

УДК 620.179.17

**РОЗРАХУНОК ОБ'ЄМУ СКУПЧЕНЬ НЕТЕХНОЛОГІЧНОЇ РІДИНИ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧОГО ГАЗОПРОВОДУ****Р.Ю. Банахевич<sup>1</sup>, А.В. Яворський<sup>2</sup>, М.О. Карпаш<sup>2\*</sup>**<sup>1</sup>УМГ «Львівтрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України»  
вул. Івана Рубчака, 3, м. Львів, e-mail: r.banakhevych@gmail.com<sup>2</sup>Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, e-mail: andryuus1978@gmail.com

*Для забезпечення ефективного впровадження системи моніторингу рідинних скупчень у порожнинах газопроводів у вигляді мережі спеціалізованих контрольно-вимірювальних постів отримано залежності для визначення об'єму нетехнологічної рідини. Визначення об'єму скупчень нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу проводиться на основі його технологічних параметрів і вимірювання максимального рівня рідини за допомогою обладнання контрольно-вимірювального поста, який встановлюється в місцях висхідного перепаду висот, або у заглибленнях по трасі газопроводу. Визначення об'єму накопиченої рідини дає інформацію для прийняття експлуатаційного рішення, щодо її вилучення з порожнини газопроводу у встановленому порядку, попереджуючи виникнення аварійних ситуацій.*

*Ключові слова: контроль, нетехнологічне рідинне скупчення, газопровід, контрольно-вимірювальний пост, об'єм рідини.*

*Для обеспечения эффективного внедрения системы мониторинга жидкостных скоплений в полостях газопроводов в виде сети специализированных контрольно - измерительных постов получены зависимости для определения объема нетехнологической жидкости. Определение объема скоплений нетехнологической жидкости в полости действующего газопровода производится на основе его технологических параметров и измерения максимального уровня жидкости с помощью оборудования контрольно – измерительного поста, который устанавливается в местах восходящего перепада высот, или в углублениях по трассе газопровода. Определение объема накопленной жидкости дает информацию для принятия эксплуатационного решения, по ее извлечению из полости газопровода в установленном порядке, предупреждая возникновение аварийных ситуаций.*

*Ключевые слова: контроль, нетехнологическое жидкостное скопление, газопровод, контрольно – измерительный пост, объем жидкости.*

*To ensure effective implementation of the liquid accumulations monitoring system in gas pipeline cavities, which is represented in the form of specialized control-measuring station network, dependence of non-technological fluid accumulation amount are received. Determination of non-technological fluid accumulation amount in the cavity of existing gas pipeline is based on its technological parameters and the maximum liquid level measurement using control-measuring equipment, which is installed on places of level difference or cavity in gas pipeline. Determination of non-technological fluid accumulation amount gives information for operational decisions making according its removal from the cavity of the pipeline in the prescribed manner, preventing the occurrence of accidents.*

*Keywords: control, non-technological fluid accumulation, gas pipeline, control-measuring station, volume determination.*

**Вступ**

Наявність вологи в транспортованому продукті суттєво ускладнює нормальний режим роботи газопроводів і знижує його якість. Пари води здатні конденсуватися, порушуючи

нормальний рух газу по газопроводу. На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки по стінкам труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку [1, 2]. Найбільша кількість рідини накопичується на

висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний заток, частково чи повністю перекриваючи січення труби. Попри це наявність в трубопроводі гідратоутворювача (газ, газовий конденсат) і вільної води (рідка вода, лід, вода диспергована в об'ємі газу чи рідкого гідратоутворювача, півки води на внутрішній поверхні трубопроводу і т.д.) при відповідній температурі і тиску сприяють утворенню гідратів. При створенні умов гідратоутворення на ділянці газопроводу гідратна пробка швидко наростає в міру надходження води і гідратоутворювача. При цьому пари води виділяються з газу, що знижує їх пружність на певну величину і прискорює процес утворення локальної гідратної пробки, яка, в свою чергу, може повністю перекрити січення труби [3]. Відповідно дуже важливо здійснювати відбір нетехнологічної рідини з порожнини газопроводу для своєчасного попередження гідратоутворення.

