканні газу в навколишнє середовище під тиском різко змінюється його об'єм. Тому необхідно враховувати таку властивість газу, як стисливість. Замінивши в рівнянні (4) відношення P/ρ за рівнянням стану реального газу на zRT , отримуємо

$$\omega_{кр} = \sqrt{\frac{2 \cdot k}{k+1} zRT}, \quad (5)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу;

R – газова постійна, Дж/(кг·К);

T – температура потоку газу, К.

Враховуючи, що показник адіабати для природного газу часто приймають рівним 1,25, значення підкореневого виразу $\sqrt{2k/(k+1)}$ наближається до одиниці. Звідси отримуємо спрощене для розрахунків рівняння

$$\omega_{кр} = \sqrt{zRT}. \quad (6)$$

Газова постійна R визначається як робота розширення 1 кг газу при його нагріванні на 1 К за сталого тиску. Роботу розширення 1 моля газу називають універсальною мольною газовою постійною R_y . Значення останньої не залежить від природи газу і дорівнює 8314,3 Дж/(кмоль·К) [16].

Очевидно, що

$$R = \frac{R_y}{M_r}, \quad (7)$$

де M_r – молярна маса газу, кг/кмоль.

Використавши відому залежність $M_r = \Delta M_n$, вираз (7) набуде вигляду

$$R = \frac{R_y}{\Delta M_{II}} = \frac{R_{II}}{\Delta}, \quad (8)$$

де M_{II} – молярна маса повітря, 28,96 кг/кмоль;
 Δ – відносна густина газу за повітрям за стандартних умов;
 R_{II} – газова постійна повітря, 287,1 Дж/(кг·К).

Підставивши (6) та (8) в (1), отримаємо

$$G = \mu \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \rho \cdot \sqrt{zT \frac{R_{II}}{\Delta}}. \quad (9)$$

На практиці користуються густиною газу за стандартних (0,1013 МПа, 293,15 К) умов, згідно з якими коефіцієнт стисливості газу рівний одиниці. За рівнянням реального газу, відома залежність густин газу за робочих та стандартних умов має вигляд [17]

$$\rho = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0Tz}, \quad (10)$$

де ρ , P , T , z та ρ_0 , P_0 , T_0 – відповідно параметри газу за робочих та стандартних умов.

Звідси, після ряду перетворень та розділивши обидві частини рівняння (9) на ρ_0 , отримуємо формулу з визначення при критичному витіканні об'ємної витрати газу V (m^3/c), приведеній до стандартних умов

$$V = \frac{\mu \pi T_0 \sqrt{R_{II}}}{4P_0} \cdot \frac{d^2 P}{\sqrt{\Delta T z}}. \quad (11)$$

Оскільки розрахункові формули методик [6-8] та інших мають спільну з рівнянням (11) будову та параметри для визначення об'ємної витрати газу, це дає можливість стверджувати про їх подібність. Відмінність остаточного вигляду формул полягає у використанні різних одиниць вимірювання параметрів, а також у тому, що вони містять додаткові постійні емпіричні коефіцієнти, які можуть містити деякі постійні значення $\pi/4$, μ , R_{II} , P_0 , T_0 та усереднені (в межах фактичних змін на виробництві) параметри Δ , T , z .

Щоб встановити походження формули методики [10], розглянемо ще одне відоме рівняння Сен-Венана-Ванцеля для визначення критичної масової витрати G (кг/с) [13-15]

$$G = \mu \cdot F \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} \rho P}. \quad (12)$$

Домноживши праву частину на вираз $\sqrt{\rho/P}$ з подальшим виведення ρ з під кореня, отримуємо

$$G = \mu \cdot F \cdot \rho \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} \frac{P}{\rho}}. \quad (13)$$

Замінивши в рівнянні (12) відношення P/ρ за рівнянням стану реального газу на zRT , а також підставляючи вирази (7) та (10), отримуємо

$$G = \mu \cdot F \cdot \rho_0 \frac{PT_0}{P_0Tz} \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} z \frac{R_y}{M_r} T}. \quad (14)$$

Розділивши обидві частини рівняння (14) на ρ_0 та виконавши ряд перетворень, отримуємо такий вигляд формули з визначення об'ємної витрати газу V (m^3/c), приведеній до стандартних умов

$$G = \mu \cdot F \cdot \frac{\sqrt{R_y}}{\sqrt{z}} \cdot \frac{PT_0}{P_0} \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} \frac{1}{TM_r}}. \quad (15)$$

Формула методики [10] та рівняння (15) є ідентичними з однією відмінністю, яка полягає в наявності в рівнянні (15) параметра z – коефіцієнта стисливості газу. Враховуючи те, що у виробничих умовах під час продування потік газу виходить у навколишнє середовище, зміна коефіцієнту стисливості в межах фактичних значень не суттєво впливає на витрату газу, тому в деяких методиках для спрощення розрахунків даним параметром можуть нехтувати.

