

## ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ МІЖПРОМИСЛОВОГО ГАЗОПРОВОДУ ВІД УППГ НАРІЖНЯНСЬКОГО ГКР ДО УКПГ-2 ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

<sup>1</sup>В.Б. Воловецький, <sup>2</sup>О.Ю. Витязь, <sup>3</sup>О.М. Щирба, <sup>3</sup>В.І. Коцаба, <sup>3</sup>Н.М. Коцаба

<sup>1</sup>ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, 63011, Харківська обл., Валківський р-н, смт. Старий Мерчик, тел. (05753) 52378, e-mail: vvb11@ukr.net

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073, e-mail: o.vytyaz@gmail.com

<sup>3</sup>Український науково-дослідний інститут природних газів, 61010, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 730-45-21, 730-46-86, 730-46-92

*Розглянуто причини ускладнень, які виникають під час транспортування газу міжпромисловим газопроводом – накопичення рідини та відкладення гідратів. Проаналізовано роботу даного газопроводу, визначено гідравлічну ефективність та об'єм забруднень розрахунковим шляхом. Досліджено роботу міжпромислового газопроводу та визначено об'єм забруднень на промислах експериментальним шляхом. Встановлено, що об'єм забруднень, визначений експериментально, є більшим за розрахункове значення.*

*Запропоновані шляхи запобігання аварійним відмовам для забезпечення надійної експлуатації міжпромислового газопроводу. Системність проведених досліджень дасть змогу створити алгоритм розрахунку гідравлічного стану даного газопроводу.*

Ключові слова: газовий конденсат, метанол, двофазний потік, гідратоутворення, продування.

*Рассмотрены причины возникновения осложнений при транспортировке газа по межпромышленному газопроводу – накопления жидкости и отложения гидратов. Проанализирована работа данного газопровода, определена гидравлическая эффективность и объем загрязнений расчетным путем. Исследована работа межпромышленного газопровода и определен объем загрязнений на промыслах экспериментальным путем. Установлено, что значение объема загрязнений, определенное экспериментальным путем, больше его расчетного значения.*

*Предложены пути предотвращения аварийных отказов с целью обеспечения надежной эксплуатации межпромышленного газопровода. Системность проведенных исследований позволит создать алгоритм расчета гидравлического состояния данного газопровода.*

Ключевые слова: газовый конденсат, метанол, двухфазный поток, гидратообразование, продувка.

*The complications which appear in gas transportation through the interfiled gas pipeline as a result of liquid accumulation and hydrate sedimentation are under consideration in this article. The analysis of the given gas pipeline operation was conducted, the hydraulic efficiency and the level of contamination were determined experimentally. It was defined that the level of contamination being determined experimentally is higher than the calculated value.*

*The ways of preventing failures for ensuring the reliable interfiled pipeline operation were suggested. The scheme of conducted investigations will enable us to create the algorithms of calculations of the given gas pipeline hydraulic condition.*

Key words: gas condensate, methanol, two phase stream, hydrating, pipeline purging

У даний час на газовидобувних і газотранспортних підприємствах актуальними залишаються питання очищення газопроводів від різноманітних забруднень, основними з яких є рідина (вода та вуглеводневий конденсат), що потрапляють у газопровід внаслідок механічного винесення разом із газом на установках первинної підготовки газу (УППГ) або конденсуються під час руху газу газопроводом за сприятливих термодинамічних умов. Скупчення рідини створює додаткові гідравлічні опори по шляху руху газу, знижує пропускну здатність газопроводу і, відповідно, призводить до втрат тиску по довжині під час транспортування.

На сьогодні проблему очищення газопроводів від води, вуглеводневого конденсату, механічних домішок найчастіше розв'язують за допомогою:

- пристроїв постійної дії (стаціонарних);
- пристроїв періодичної дії (очисних поршнів, йоршів тощо);
- переведення газопроводу в режим самоочищення (продування газопроводу).

Використання очисних поршнів - один із ефективних методів очищення, але на ділянках газопроводу, не обладнаних камерами запуску та прийому очисних пристроїв, здійснюють продування. Продування газопроводу вважається найефективнішим методом очищення, однак він супроводжується втратами газу та забрудненням навколишнього середовища.