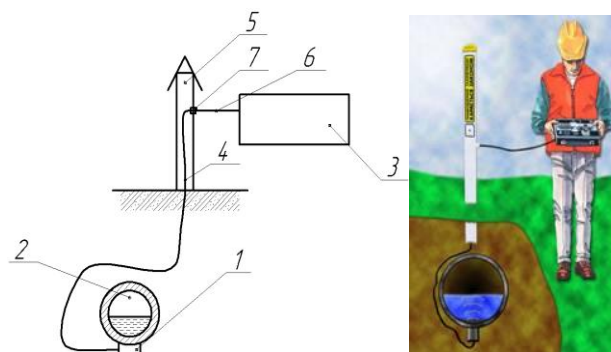
Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується у порожнині трубопроводу покриває шар твердих відкладень і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу [4, 5]. Накопичення рідких скупчень, та, можливо, і твердих відкладів в газопроводах переважно відбувається на ділянках висхідного перепаду висот, або у заглибленнях. На цих ділянках газ переміщується поверхнею накопиченої рідини, проте, насправді, потік у рідині, зазвичай, або дуже повільний, або ж застійний. На ділянках з високим рівнем рідини в порожнині газопроводу притік газу настільки низький, що тверді відклади випадають з рідкого потоку в осад на «дно» трубопроводу.

Значні об'єми рідини накопичуються у порожнині газопроводів під час інтенсивного відбору газу з підземних сховищ газу. Це приводить до утворення рідинних заток і газоконденсатних пробок та мігрування рідинних скупчень і, як результат, виникнення високого ризику повного припинення газопостачання. На сьогоднішній день набули широкого застосування методи вилучення накопиченої рідини шляхом врізання різноманітних засобів відведення рідини. Проте для ефективного технологічного відбору рідини з порожнини газопроводу необхідно володіти інформацією про величину рівня нетехнологічної рідини і її об'єм.

#### **Аналіз відомих досліджень і публікацій**

Для вирішення наведеної вище проблеми і з урахуванням поставлених вимог фахівцями лабораторії неруйнівного контролю та технічної

діагностики об'єктів нафтогазового комплексу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу була розроблена система для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу. Визначення рівня рідини проводиться у польових умовах без втручання в роботу газопроводу [6, 7]. Система складається з мережі контрольно-вимірювальних постів (КВП), встановлених у місцях, де існує потенційна загроза накопичення рідини у газопроводі, і портативного контрольного пристрою. Визначення рівня рідини ґрунтується на акустичному луна-імпульсному методі визначення товщини виробів. Процес контролю полягає в почерговому вимірюванні рівня рідини у газопроводі шляхом підключення пристрою контролю до кожного КВП. На рис. 1 зображена реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на базі КВП.



1 – акустичний блок; 2 – газопровід;  
3 – вимірювальний блок (портативний  
контрольний пристрій); 4 – кабель акустичного  
блоку; 5 – колонка КВП; 6 – кабель  
вимірювального блоку; 7 – з'єднувач

#### **Рисунок 1 – Реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на базі КВП**

Згідно наведеної функціональної схеми (рис. 1) системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу, вона складається з акустичного блоку 1, який кріпиться до нижньої частини газопроводу 2 та вимірювального блоку 3 (портативний контрольний пристрій). Кабель акустичного блоку 4, за допомогою якого з'єднується акустичний блок 1 з наземною частиною, виводиться у колонку КВП 5, та сполучається з вимірювальним блоком 3 за допомогою кабелю вимірювального блоку 6

через з'єднувач 7, який вмонтовується у стінку колонки КВП 5. В якості основи для контрольних постів запропоновано брати сучасні колонки електрохімзахисту. Така колонка виготовляється з міцного пластику, стійкого до дії зовнішнього середовища, і обладнана «антивандальним» пристроєм для попередження несанкціонованого вилучення контрольного поста з ґрунту. Колонка контрольного поста може бути одночасно використана в якості інформаційно-попереджувального знаку (для позначення охоронної зони і траси підземного газопроводу) і в якості КВП електрохімзахисту.

Для експериментальної перевірки запропонованого рішення, був створений дослідний взірець КВП (рис. 2), який пройшов успішну 3-х річну апробацію. Завдяки оригінальній конструкції акустичного блоку був забезпечений надійний акустичний контакт з поверхнею труби. Похибка вимірювання рівня рідини у порожнині трубопроводу для розробленої системи за даними експериментальних досліджень склала 6,2% [8], що є достатнім для практичного застосування системи.