На основі встановлення походження та аналізу складових параметрів формул [6-8] та інших можливо побачити, що жодна з методик не містить параметрів, які б враховували залежність витрати газу від вмісту рідини в потоці. Відсутність у розрахункових формулах даного типу параметрів може призвести до значних відхилень результатів, якщо під час продування шлейфів і свердловин формується газорідинний потік.

Мета та завдання досліджень

Мета роботи – оцінювання точності результатів розрахунків за існуючими методиками визначення втрат газу під час продувань в атмосферу через факельний трубопровід шлейфів і свердловин газових і газоконденсатних родовищ для видалення рідинних накопичень.

Для досягнення мети поставлено такі завдання:

- визначити величини похибок результатів розрахунків за існуючими методиками визначення втрат газу під час продувань;
- визначити причини значних відхилень розрахованих за існуючими методиками результатів від фактично вимірних;
- надати рекомендації щодо сфери застосування розглянутих методик і визначити необхідні додаткові дослідження для підвищення достовірності теоретично розрахованих результатів із визначення втрат газу за час продувань в умовах формування газорідинного потоку.

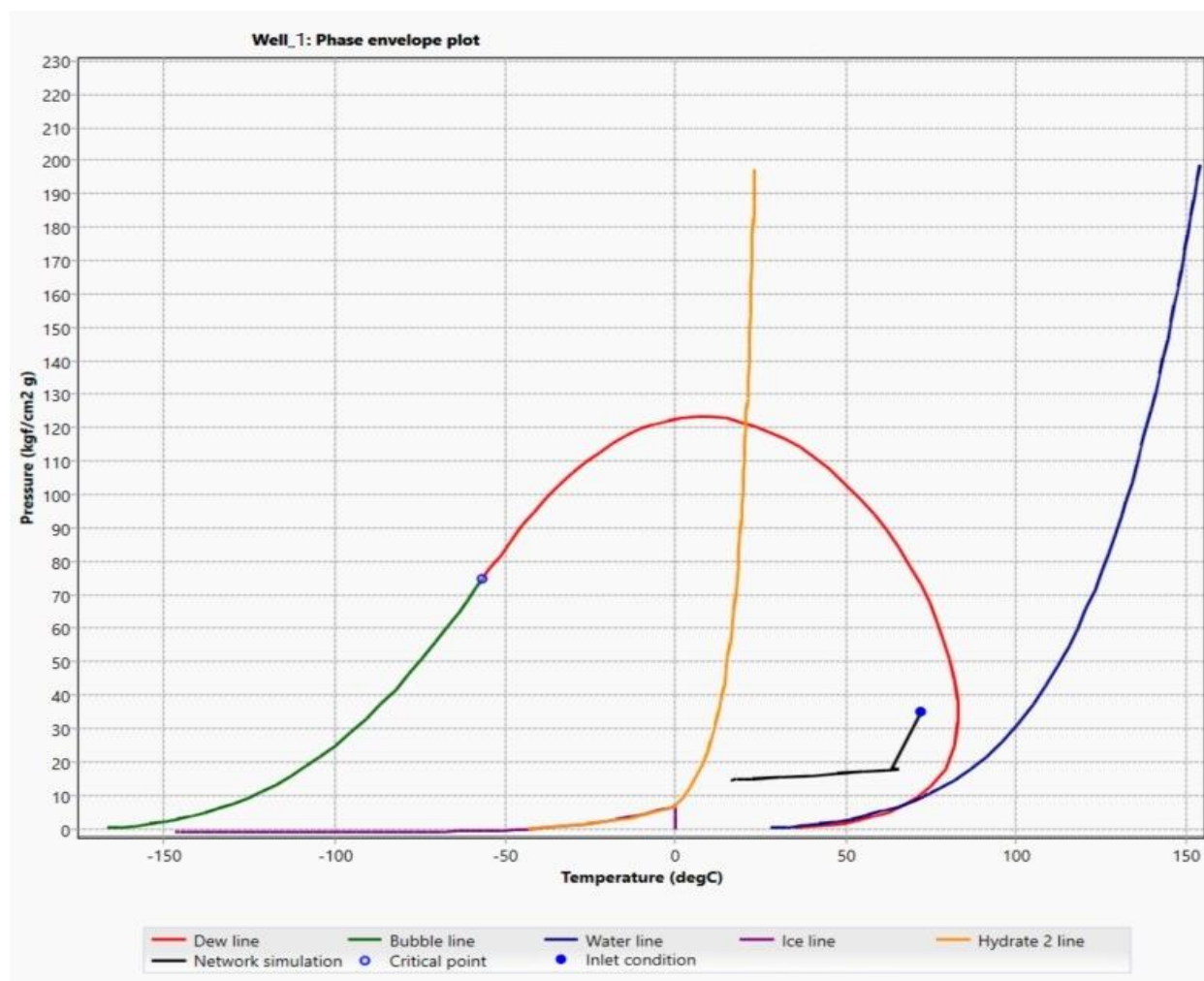


Рисунок 1 – Фазова діаграма з градієнтом розподілу робочих тисків та температур вздовж руху потоку флюїду свердловини № 1 від вибою до пункту збору газу

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Більшість експлуатаційних свердловин родовищ України характеризуються низькими пластовими тисками, високою часткою обводненості продукції, спадним чи низьким видобутком газу, що, в цілому, не дозволяє забезпечити стабільний режим їх експлуатації. Зазначені умови сприяють формуванню вздовж ліфтових труб градієнту розподілу робочих тисків, значення яких нижчі тиску точки роси пластового флюїду, внаслідок чого крапельна рідина починає випадати в стовбурі свердловини. За фактичними даними, на прикладі типової свердловини № 1, в програмному забезпеченні PipeSim змодельовано властивості флюїду вздовж насосно-компресорних труб при робочих умовах експлуатації свердловини (рис. 1). За фазовою діаграмою можна спостерігати, що крива розподілу робочих тисків та температури (чорного кольору) для даного типу свердловин задовольняє умовам випадіння рідини вздовж усього маршруту руху потоку флюїду від вибою до