При розв'язанні проблеми очищення газопроводу потрібно з'ясувати причини потрапляння рідини та її кількість. Це дасть можливість контролювати будь-які зміни у ході експлуатації та своєчасно прийняти рішення щодо

часу проведення очистки. Окреслена проблема є актуальною та пов'язана з вивченням гідродинаміки газорідних сумішей. Багато дослідників, зокрема Мамаєв В.А., Кутателадзе С.С., Телетов С.Г., Франкль Ф. І., Делей Ж.М., Марон В.І., Сахаров В.А., Мохов М.А., Капцов І.І., Одішарія Г.Є., Гусейнов Ч.С., Уолліс Г., Хьюїт Д., Холл-Тейлор Н., Баттерворс Д. та інші вивчали у своїх працях гідродинаміку газорідних сумішей. Аналізуючи роботи дослідників, можна зауважити, що об'єм забруднень у газопроводах, розрахований теоретичним шляхом, відрізняється від визначеного експериментальним. Тому вказану проблему необхідно детально вивчати.

Метою даної статті є дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу, запобігання аварійним відмовам та забезпечення його надійної експлуатації.

Для прикладу обрано дві свердловини (1, 21) Наріжниського газоконденсатного родовища (ГКР), яке розробляється на виснаження.

УППГ Наріжниського ГКР призначена для первинної підготовки вуглеводнів до транспортування. Системою облаштування Наріжниського родовища передбачено збирання газу від свердловин за променевою схемою на УППГ, яка розміщена на відстані 1320 м від свердловини - 1, 1400 м - від свердловини-21 та 1000 м-від с. Войтенки. До кожної свердловини прокладено індивідуальні шлейфи діаметром Ду 114x12 мм та інгібіторопроводи діаметром Ду 32x4 мм. На УППГ Наріжниського ГКР здійснюється одноступенева сепарація газу від вуглеводнів, води та механічних домішок у вертикальному сепараторі ГС-1 Ду=1000 мм, Ру=16,0 МПа.

Для подачі газу від Наріжниського УППГ підключено міжпромисловий газопровід діаметром (Ду 114x12 мм) довжиною (L= 19360 м) до установки комплексної підготовки газу УКПГ-2 Юліївського НГКР (з них L=13840 м – до УППГ Східного блоку та L=5520 м – до УКПГ-2 ЮНГКР).

У процесі експлуатації газопроводу знижується його пропускна здатність та ефективність. Ефективність роботи газопроводу залежить від ступеня чистоти внутрішньої поверхні. Критерієм оцінки стану внутрішньої поверхні газопроводу є коефіцієнт гідравлічної ефективності E, який є відношенням пропускних можливостей газопроводу: фактичної (при реальному стані його внутрішньої поверхні) – Q<sub>ф</sub> до проектної (теоретичної) Q<sub>пр</sub>. Гідравлічну ефективність можна встановити, аналізуючи основне рівняння газопроводів [1]:

$$Q = 105,087 \cdot D_6^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot z \cdot T_{cp} \cdot L}}, \text{ млн. м}^3/\text{доб} \quad (1)$$

де Q – пропускна здатність газопроводу, млн.м<sup>3</sup>/доб;

D<sub>6</sub> – внутрішній діаметр газопроводу, м;

P<sub>n</sub> – тиск газу на початку газопроводу, МПа;

P<sub>k</sub> – тиск газу в кінці газопроводу, МПа;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводу;

Δ – відносна густина газу за повітрям;

z – коефіцієнт надстисливості газу;

T<sub>cp</sub> – середня температура газу в газопроводі, К;

L – довжина ділянки газопроводу, км.

Вказане вище рівняння справедливе за умови, якщо газ, що транспортується, очищений.

Якщо в потоці газу виявлено до 180 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> рідини, то в розрахункову формулу пропускної здатності газопроводу вводиться поправочний коефіцієнт E<sub>1</sub>, який враховує вплив рідини на зниження пропускної здатності.

Отже, для визначення пропускної здатності газопроводу від свердловини до УКПГ використовується така формула [2]:

$$Q = 103,15 \cdot E_1 \cdot \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) \cdot D_{en}^5}{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T_{cp} \cdot L}}, \text{ млн. м}^3/\text{доб} \quad (2)$$

де E<sub>1</sub> – поправочний коефіцієнт;

ρ – відносна густина газу за повітрям.