**Рисунок 2 – Дослідний взірець КВП для вимірювання рівня рідини у порожнині газопроводу**

#### Мета роботи

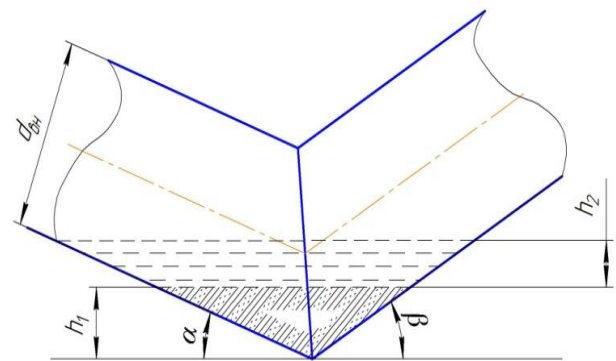
Для впровадження і ефективного використання запропонованої технології моніторингу рідинних скупчень з точки зору експлуатації газотранспортної системи необхідно вирішити задачу визначення об'єму

нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на основі вимірювання її рівня і технологічних параметрів ділянки газопроводу, на якій встановлений КВП.

#### Виклад основного матеріалу

Як було зазначено вище, найбільш потенційну небезпеку щодо накопичення нетехнологічної рідини у порожнині діючого газопроводу несуть висхідні ділянки по трасі газопроводу. Відповідно до цього здійснено отримання залежностей визначення об'єму накопиченої рідини для висхідних ділянок.

Нехай маємо висхідну ділянку трубопроводу із внутрішнім діаметром  $d$ , який має різкий поворот у вертикальному напрямку, утворюючи коліно трубопроводу з кутами нахилу до горизонту  $\beta$  та  $\alpha$ . За результатами вимірювання визначено висоту стовпів рідин у порожнині трубопроводу  $h_1$  та  $h_2$  (розглядаємо задачу для двофазного рідинного скупчення). Необхідно визначити об'єми рідин  $V_{h_1}$  та  $V_{h_2}$ , обмежені внутрішньою поверхнею трубопроводу та рівнями рідини  $h_1$  та  $h_2$ . Розрахункова схема для розробки методики визначення об'єму рідини у порожнині трубопроводу наведена на рис. 3.



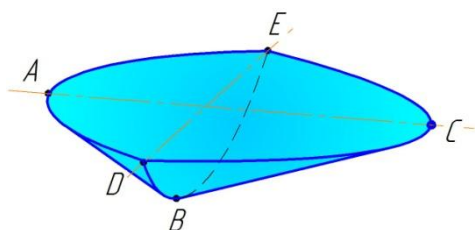
**Рисунок 3 – Розрахункова схема висхідної ділянки трубопроводу**

Вводимо обмеження по значенню допустимих кутів нахилу осі трубопроводу до горизонту та максимального рівня рідини

$$0 < \beta < 90^\circ, 0 < \alpha < 90^\circ, \quad (1)$$

$$h_{\max} = h_1 + h_2 \leq d \cdot \frac{\cos(\beta - \alpha/2)}{\cos(\beta + \alpha/2)}. \quad (2)$$

Простір, обмежений внутрішньою поверхнею трубопроводу та поверхнею рідини, має вигляд тіла, наведеного на рис. 4.



**Рисунок 4 – Геометрична форма об'єму накопиченої рідини у порожнині трубопроводу**

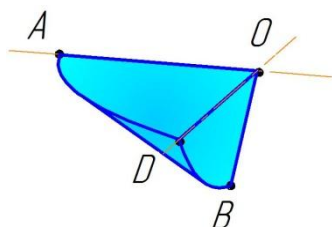
Об'єм даного тіла  $V_h$  (рис. 4) можна знайти як суму об'ємів тіл  $ADBE$  та  $CDEB$ , тобто

$$V_h = V_{ADBE} + V_{CDEB}. \quad (3)$$

Кожне з цих тіл являється частиною об'єму трубопроводу (циліндра), який відсікається двома площинами, що перетинаються по грані  $DE$ . Площина  $ADE$  відповідає вільній поверхні рідини, а площина  $DBE$  проходить через грань коліна трубопроводу. Оскільки фігура  $ADBE$  симетрична відносно поздовжньої осі, то її об'єм буде таким:

$$V_{ADBE} = 2V_{ADBO}, \quad (4)$$

де  $V_{ADBO}$  - тіло, зображене на рис. 5.