кінцевого пункту збору газу, оскільки займає положення лівіше кривих конденсації вуглеводнів (червоного кольору) та води (синього кольору). Дана тенденція спостерігається і для інших розглянутих свердловин.

При цьому незначні обсяги дебіту газу свердловин при параметрах експлуатації не дозволяють забезпечити необхідні значення швидкостей потоку в ліфтових трубах та газозбірних колекторах для виносу рідини до пункту збору і підготовки вуглеводневої суміші. Приклад моделювання руху газорідного потоку в програмному забезпеченні PipeSim приведено для типової свердловини № 1 за параметрів експлуатації (табл. 2) та продування (табл. 3). Розрахований параметр LLVR характеризує відношення швидкості газу, яку необхідно забезпечити для повного винесення рідини, до швидкості потоку газу, яка формується при відповідному розподілі тисків та температури вздовж свердловини. Для розглянутого типу свердловин в умовах експлуатації параметр LLVR набуває значень більше 1, що свідчить

Таблиця 2 – Параметри потоку свердловини № 1 в процесі експлуатації

Equipment	Type	Elevation	Pressure	Temperature	G-L Pattern	ST Gas rate	LLVR	LL Gas rate
		m	kgf/cm ² g	degC		1E3 sm ³ /d		1E3 sm ³ /d
1		-2175	34,89996	71,85		14,83143		
2	Cpl_Well_1	Completion	-2175	17,9773	63,40888		14,83143	
3	Production_casing_140	Tubing	-2175	17,9773	63,40888	Slug	14,83143	
4		Tubing	-2175,051	17,9774	63,41163	Slug	14,83143	
5		Tubing	-2175,051	17,9774	63,41163	Slug	14,83143	
6		Tubing	-2185	17,9968	63,94354	Slug	14,83143	
7	Tubing_73	Tubing	-2185	17,99654	63,94336	Slug	14,83143	1,3756...
8		Tubing	-2020,2	17,75641	65,74302	Slug	14,83143	1,3805...
9		Tubing	-1715,4	17,32024	63,60138	Slug	14,83143	1,3504...
10		Tubing	-1410,6	16,89235	57,94108	Slug	14,83143	1,3122...
11		Tubing	-1105,8	16,46876	50,54177	Slug	14,83143	1,2917...
12		Tubing	-801	16,04627	42,40264	Slug	14,83143	1,2844...
13		Tubing	-689,6	15,89178	39,38125	Slug	14,83143	1,2835...
14		Tubing	-384,8	15,46817	30,95666	Slug	14,83143	1,2851...
15		Tubing	-80	15,04293	22,64434	Slug	14,83143	1,2886...
16		Tubing	-8,31642E-13	14,93103	20,50322	Slug	14,83143	1,2895...