Під час експлуатації міжпромислового газопроводу періодично виникали значні втрати тиску, тобто тиск газу на початку газопроводу становив P<sub>n</sub>= 7,64 МПа, а в кінці газопроводу - P<sub>k</sub>=5,88 МПа. Вказані ускладнення виникали у зв'язку з накопиченням рідини та відкладенням гідратів.

Зважаючи на викладене вище необхідно визначити гідравлічну ефективність та об'єм забруднень у порожнині досліджуваного міжпромислового газопроводу.

Для розрахунку складових формул (1) і (2) наведемо об'ємні частки компонентів природного газу, який надходить із УППГ Наріжниського ГКР на УКПГ-2 Юліївського НГКР (табл. 1).

Проведемо розрахунок фізичних властивостей газу, використовуючи [3]. Результати розрахунку наведено в таблиці 2.

Розрахунок гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу, яким газ із УППГ Наріжниського ГКР надходить на УКПГ-2 Юліївського НГКР, виконано для даних, наведених у таблиці 3.

Наведемо алгоритм розрахунку гідравлічної ефективності [3], [4].

Визначимо середній тиск по газопроводу за формулою:

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot \left( P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right)}{3},$$

де P<sub>n</sub> – тиск газу на початку газопроводу, МПа;

P<sub>k</sub> – тиск газу в кінці газопроводу, МПа.

Визначимо середню температуру газу в газопроводі за формулою:

$$T_{cp} = T_{cp} + \frac{T_n - T_{cp}}{\alpha \cdot L} \cdot (1 - e^{-\alpha \cdot L}),$$

$$\alpha = 0,225 \cdot \frac{k_m \cdot D_3}{Q \cdot \Delta \cdot C_p},$$

Таблиця 1 – Об’ємні частки компонентів природного газу

№ з/п	Вуглеводень	Хімічний склад	Об’ємні частки, %	Масові частки, %	Мольні частки, %
1	Метан	CH <sub>4</sub>	90,002	79,953	89,915
2	Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,4310	9,043	5,4591
3	Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,5584	3,8687	1,5816
4	ізо-Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,1813	0,5835	0,1862
5	н-Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2663	0,8572	0,2743
6	н-Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0592	0,2366	0,0625
7	Гексан+вищі	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,2622	1,1958	0,283
8	Азот	N <sub>2</sub>	1,3461	2,0881	1,3426
9	Двоокис вуглецю	CO <sub>2</sub>	0,8883	2,1648	0,8905
10	Кисень	O <sub>2</sub>	0,0052	0,0093	0,0052

Таблиця 2 – Результати розрахунку

№ з/п	Показники	Позначення	Одиниці вимірювання	Значення параметрів
1	Молекулярна маса суміші	$\mu_{\text{сум}}$	кг/кмоль	18,057
2	Відносна густина газу	$\Delta$	-	0,623
3	Ізобарна теплоємність газу	$C_p$	кДж/кг·°К	2,020
4	Нижча теплота згоряння природного газу	$Q_p$	кДж/м <sup>3</sup>	35716,071
5	Динамічна в’язкість газу	$\eta$	кг·с/м <sup>2</sup>	1,043·10 <sup>-6</sup>
6	Критична температура суміші	$T_{\text{кр-сум}}$	К	201,65
7	Критичний тиск суміші	$P_{\text{кр-сум}}$	МПа	4,748

Таблиця 3 – Вихідні дані

№ з/п	Показники	Позначення	Одиниці вимірювання	Значення параметрів
1	Довжина газопроводу	L	км	19,360
2	Внутрішній діаметр газопроводу	$D_v$	мм	90
3	Зовнішній діаметр газопроводу	$D_z$	мм	114
4	Тиск газу на початку газопроводу	$P_{\text{п}}$	МПа	7,64
5	Тиск газу в кінці газопроводу	$P_{\text{к}}$	МПа	5,88
6	Температура газу на початку газопроводу	$t_{\text{п}}$	°С	48
7	Температура газу в кінці газопроводу	$t_{\text{к}}$	°С	10
8	Середньорічна температура ґрунту в порушеному тепловому стані	$t_{\text{гр}}$	°С	8,7
9	Повний коефіцієнт теплопередачі від газу до навколишнього середовища	$k_m$	Вт/м <sup>2</sup> ·°К	1,744
10	Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг/м <sup>3</sup>	1,293
11	Коефіцієнт еквівалентної шорсткості труби	$k_e$	мм	0,03
12	Конденсатний фактор свердловини - 1	$\Phi_{\text{к}}$	г/см <sup>3</sup>	132
13	Конденсатний фактор свердловини - 21	$\Phi_{\text{к}}$	г/см <sup>3</sup>	35
14	Водний фактор свердловини - 1	$\Phi_{\text{в}}$	см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup>	5
15	Водний фактор свердловини - 21	$\Phi_{\text{в}}$	см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup>	77
16	Газ, який рухається газопроводом включає дебіт двох свердловин: св.-1 (20 тис.м <sup>3</sup> /доб) та св.-21 (130 тис.м <sup>3</sup> /доб).	$Q_{\text{ф}}$	млн.м <sup>3</sup> /доб	0,150