**Рисунок 5 – Об'єм тіла, для якого проводиться побудова математичної моделі**

Тіло  $ADBO$  (рис. 5) є частиною об'єму рідини у внутрішній порожнині трубопроводу, причому твірна тіла  $AB$  паралельна осі трубопроводу. Зобразимо трубопровід і тіло  $ADBO$  у просторовій декартовій системі координат (рис. 6) таким чином:

- вісь трубопроводу співпадає із віссю  $Oz$ ;
- тіло  $ADBO$  знаходиться в першому октанті;
- твірна  $AB$  тіла  $ADBO$  паралельна осі  $Oz$ ;
- грань  $AOB$  співпадає із площиною  $Oxz$ ,
- точка  $B$  лежить в площині  $Oxy$  і належить тілу трубопроводу.

Для побудови математичної моделі необхідно описати трубопровід і тіло  $ADBO$  (рис. 5) аналітичними залежностями в просторовій декартовій системі координат.

Трубопровід можна описати рівнянням циліндра, вісь якого співпадає з віссю  $Oz$  [9], тобто

$$x^2 + y^2 = r^2, \quad (5)$$

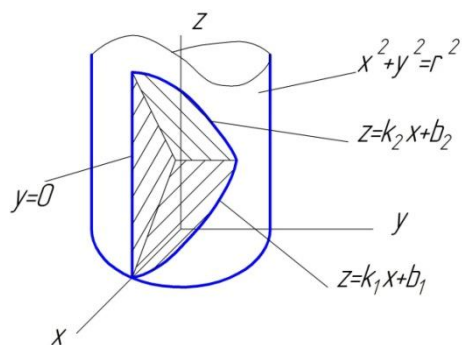
де  $r$  – радіус трубопроводу.

Площина стику трубопроводів та поверхня рідини відповідно описується рівняннями площин, перпендикулярних до площини  $Oxz$  [9]:

$$z = k_1x + b_1, \quad (6)$$

$$z = k_2x + b_2. \quad (7)$$

Графічне представлення трубопроводу і тіла  $ADBO$  (рис. 5) представлено на рис. 6.



**Рисунок 6 – Трубопровід і тіло  $ADBO$  у просторовій декартовій системі координат**

Маючи рівняння, які обмежують тіло  $ADBO$ , його об'єм можна визначити, розрахувавши потрібний інтеграл наступного виду [2]:

$$V_{ADBO} = \iiint_V dV. \quad (8)$$

Відповідно до формул (8) і (4) маємо:

$$V_{ADBE} = 2 \iiint_V dV = 2 \iiint_V dx dy dz. \quad (9)$$

Виконаємо перехід від прямокутних до циліндричних координат [2]:

$$V_{ADBE} = 2 \iiint_V c dc d\varphi dz, \quad (10)$$

При переході від прямокутних до циліндричних координат рівняння (5) ÷ (7) набудуть такого вигляду [3]:

рівняння трубопроводу

$$c = r, \quad (11)$$

рівняння площини стику трубопроводу

$$z = k_1 c \cos \psi + b_1, \quad (12)$$

рівняння поверхні рідини

$$z = k_2 c \cos \psi + b_2. \quad (13)$$

Тіло ADBO проектується на площину Oxy в область D, яка зображена на рис. 7.

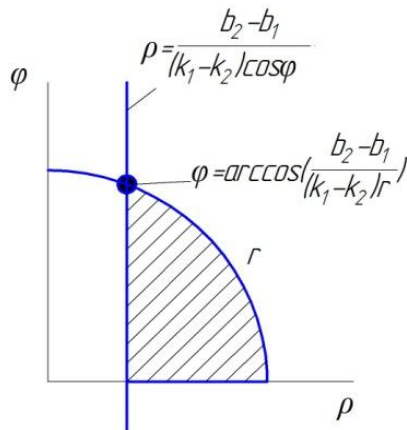


Рисунок 7 – Проекція тіла ADBO на площину Oxy

Переходимо від потрійного інтегралу до повторного та проводимо інтегрування виразу (10):