Таблиця 3 – Параметри потоку свердловини № 1 при продуванні

Equipment	Type	Elevation	Pressure	Temperature	G-L Pattern	ST Gas rate	LLVR	LL Gas rate
		m	kgf/cm ² g	degC		1E3 sm ³ /d		1E3 sm ³ /d
1		-2175	34,89996	71,85		20,4155		
2	Cpl_Well_1	Completion	-2175	2,332941	42,94222		20,4155	
3	Production_...	Tubing	-2175	2,332941	42,94222	Transition	20,4155	
4		Tubing	-2175,051	2,332952	42,94661	Transition	20,4155	
5		Tubing	-2175,051	2,332952	42,94661	Transition	20,4155	
6		Tubing	-2185	2,335193	43,798	Transition	20,4155	
7	Tubing_73	Tubing	-2185	2,332446	43,78698	Annular Mist	20,4155	0,42955007...
8		Tubing	-2020,2	2,286374	48,95243	Annular Mist	20,4155	0,45045441...
9		Tubing	-1715,4	2,206974	54,64062	Gas	20,4155	
10		Tubing	-1410,6	2,131536	54,25026	Gas	20,4155	
11		Tubing	-1105,8	2,05712	50,72304	Annular Mist	20,4155	0,43179844...
12		Tubing	-801	1,97955	45,6489	Annular Mist	20,4155	0,41663148...
13		Tubing	-689,6	1,951336	43,85481	Annular Mist	20,4155	0,40379949...
14		Tubing	-384,8	1,874957	37,9476	Annular Mist	20,4155	0,39044258...
15		Tubing	-80	1,799362	30,46622	Annular Mist	20,4155	0,38393139...
16		Tubing	-8,31642E-13	1,77958	28,29974	Annular Mist	20,4155	0,38371408...

про недостатню величину їх робочого дебіту для того, щоб забезпечити необхідну швидкість потоку для виносу рідини. Внаслідок цього конденсована рідина постійно осідає та накопичується на вибої свердловин. Інша тенденція спостерігається при продуванні свердловин. Так, при продуванні параметр LLVR набуває значень менше 1. Різке зниження робочих тисків сприяє формуванню швидкостей потоку газу, достатніх для виносу рідини.

Моделювання потоку газозбірним шлейфом для даного типу свердловин у програмно-забезпеченні PipeSim також розглянуто на прикладі свердловини № 1 при параметрах експлуатації (табл. 4) та продувці (табл. 5). Отримані результати підтверджують, що значення розподілу швидкості потоку газу (1,85÷1,89 м/с)

вздовж шлейфу, які формуються при параметрах експлуатації, недостатні для виносу рідини та сприяють їх накопиченню в понижених ділянках газопроводів. При продуванні свердловин, внаслідок зниження робочих тисків та збільшення дебіту, значення розподілу швидкості потоку газу зростає (7,21÷16,02 м/с) та сприяє виносу рідини з внутрішньої порожнини газопроводу.

Представлені матеріали підтверджують, що при продуванні на амбар свердловин виснажених родовищ та їх шлейфів формується потік зі значним вмістом рідини. При цьому рідина за час продування виносить як у вигляді суцільних струменів, так і у вигляді крапель.