Таблиця 4 – Результати розрахунку

№ з/п	Показники	Позначення	Одиниці вимірювання	Значення параметрів
1	Середній тиск	$P_{cp}$	МПа	6,798
2	Середня температура	$T_{cp}$	К	290,212
3	Приведені значення температури і тиску	$P_{np}$	-	1,431
		$T_{np}$	-	1,439
4	Коефіцієнт надстисливості газу за середніх значень тиску і температури	$z$	-	0,849
5	Число Рейнольдса	Re	-	1801901,566
6	Коефіцієнт гідравлічного опору (теоретичний)	$\lambda_m$	-	0,015
7	Коефіцієнт гідравлічного опору (фактичний)	$\lambda_\phi$	-	0,023
8	Коефіцієнт гідравлічної ефективності	E	-	0,81

де  $T_n$  – температура газу на початку газопроводу, К;

$T_{гр}$  – температура ґрунту в не порушеному тепловому стані, К;

L – довжина газопроводу, км;

$k_m$  – повний коефіцієнт теплопередачі від газу до навколишнього середовища, Вт/м<sup>2</sup>·°К;

$D_3$  - зовнішній діаметр газопроводу, м;

Q – витрата газу, млн.м<sup>3</sup>/доб;

$\Delta$  - відносна густина газу за повітрям;

$C_p$  – ізобарна теплоємність газу, кДж/кг·°К.

Визначимо приведені значення температури і тиску за формулами [5]:

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр.сум}}, T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр.сум}}.$$

Визначимо коефіцієнт стисливості газу за середніх значень тиску і температури [3]:

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{P_{cp} \cdot \Delta^{1,3}}{T_{cp}^{3,3}},$$

де  $P_{cp}$  – середній тиск, МПа.

$T_{cp}$  – середня температура, К.

Знайдемо число Рейнольдса за формулою:

$$Re = 1,81 \cdot 10^3 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{D_B \cdot \eta},$$

де Q – витрата газу, млн.м<sup>3</sup>/доб;

$D_B$  - внутрішній діаметр газопроводу, мм;

$\eta$  - динамічна в'язкість газу, кг·с/м<sup>2</sup>.

Гідравлічну ефективність газопроводу знаходимо як відношення фактичної пропускної здатності до проектної:

$$E = \frac{Q_\phi}{Q_{np}},$$

або виходячи з основного рівняння газопроводів:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_m}{\lambda_\phi}}.$$

Тут

$$\lambda_m = 0,067 \cdot \left( \frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_e}{D_e} \right)^{0,2},$$

$$\lambda_\phi = \frac{(105,087)^2 \cdot D_e^5 \cdot (P_n^2 - P_k^2)}{\Delta \cdot z \cdot T_{cp} \cdot L \cdot Q^2},$$

де  $k_e$  – коефіцієнт еквівалентної шорсткості труби, мм.

Результати розрахунку гідравлічної ефективності наведені в таблиці 4.

Для визначення гідравлічної ефективності скористаємось формулою (2) з урахуванням коефіцієнта  $E_1$ . Для цього нам необхідно визначити об'єм конденсату та пластової води, яка надходить газопроводом.

Визначимо дебіт конденсату за формулою:

$$q_k = q_g \cdot \Phi_k \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3/\text{доб}$$

де  $q_g$  – дебіт газу, тис.м<sup>3</sup>/доб;

$\Phi_k$  – конденсатний фактор, л/тис.м<sup>3</sup>.