$$\begin{aligned} V_{ADBE} &= 2 \iiint_V \rho d\rho d\phi dz = \\ &= 2 \int_0^{\arccos\left(\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)} d\phi \int_{\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{\cos \phi}}^r \rho d\rho \int_{k_1 \rho \cos \phi + b_1}^{k_2 \rho \cos \phi + b_2} dz = \\ &= \frac{1}{3} \left[ r^2 \left\{ 3(b_2 - b_1) \arccos\left(\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{r}\right) - \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - 2r(k_1 - k_2) \sin\left(\arccos\left(\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)\right) \right\} - \right. \\ &\quad \left. - \frac{(b_2 - b_1)^3}{(k_1 - k_2)^2} \operatorname{tg}\left(\arccos\left(\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)\right) \right]. \quad (14) \end{aligned}$$

Об'єм тіла CBDE також можна визначити за залежністю (14). Відмінність буде полягати лише в інших значеннях коефіцієнтів  $k_1, k_2, b_1, b_2$ .

Коефіцієнти  $k_1, k_2, b_1, b_2$  характеризують положення трубопроводу відносно горизонту та висоту рівня рідини в порожнині і визначаються за формулами:

– для тіла ADBE (рис. 4)

$$\begin{aligned} k_1 &= -\operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2}; \quad k_2 = \operatorname{ctg} \bar{\alpha}, \\ b_1 &= r \cdot \operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2}; \quad b_2 = -r \cdot \operatorname{ctg} \bar{\alpha} + \frac{h}{\sin \bar{\alpha}}. \end{aligned} \quad (15)$$

– для тіла CBDE (рис. 4)

$$\begin{aligned} k_1 &= -\operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2}; \quad k_2 = \operatorname{ctg} \bar{\alpha}, \\ b_1 &= r \cdot \operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2}; \quad b_2 = -r \cdot \operatorname{ctg} \bar{\alpha} + \frac{h}{\sin \bar{\alpha}}. \end{aligned} \quad (16)$$

Аналізуючи формули (14)–(16), введемо наступні числові коефіцієнти:

– для тіла ADBE (рис. 4)

$$\begin{aligned} A_1 &= k_1 - k_2 = -\left(\operatorname{ctg} \alpha + \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2}\right); \\ B_1 &= b_2 - b_1 = -r \cdot \left(\operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \alpha\right) + \\ &\quad + \frac{h}{\sin \alpha} = r \cdot A_1 + \frac{h}{\sin \alpha}; \end{aligned} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} C_1 &= \arccos \left( \frac{-r \cdot \left(\operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \alpha\right) + \frac{h}{\sin \alpha}}{-r \cdot \left(\operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \alpha\right)} \right) = \\ &= \arccos \left( 1 + \frac{h}{r \cdot A_1 \sin \alpha} \right), \end{aligned}$$

– для тіла CBDE (рис. 4)

$$\begin{aligned} A_2 &= k_1 - k_2 = -\left(\operatorname{ctg} \beta + \operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2}\right); \\ B_2 &= b_2 - b_1 = -r \cdot \left(\operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \beta\right) + \\ &\quad + \frac{h}{\sin \beta} = r \cdot A_2 + \frac{h}{\sin \beta}; \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} C_2 &= \arccos \left( \frac{-r \cdot \left(\operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \beta\right) + \frac{h}{\sin \beta}}{-r \cdot \left(\operatorname{tg} \frac{\bar{\alpha} + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \beta\right)} \right) = \\ &= \arccos \left( 1 + \frac{h}{r \cdot A_2 \sin \beta} \right). \end{aligned}$$

Підставляючи рівняння (17)–(18) в (14), отримаємо наступні залежності:



$$V_{ADBE} = \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_1 \cdot C_1 - 2 \cdot A_1 \cdot r \cdot \sin C_1) - \frac{B_1^3}{A_1^2} \operatorname{tg} C_1 \right], \quad (19)$$

$$V_{CBDE} = \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_2 \cdot C_2 - 2 \cdot A_2 \cdot r \cdot \sin C_2) - \frac{B_2^3}{A_2^2} \operatorname{tg} C_2 \right]. \quad (20)$$