Таблиця 4 – Параметри потоку свердловини № 1 газозбірним шлейфом при експлуатації

Equipment	Type	Total distance	Pressure	Temperature	Gas vel.	ST Gas rate	
		m	kgf/cm ² g	degC	m/s	1E3 sm ³ /d	
1		Tubing	2195	14,95616	20,49523	3,523241	14,8127
2	FL_Well_1	Flowline	2195	14,95597	20,49513	1,849756	14,8127
3		Flowline	2286,462	14,85711	19,31497	1,852965	14,8127
4		Flowline	2377,902	14,77114	18,396	1,873541	14,8127
5		Flowline	2469,342	14,68499	17,69035	1,878935	14,8127
6		Flowline	2560,782	14,59858	17,14647	1,885663	14,8127
7		Flowline	2589,381	14,56253	17,00871	1,865375	14,8127
8		Flowline	2641,776	14,51278	16,77759	1,893719	14,8127

Таблиця 5 – Параметри потоку свердловини № 1 газозбірним шлейфом при продуванні

Equipment	Type	Total distance	Pressure	Temperature	Gas vel.	ST Gas rate	
		m	kgf/cm ² g	degC	m/s	1E3 sm ³ /d	
1		Tubing	2195	4,732578	24,7728	13,7322	19,85431
2	FL_Well_1	Flowline	2195	4,731568	24,77153	7,21135	19,85431
3		Flowline	2286,462	4,221752	22,8121	7,861992	19,85431
4		Flowline	2377,902	3,67288	21,10313	8,742641	19,85431
5		Flowline	2469,342	3,053475	19,49682	10,02361	19,85431
6		Flowline	2560,782	2,324291	17,76214	12,14589	19,85431
7		Flowline	2589,381	2,051966	17,14228	13,18475	19,85431
8		Flowline	2641,776	1,500003	15,83363	16,02119	19,85431

Таблиця 6 – Значення фактичних параметрів за час продувань, зафіксованих у ході проведення польових досліджень

№ свердловини	Середній тиск газу за час продувань $P_{сер.}$, МПа (абс.)	Середня температура газу за час продувань $T_{сер.}$, К	Діаметр прохідного отвору засувки D , мм	Тривалість продувань t , с	Об'єм газу на продування, вимірний лічильником $Q_{ф.}$, ст. м ³
№ 1	0,276	285,8	65	3780	1065
№ 2	0,270	287,4	65	3180	979
№ 3	0,228	285,7	65	3660	894
№ 4	0,370	287,8	65	3900	1461
№ 5	0,261	285,8	65	4200	1641

Для оцінки достовірності результатів методик були проведенні польові дослідження процесу продування п'яти свердловин з фіксуванням ключових параметрів: тиску, температури, тривалості та обсягів втрат газу (табл. 6). Параметри визначали витратоміром РГ-ОНТ ВЛ-02-65-160-12 МПа. Лічильник призначений для вимірювання витрати і об'єму газової фази продукту газових або газоконденсатних свердловин за робочих та зведених до стандартних умов. Відносна похибка приладу вимірювання витрати і об'єму газу складала $\pm 1,5\%$.

На підставі фактичних замірів для розглянутих свердловин визначено режим витікання газу через вихідний отвір в атмосферу шляхом

порівняння значень швидкості звуку в газовому середовищі та значень швидкості газу, розрахованих за формулою Сен-Венана-Ванцеля (табл. 7). Згідно з результатами швидкість витікання газу перевищує швидкість звуку, що дає можливість стверджувати про критичний режим витікання, параметри якого, в свою чергу, формуватимуть найбільшу витрату газу під час продування свердловин. Враховуючи те, що відношення тисків на виході з факельної лінії до атмосферного набувають значень не менше 2, то критичний режим витікання газу справедливий і для продування шлейфів свердловин.

Підтвердження критичного режиму витікання газу в атмосферу через поперечний пере-

Таблиця 7 – Визначення режиму витікання газу за даними польових досліджень

№ свердловини	Швидкість звуку в газовому середовищі $W_{звук}$, м/с	Швидкість витікання газу $W_{газу}$, м/с	Тип режиму витікання газу
№ 1	399,8	470,3	Критичний
№ 2	395,7	462,0	Критичний
№ 3	418,5	444,5	Критичний
№ 4	393,6	520,1	Критичний
№ 5	408,7	467,0	Критичний

Таблиця 8 – Розрахункові значення втрат газу за час продування свердловин, визначенні за даними польових досліджень