Визначимо дебіт конденсату по свердловинах 1 та 21:

$$q_{k1} = 20 \cdot 132 \cdot 10^{-3} = 2,64 \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{k21} = 130 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 4,55 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо сумарну кількість конденсату по свердловинах-1 та -21 за формулою:

$$q_{с.к} = q_{k1} + q_{k21}, \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{с.к} = 2,64 + 4,55 = 7,19 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо дебіт пластової води за формулою:

$$q_w = q_g \cdot \Phi_w \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3/\text{доб}$$

де  $q_g$  – дебіт газу, тис.м<sup>3</sup>/доб;

$\Phi_w$  – водний фактор, л/тис.м<sup>3</sup>.

Визначимо дебіт пластової води по свердловинах 1 та 21:

$$q_{w1} = 20 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,1 \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{w21} = 130 \cdot 77 \cdot 10^{-3} = 10,01 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо сумарну кількість пластової води по свердловинах -1 та -21 за формулою:

$$q_{c.в} = q_{г1} + q_{г21}, \text{ м}^3/\text{доб},$$

$$q_{c.в} = 0,1 + 10,01 = 10,11 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Щоб визначити, яка кількість газу, пластової води та конденсату надходить міжпромисловим газопроводом, було проведено індивідуальний замір дебіту газу, газового конденсату та пластової води свердловин 1 та 21. За результатами заміру дебіт двох свердловин становить 150 тис.м<sup>3</sup>/доб, 5 м<sup>3</sup>/доб конденсату та 8 м<sup>3</sup>/доб пластової води збирається на УППГ НГКР, а решта разом із газом надходить міжпромисловим газопроводом УППГ Наріжнрянське ГКР – УКПГ-2 Юліївського НГКР.

Визначимо кількість конденсату та пластової води, яка надходить у міжпромисловий газопровід за формулами:

$$q_{кон} = q_{c.к} - q_{к.з}, \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{вод} = q_{c.в} - q_{в.з}, \text{ м}^3/\text{доб},$$

де  $q_{c.к}$  – загальна кількість конденсату, м<sup>3</sup>/доб;  
 $q_{к.з}$  – конденсат, який збирається на УППГ, м<sup>3</sup>/доб;

$q_{c.в}$  – сумарна кількість пластової води, м<sup>3</sup>/доб;

$q_{в.з}$  – пластова вода, яка збирається на УППГ, м<sup>3</sup>/доб.

$$q_{кон} = 7,19 - 5,0 = 2,19 \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{вод} = 10,11 - 8,0 = 2,11 \text{ м}^3/\text{доб},$$

Для подальших розрахунків з визначення гідравлічної ефективності газопроводу використовуємо такі дані:  $Q_{г1}=150$  тис.м<sup>3</sup>/доб;  $Q_{к}=2,19$  м<sup>3</sup>/доб;  $Q_{в}=2,11$  м<sup>3</sup>/доб.

Визначимо поправочний коефіцієнт  $E_1$  [2]:

$$E_1 = 1 - 0,15 \cdot \frac{\eta_{к}^{\frac{1}{4}}}{W_{cp}^{\frac{1}{2}}},$$

де  $\eta_{к}$  – конденсатогазове відношення, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $W_{cp}$  – середня швидкість газового потоку в газопроводі, м/с.

$$\eta_{к} = \frac{Q_{к} \cdot 10^6}{Q_{г}}, \text{ см}^3/\text{м}^3,$$

де  $Q_{к}$  – дебіт конденсату, м<sup>3</sup>/доб;  
 $Q_{г}$  – дебіт газу, м<sup>3</sup>/доб;

$$\eta_{к} = \frac{2,19 \cdot 10^6}{150 \cdot 10^3} = 14,6 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

Визначимо середню швидкість газового потоку в міжпромисловому газопроводі за формулою [6]:

$$W_{cp} = 1,523 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{q \cdot z}{P_{cp} \cdot D_{вн}^2} \cdot \frac{T_{cp}}{293,15}, \text{ м/с},$$

де  $q$  – дебіт газу, тис.м<sup>3</sup>/доб.

$$W_{cp} = 1,523 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{150 \cdot 0,849}{6,798 \cdot 0,09^2} \cdot \frac{290,212}{293,15} = 3,487 \text{ м/с}.$$