Із (4.3) та (4.19)-(4.20) маємо, що

$$\begin{aligned} V_h &= V_{ADBE} + V_{CBDE} = \\ &+ \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_1 \cdot C_1 - 2 \cdot A_1 \cdot r \cdot \sin C_1) - \frac{B_1^3}{A_1^2} \operatorname{tg} C_1 \right] + \\ &+ \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_2 \cdot C_2 - 2 \cdot A_2 \cdot r \cdot \sin C_2) - \frac{B_2^3}{A_2^2} \operatorname{tg} C_2 \right] = \quad (21) \\ &= \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot (B_1 \cdot C_1 + B_2 \cdot C_2) - 2r(A_1 \sin C_1 + \right. \\ &\left. + A_2 \sin C_2)) - \left( \frac{B_1^3}{A_1^2} \operatorname{tg} C_1 + \frac{B_2^3}{A_2^2} \operatorname{tg} C_2 \right) \right]. \end{aligned}$$

Оскільки  $r = d/2$ , а

$$C_1 = C_2 = C = \arccos \left( \frac{b_2 - b_1}{(k_1 - k_2)r} \right) = \arccos \left( \frac{2B_1}{A_1 \cdot d} \right),$$

то кінцева залежність для визначення об'єму рідини в порожнині трубопроводу буде мати такий вигляд:

$$V_h = \frac{1}{3} \left[ \frac{d^2}{4} (3C \cdot (B_1 + B_2) - d \cdot \sin C \cdot (A_1 + A_2)) - \operatorname{tg} C \cdot \left( \frac{B_1^3}{A_1^2} + \frac{B_2^3}{A_2^2} \right) \right]. \quad (22)$$

У випадку, коли за результатами вимірювання на КВП було виявлено наявність двох рідких фаз із рівнями відповідно  $h_1$  та  $h_2$  (рис. 3), методика оцінки кількості такого рідкого середовища наступна.

Спочатку визначають числові коефіцієнти за залежностями:

$$\begin{aligned} A_1 &= -\left( \operatorname{tg} \left( \frac{\alpha + \beta}{2} \right) + \operatorname{ctg}(\alpha) \right); \quad A_2 = -\left( \operatorname{tg} \left( \frac{\alpha + \beta}{2} \right) + \operatorname{ctg}(\beta) \right); \\ B_1^{h_1} &= \frac{d}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1}{\sin(\alpha)}; \quad B_2^{h_1} = \frac{d}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1}{\sin(\beta)}; \\ B_1^{h_2} &= \frac{d}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1 + h_2}{\sin(\alpha)}; \quad B_2^{h_2} = \frac{d}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1 + h_2}{\sin(\beta)}; \\ C_1 &= \arccos \left( \frac{2 \cdot B_1^{h_1}}{A_1 \cdot d} \right); \quad C_2 = \arccos \left( \frac{2 \cdot B_2^{h_2}}{A_2 \cdot d} \right). \end{aligned} \quad (23)$$

Визначають об'єм рідини із висотою рівня

$h_1$  за формулою

$$V_{h_1} = \frac{1}{3} \left[ \frac{d^2}{4} \cdot (3 \cdot C_1 \cdot (B_1^{h_1} + B_2^{h_1}) - d \cdot \sin(C_1) \cdot (A_1 + A_2)) - \operatorname{tg}(C_1) \cdot \left( \frac{B_1^{h_1^3}}{A_1^2} + \frac{B_2^{h_1^3}}{A_2^2} \right) \right], \quad (24)$$

об'єм рідини із висотою рівня  $h_2$  обчислюють за формулою

$$\begin{aligned} V_{h_2} &= \frac{1}{3} \left[ \frac{d^2}{4} \cdot \left\{ 3 \cdot [C_2 \cdot (B_1^{h_2} + B_2^{h_2}) - C_1 \cdot (B_1^{h_1} + B_2^{h_1})] - \right. \right. \\ &\left. \left. -d \cdot (A_1 + A_2) \cdot \sin(C_2) - \sin(C_1) \right\} - \right. \\ &\left. - \operatorname{tg}(C_2) \cdot \left( \frac{B_1^{h_2^3}}{A_1^2} + \frac{B_2^{h_2^3}}{A_2^2} \right) + \right. \\ &\left. + \operatorname{tg}(C_1) \cdot \left( \frac{B_1^{h_1^3}}{A_1^2} + \frac{B_2^{h_1^3}}{A_2^2} \right) \right]. \quad 25 \end{aligned}$$

З метою апробації запропонованої методики визначення об'єму нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу були проведені експериментальні дослідження на ділянці газопроводу «Пасічна-Тисмениця» (діаметр 525мм) Богородчанського ЛВУМГ на найбільш критичній ділянці щодо утворення скупчень нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (рис. 8).