Розрахункова формула методики з визначення втрат газу за час продувань		№ свердловини				
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Фактичні обсяги, заміряні лічильником	Об'єм газу, ст. м ³	1065	979	894	1461	1641
$Q = \frac{2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{86,4 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [6]	Об'єм газу, ст. м ³	7492	6079	6233	10182	8022
	Відн. похибка, %	603,5	521,0	597,2	596,9	388,8
$Q = \frac{833 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{\sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [7]	Об'єм газу, ст. м ³	7489	6077	6231	10178	8019
	Відн. похибка, %	603,2	520,7	596,9	596,6	388,7
$Q = 2960 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot P \cdot t$ [8]	Об'єм газу, ст. м ³	10247	8433	8196	14173	10767
	Відн. похибка, %	862,2	761,4	816,8	870,1	556,7
$Q = \frac{10,2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{432 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [9]	Об'єм газу, ст. м ³	7642	6201	6358	10385	8182
	Відн. похибка, %	617,6	533,4	611,2	610,8	398,6
$Q = \mu \omega_0 \sqrt{R_y} \frac{P \cdot T_0}{P_0} \sqrt{\frac{1}{T \cdot M_M} \cdot k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} t}$ [10]	Об'єм газу, ст. м ³	5363	4347	4481	7267	5754
	Відн. похибка, %	403,6	344,0	401,3	397,4	250,6
$Q = 1,2 \cdot q \cdot t$ [11]	Об'єм газу, ст. м ³	777	1007	1001	2329	846
	Відн. похибка, %	-27,0	2,9	12,0	59,4	-48,5
$Q = \frac{1,5}{1440} \cdot q \cdot t$ [6]	Об'єм газу, ст. м ³	971	1259	1252	2911	1057
	Відн. похибка, %	-8,8	28,6	40,0	99,3	-35,6

різ для представлених свердловин задовольняє умовам розглянутих методик, а тому вони можуть бути використанні для розрахунку обсягів втрат газу за час продування. Так, за даними польових досліджень оцінено розрахункові значення втрат газу за розглянутими методиками (табл. 8).

За результатами співставлення фактичних та розрахункових значень обсягів втрат газу за

час продування, встановлено, що розрахункові формули методик, які базуються на визначенні критичної швидкості, значно завищують результати. При цьому відносна похибка розрахунків складає від 250,6 % до 870,1 % [6-8], тобто отримані результати перевищують фактичні від 2,5 разів до майже в 9 разів. Краща тенденція спостерігається у методиках, які базуються на робочому дебіті та коригуючому

коефіцієнті, застосування яких дозволило отримати результат, відносна похибка яких складає від -48,5 % до 99,3 % [6, 11].

Найкращу збіжність фактичних та розрахункових значень втрат газу отримано за методикою, яка враховує збільшення робочого дебіту свердловини при продуванні в атмосферу на 20%. Похибка даної методики складає від -48,5% до 59,4% [11], що також значно відрізняється від фактичних обсягів втрат газу.

Коливання значень відносної похибки від «-» до «+» за методиками [6, 11] пов'язані з тим, що для розглянутих свердловин властива різна продуктивна характеристика пласта, яка визначає ступінь збільшення дебіту внаслідок зниження робочого тиску. Тому фактичне значення збільшення дебіту свердловин від робочого, внаслідок зменшення тиску під час продування, для одних свердловин більше, а для інших менше, ніж те, що враховує коригуючі коефіцієнти методик [6, 11].

Відсутність у всіх розглянутих методиках з визначення втрат газу за час продування будь-якого параметра, який враховує вміст рідини в потоці, дає змогу стверджувати, що область їх застосування обмежується та розповсюджується лише для умов потоку сухого газу. Тому застосування даних методик для визначення втрат газу в умовах формування газорідинної суміші призводить до отримання некоректних результатів, значення яких суттєво відрізняються від фактичних.

Висновки

Сфера застосування існуючих методик із визначення втрат газу за час продування розповсюджується лише для умов потоку сухого газу, оскільки ніяким чином не враховують вміст рідини в потоці газу. Застосування даних методик при продуванні свердловин виснажених родовищ та їх шлейфів не дозволяють отримати коректні результати через те, що для даного типу свердловин характерний газорідинний потік зі значним вмістом рідини, який утворюється внаслідок досягнення умов необхідних для винесення накопиченої рідини в стовбурі свердловин та у внутрішній порожнині шлейфів. Для розглянутої вибірки свердловин похибка розрахунків сягає до 870,1 %, що значно перевищує фактичні обсяги втрат газу, виміряні лічильником.