Оскільки  $\eta_{к}=14,6$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> і  $W_{cp}=3,487$  м/с входять у межі  $0 < \eta_{к} \leq 180$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> і  $2 < W_{cp} < 11$  м/с, то  $E=1$ :

$$E_1 = 1 - 0,15 \cdot \frac{14,6^{\frac{1}{4}}}{3,487^{\frac{1}{2}}} = 0,842.$$

Визначимо гідравлічну ефективність, використовуючи формулу (2) з урахуванням коефіцієнта  $E_1$ :

$$\lambda_{\phi} = \frac{(10315)^2 \cdot 0,842^2 \cdot 0,09^5 \cdot (7,64^2 - 5,88^2)}{0,623 \cdot 0,849 \cdot 290212 \cdot 19,360 \cdot 0,150^2} = 0,016;$$

$$E = \sqrt{\frac{0,015}{0,016}} = 0,96.$$

Основною причиною зменшення ефективності різних газопроводів є наявність рідини у внутрішній порожнині. Щоб раціонально вибрати метод вилучення рідини з газопроводу, необхідно знати її об'єм. Існує декілька методів визначення об'єму рідини в газопроводі.

Для визначення кількості рідини в міжпромисловому газопроводі використовуємо метод кореляції з ефективністю, яку вивели фахівці УкрНДІгазу [7]:

$$\frac{W}{V_{тр}} = \frac{k_1 \cdot k_2}{k_3} \cdot (1 - E^{0,8}),$$

де  $W$  – кількість рідини в газопроводі, м<sup>3</sup>;  
 $V_{тр}$  – геометричний об'єм трубопроводу, м<sup>3</sup>;

$k_1$  – коефіцієнт, який враховує швидкість газу при різних значеннях ефективності газопроводу;

$k_2$  – коефіцієнт, який враховує вплив профіля траси газопроводу і діаметра труби на ступінь розподілу забруднень по всій довжині газопроводу;

$k_3$  – коефіцієнт сезонності, який враховує зміни кількості рідини на протягом року і впливу на конденційність газу, що транспортується;

$E$  – гідравлічна ефективність.

$$W = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L \cdot \frac{k_1 \cdot k_2}{k_3} \cdot (1 - E^{0,8}).$$

За результатами проведеного розрахунку гідравлічна ефективність визначена за формулою (1) становить 0,81 за формулою (2) 0,96, а об'єм рідини в міжпромисловому газопроводі, визначений за формулою (1), становить 3,3 м<sup>3</sup> рідини, а за формулою (2) – 0,7 м<sup>3</sup> рідини.

У ході експлуатації міжпромислового газопроводу з тиском на початку газопроводу  $P_{н1}=7,64$  МПа та тиском в кінці газопроводу  $P_{к1}=5,88$  МПа проводились дослідження з визначення обсягу забруднень. Необхідно зауважити, що забруднення з цього міжпромислового газопроводу вилучались у такий спосіб: спочатку зупинили транспортування газу міжпромисловим газопроводом шляхом закриття запірної арматури на виході з УППГ Наріжнрянського ГКР та на вході в УКПГ-2 Юліївського НГКР для вирівнювання тиску. Після цього відкрили необхідну запірну арматуру на замірній лінії УКПГ-2 ЮНГКР для продування міжпромислового газопроводу через вертикальний

сепаратор ГЗ-2 шляхом випускання газу у факельну лінію на технологічний амбар. Рідина з сепаратора ГЗ-2 надходила в розділювач замірний РЗ-2 і після завершення продування міжпромислового газопроводу її об'єм становив  $3,5 \text{ м}^3$ .

Підводячи підсумки, можна зробити такі висновки:

1. Проаналізовано існуючий стан міжпромислового газопроводу, яким газ із УППГ Наріжнрянського ГКР надходить на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Проведено розрахунок із визначення гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу за двома формулами і результати значно відрізняються. Так, гідравлічна ефективність, визначена за формулою (1), становить 0,81, а за формулою (2) - 0,96. Визначено об'єм забруднень у міжпромисловому газопроводі за формулою УкрНДІгазу, який складає  $3,3 \text{ м}^3$  рідини за формулою (1) та  $0,7 \text{ м}^3$  рідини за формулою (2). Результати розрахунків об'єму забруднень мають наближений характер, оскільки на практиці нам вдалося вилучити рідину з міжпромислового газопроводу на замірну лінію УКПГ-2 Юліївського НГКР продуванням і її об'єм становив  $3,5 \text{ м}^3$ . Найбільш точного результату можна досягти, використовуючи формулу (1). Отже, об'єм забруднень у міжпромисловому газопроводі, визначений розрахунковим та експериментальним шляхом, відрізняється, причому різниця становить близько 6%.