Рисунок 8 – Проведення експериментальних досліджень на ділянці газопроводу «Пасічна-Тисмениця»

В процесі дослідження виявлено, що рівень рідини в порожнині газопроводу складає 206 мм, тобто майже на половину перекиває січення труби. Для технологічних параметрів трубопроводу згідно рис. 3 ( $\beta = 5^\circ$ ,  $\nu = 30^\circ$ ,  $d_{\text{вн}} = 525 \text{ мм}$ ) розрахований об'єм рідини згідно отриманої залежності (24) склав 87 л. Проведений подальший випуск рідини через дренажний пристрій, який був змонтований в

точці вимірювання на газопроводі, в спеціальну збірну ємність показав, що об'єм нетехнологічної рідини визначений з похибкою до 10%. У подальшому планується продовжити роботи з промислової апробації запропонованої методики розрахунку та створення відповідного нормативного документу для ПАТ «Укртрансгаз».

### ВИСНОВКИ

Отримано аналітичні залежності для розрахунку об'ємів нетехнологічної рідини для двофазного скупчення у порожнині діючого газопроводу на підставі вимірювань рівня рідини за допомогою спеціалізованих КВП на висхідних ділянках газопроводу. Визначення об'єму накопиченої рідини дає інформацію для прийняття експлуатаційного рішення щодо її своєчасного вилучення з порожнини газопроводу у встановленому порядку, попереджуючи виникнення аварійних ситуацій. Запропонована методика визначення об'єму рідини апробована на ділянці діючого газопроводу «Пасічна-Тисмениця».

1. Усольцев М.Е. Вынос скопленной жидкости из магистральных газопроводов / М.Е. Усольцев, А.А. Коршак // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. №12. – С. 322–325. 2. Банахевич Р.Ю. Фактори та причини виникнення гідратних утворень в порожнинах труб при магистральному транспорті газу / Р.Ю. Банахевич, В.О. Крупка, В.П. Лук'яненко // Теорія і практика будівництва. – 2011. – №8. – С. 3-6. 3. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

4. Uhlig's Corrosion Handbook 3rd edition. Electrochemical Society Series, John Wiley & Sons Ltd, 2011, pp. 210-212. 5. Карпаш О.М. Система для оцінки рівня рідини в діючих газопроводах / О.М. Карпаш, В.І. Слободян, А.В. Яворський, І.В. Рибіцький // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – №5-6. – С. 41-43. 6. Разработка системы оценки уровня жидкости в полостях действующих газопроводов / Карпаш О.М., Рибіцький І.В., Яворский А.В. и др. // Приложение к журналу Газовая промышленность, Россия. 2011. – №12. С.13-15. 7. Рыбицкий И.В. Стационарная система измерения уровня жидкости в полостях действующих газопроводов / И.В. Рыбицкий, А.В. Яворский, Р.Ю. Банахевич // Научни известия (Scientific Proceedings). – 2011. - №1 (121). – С. 93-96. 8. Экспериментальное исследование метода определения уровня жидкосных скопленений в полости магистрального газопроводов / М.О. Карпаш, Р.Ю. Банахевич, А.В. Яворський, О.М. Карпаш и др. // Нефтегазовое дело. 2013. – №5. С.244-256. 9. Беклемышев Д. В. Курс аналитической геометрии и линейной алгебры. – М.: Наука, 1987. – 320 с. 10. Бугров Я. С., Никольский С. М. Дифференциальные уравнения: Кратные интегралы. Ряды. – М.: Наука, 1989. – 464 с. 11. Дубовик В. П., Юрик І. І. Вища математика: Навч. посібн. – К.: А.С.К., 2006 – 648 с.: іл.

Поступила в редакцію 30.05.2014р.

Рекомендували до друку: докт. фіз.-мат. наук Снарський А. О. та докт. техн. наук Райтер П. М.