Враховуючи викладений матеріал, існуючі методики потребують додаткових досліджень направлених на визначення та врахування закономірностей впливу рідкої фази на обсяги втрат газу під час витікання газорідинної сумі-

ші в атмосферу через вихідний переріз трубопроводу при продуванні свердловин та їх шлейфів. У разі досягнення позитивного результату одержані закономірності з впливу рідини на втрати газу дозволить суттєво зменшити похибку розрахунків та наблизити розрахункові результати до фактичних.

Література

1. Volovetskyi V., Uhrynovskyi A., Doroshenko Ya., Shchyrba O., Stakhmych Yu. Developing a set of measures to provide maximum hydraulic efficiency of gas gathering pipelines. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2020. Vol. 101. Iss. 1. P. 27-41. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0014.4088>
2. Doroshenko Ya., Rybitskyi I. Investigation of the influence of the gas pipeline tee geometry on hydraulic energy loss of gas pipeline systems. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2020. Vol. 1. No 8 (103). P. 28-34. <http://doi.org/10.15587/1729-4061.2020.192828>
3. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації з газоконденсатних свердловин. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2013. № 2 (35). С. 111-121.
4. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів та вибір способів її підвищення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 3 (48). С. 147-156.
5. Дорошенко Я. В., Карпаш О. М., Гожаєв Б. Н. Дослідження складу трубопровідних газорідинних потоків та впливу наявних у них шкідливих домішок на режими перекачування, енерговитрати на транспортування. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 4 (73). С. 35-45. [http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4\(73\)-35-45](http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4(73)-35-45)
6. Методика визначення питомих показників викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для основних виробництв та технологічних процесів ДК «Укргазвидобування», 2000. 20 с.
7. СОУ 35.2-30019775-054:2012. Нормування виробничо-технологічних витрат і нормативних втрат природного газу, тепла та електроенергії. Методичні положення. [Чинний від 2012-12-11]. Харків, 2012. 12 с.
8. Витязь О.Ю., Воловецький В.Б. Втрати газу при продувці викидних ліній газових свердловин. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2005. № 1(10). С. 69-71.

9. СОУ 60.3-30019801-100:2012. Газ природний горючий. Визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу ДК "Укртрансгаз". [Чинний від 2012-04-02]. Київ, 2012. 9 с.

10. Бойко В.С., Кондрат Р. М., Яремійчук Р. С. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. Львів: Отців Василян "Місіонер", 1996. 620 с.

11. Методика. Визначення виробничо-технологічних витрат природного газу на його видобування, транспортування магістральними газопроводами та експлуатування підземних сховищ газу. Частина II. Технологічний газ. [Чинний від 2011-03-02]. Київ, 2011. 7 с.

12. Константинов Ю. М., Гіжа О. О. Технічна механіка рідини і газу: підручник. Київ: Вища школа, 2002. 277 с.

13. Трубопровідний транспорт газу / М.П.Ковалко та ін. Київ: Арена ЕКО, 2002. 600 с.

14. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Дрінь Н.Я., Дем'янчук Я.М. Вплив фільтраційного опору ґрунту на інтенсивність аварійних витоків із газопроводу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2 (55). С. 68-73.

15. Макаренко Р. О., Коваль О. Д., Хлестун О. І. Гідрогазомеханіка : навч. посіб. Київ: НАУ, 2016. 220 с.

16. Сусак О. М., Касперович В. К., Андрішшин М. П. Трубопровідний транспорт газу: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 345 с.

17. Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л. Н. Ширін та ін. Дніпро: НТУ "ДП", 2019. 203 с.

References

1. Volovetskyi V., Uhrynovskyi A., Doroshenko Ya., Shchyrba O., Stakhmych Yu. Developing a set of measures to provide maximum hydraulic efficiency of gas gathering pipelines. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2020. Vol. 101. Iss. 1. P. 27-41. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0014.4088>

2. Doroshenko Ya., Rybitskyi I. Investigation of the influence of the gas pipeline tee geometry on hydraulic energy loss of gas pipeline systems. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2020. Vol. 1. No 8 (103). P. 28-34. <http://doi.org/10.15587/1729-4061.2020.192828>