Після вилучення рідини з міжпромислового газопроводу і відновлення по ньому транспортування газу тиск у кінці газопроводу виріс на 0,59 МПа і становив  $P_k=6,47 \text{ МПа}$ , при цьому гідравлічна ефективність, визначена за формулою (1), становила 0,96, а за формулою (2) - 1,0.

2. Аналіз причин утворення рідинних забруднень у порожнині міжпромислового газопроводу свідчить про можливість їх появи внаслідок механічного крапельного винесення рідини з сепаратора ГС-1, конденсації рідини з газового потоку за сприятливих термодинамічних умов трасою міжпромислового газопроводу. Отже, рідина в міжпромисловий газопровід потрапляє тому, що на УППГ Наріжнрянського ГКР здійснюється одноступенева сепарація газу в одному вертикальному сепараторі ГС-1. Також можливі залпові викиди рідини з сепаратора ГС-1 у міжпромисловий газопровід. Як бачимо вода та вуглеводневий конденсат є основними чинниками, що знижують пропускну здатність міжпромислового газопроводу. Підвищення гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу можна досягти в результаті високоякісної підготовки газу на УППГ, періодичного ефективного очищення внутрішньої порожнини міжпромислового газопроводу, а також нанесенням в заводських умовах спеціальних внутрішніх покриттів для зниження шорсткості внутрішньої поверхні труб.

3. За результатати досліджень необхідно підібрати ефективний спосіб очищення даного міжпромислового газопроводу шляхом ство-

рення високошвидкісного потоку газу, який дасть змогу підібрати швидкісний режим експлуатації цього газопроводу, що відповідатиме вилученню об'єму забруднень із його порожнини на УКПГ-2 ЮНГКР.

4. Для покращення очищення газу на УППГ Наріжнрянського ГКР доцільно послідовно сполучити основний ГС-1 та дослідницький ГС-2 сепаратори (рис. 1). Тобто від двох свердловин - 1 та 21 – газ надходитиме до основного вертикального сепаратора ГС-1, а після виходу з нього газ потраплятиме у наступний сепаратор ГС-2. Це дозволить оптимізувати очищення газу перед потраплянням його до міжпромислового газопроводу.

5. З метою покращення вилучення рідини із порожнини міжпромислового газопроводу газовим потоком на УКПГ-2 Юліївського НГКР необхідно періодично проводити закачування розчину ПАР у цей газопровід на виході з УППГ Наріжнрянського ГКР за допомогою насосного агрегата (ЦА-320), попередньо ретельно підготувавши його.

6. Для попередження відкладання гідратів необхідно періодично здійснювати подання метанолу у міжпромисловий газопровід на виході з УППГ за допомогою насосів типу НД 100/250, що перебувають на технологічній установці УППГ НГКР.

У подальшому необхідно буде визначити динаміку зміни тиску газопроводом та об'єм забруднень у порожнині газопроводу. Також необхідно провести дослідження газопроводу, змінюючи технологічний режим роботи свердловин, технологічної установки в різний період року, що дасть можливість виявити найпроблемніші ділянки із пониженими місцями та місцевими опорами, в яких накопичується рідина та відкладаються гідрати, що створює передумови для погіршення пропускну здатності. Системність проведених досліджень дасть змогу створити алгоритм розрахунку програми для проведення моніторингу гідравлічного стану газопроводу.

### Література

1 ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. – Часть 1. Газопроводы (Загальносоюзні норми технологічного проектування).

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

3 Трубопроводный транспорт газа [Текст] / [М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін.] ; за редакцією М. П. Ковалка. – Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.

4 Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / 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.

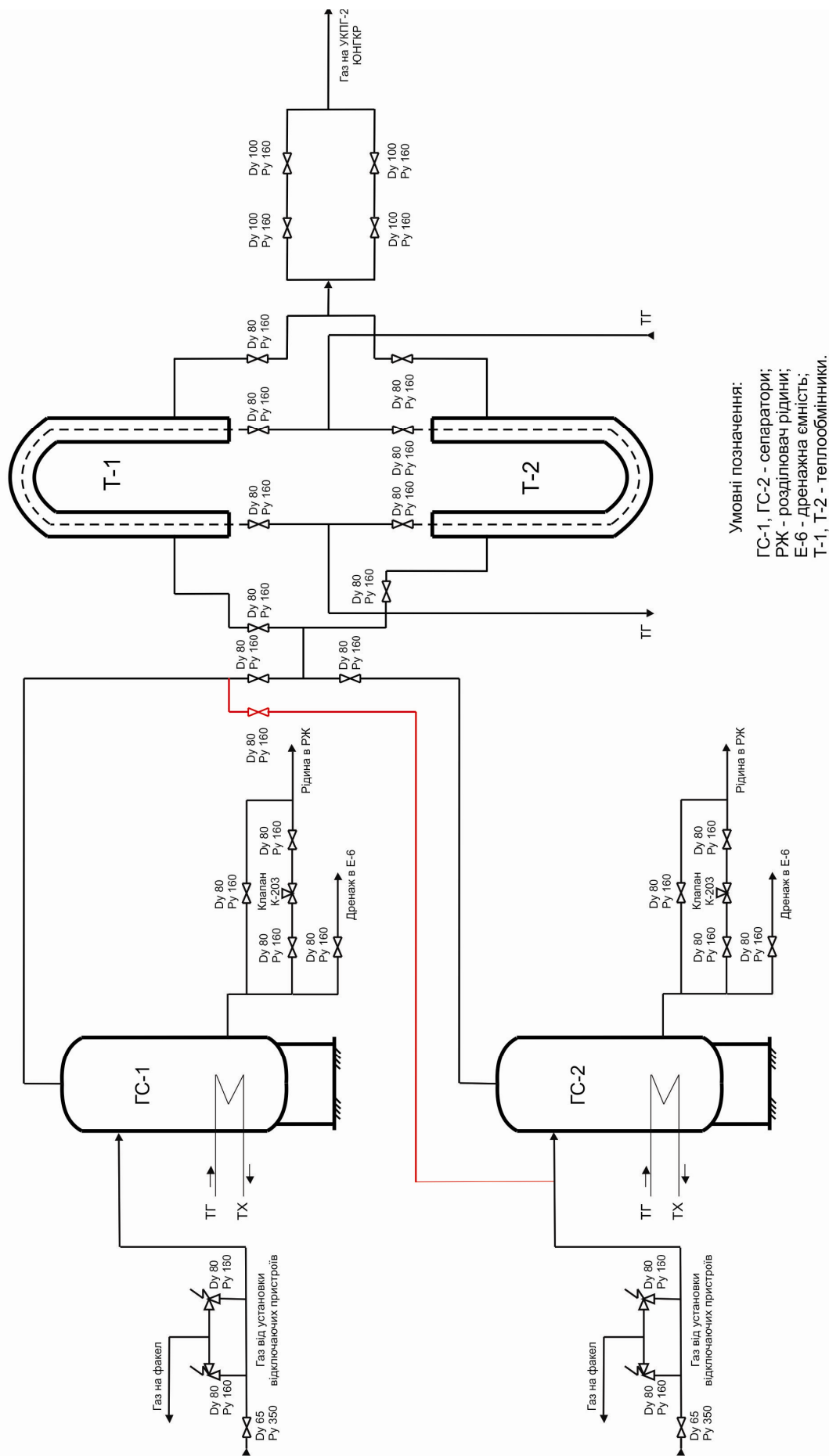


Рисунок 1 – Запропонована схема об'язки сепараторів ГС-1, ГС-2 на УПШГ Наріжянського ГКР

5 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.

6 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.

7 Визначення об'єму відкладів у діючому газопроводі та його гідравлічної ефективності [Текст] / [Капцов І. І., Братах М. І., Винник С. М. та ін.] // Проблеми розвитку газової промисловості України : зб. наук. пр. УкрНДІгаз. – Харків, 2001. – Вип. XXIX. – С. 95–99.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*26.04.12*

*Рекомендована до друку професором  
Мельником А.П.*