3. Volovetskyi V. B., Shchyrba O. M., Vytiaz O. Yu., Doroshenko Ya. V. Zbilshennia obsiahiv vidboru hazu v umovakh periodychnoi ekspluatatsii z hazokondensatnykh sverdlovyn. *Naukovyi visnyk IFNTUOG*. 2013. No 2 (35). P. 111-121. [in Ukrainian]

4. Volovetskyi V. B., Shchyrba O. M., Vytiaz O. Yu., Doroshenko Ya. V. Analiz prychnyn znyzhennia hidravlichnoi efektyvnosti mizhpromyslovyykh hazoprovodiv ta vybir sposobiv ii pidvyzhchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2013. No 3 (48). P. 147-156. [in Ukrainian]

5. Doroshenko Ya. V., Karpash O. M., Hozhaiev B. N. Doslidzhennia skladu trubovodnykh hazoridnykh potokiv ta vplyvu naiavnykh u nykh shkidlyvykh domishok na rezhymy perekachuvannia, enerhovytraty na transportuvannia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. No 4 (73). P. 35-45. [http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4\(73\)-35-45](http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4(73)-35-45). [in Ukrainian]

6. Metodyka vyznachennia pytomykh pokaznykiv vykydiv zabrudniuiuchykh rehovyn v atmosferne povitria dlia osnovnykh vyrobnytstv ta tekhnolohichnykh protsesiv DK «Ukrha-vydobuvannia», 2000. 20 p. [in Ukrainian]

7. СОУ 35.2-30019775-054:2012. Normuvannia vyrobnycho-tekhnolohichnykh vytrat i normatyvnykh vtrat pryrodnoho hazu, tepla ta elektroenerhii. *Metodychni polozhennia*. [Chynnyi vid 2012-12-11]. Kharkiv, 2012. 12 p. [in Ukrainian]

8. Vytiaz O.Yu., Volovetskyi V.B. Vtraty hazu pry produvti vykydnykh liniy hazovykh sverdlovyn. *Naukovyi visnyk IFNTUOG*. 2005. No 1(10). P. 69-71. [in Ukrainian]

9. СОУ 60.3-30019801-100:2012. Haz pryrodnyi horiuchy. Vyznachennia obsiahiv vytrat pryrodnoho hazu na vyrobnycho-tekhnolohichni potreby pid chas yoho transportuvannia hazotransportnoiu systemoiu ta ekspluatatsii pidzemnykh skhovyshch hazu ДК "Ukrtransgaz". [Chynnyi vid 2012-04-02]. Kyiv, 2012. 9 p. [in Ukrainian]

10. Boiko V.S., Kondrat R. M., Yaremiichuk R. S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / za zah. red. dokt. tekhn. nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. Lviv: Ottsiv Vasyliian "Misioner", 1996. 620 p. [in Ukrainian]

11. Metodyka. Vyznachennia vyrobnycho-tekhnolohichnykh vtrat pryrodnoho hazu na yoho vydobuvannia, transportuvannia mahistralnymy hazoprovodamy ta ekspluatuvannia pidzemnykh skhovyshch hazu. Chastyna II. Tekhnolohichni

haz. [Chynnyi vid 2011-03-02]. Kyiv, 2011. 7 p. [in Ukrainian]

12. Konstantinov Yu. M., Hizha O. O. Tekhnichna mekhanika ridyny i hazu: pidruchnyk. Kyiv: Vyshcha shkola, 2002. 277 p. [in Ukrainian]

13. Truboprovidnyi transport hazu / M.P.Kovalko ta in. Kyiv: Arena EKO, 2002. 600 p. [in Ukrainian]

14. Hrudz V. Ya., Hrudz Ya. V., Drin N. Ya., Demianchuk Ya. M. Influence of soil filtration resistance on intensity of pipeline emergency leaks. *Prospecting and development of oil and gas fields*. 2015. No 2 (55). P. 68-73. [in Ukrainian]

15. Makarenko R. O., Koval O. D., Khlystun O. I. Hidrohazomekhanika: navch. posib. Kyiv: NAU, 2016. 220 p. [in Ukrainian]

16. Susak O. M., Kasperovych V. K., Andriishyn M. P. Truboprovidnyi transport hazu: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2013. 345 p. [in Ukrainian]

17. Transportuvannia nafty, naftoproduktiv i hazu : navch. posib. / L. N. Shyrin ta in. Dnipro: NTU "DP", 2019. 203 p. [in Ukrainian]