

МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ СКУПЧЕНЬ І ОБ'ЄМУ РІДИНИ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧОГО ГАЗОПРОВОДУ

¹Р.Ю. Банахевич, ²А.В. Яворський, ²М.О. Карпаш, ²Я.В. Рожко, ²С.В. Великий

¹УМГ «Львівтрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України»;
м. Львів, вул. Івана Рубчака, 3, e-mail: r.banakhovich@gmail.com

²ІФНТУНГ; 76019, м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: andruus@yahoo.com

У результаті виконаних досліджень з метою забезпечення ефективного впровадження системи моніторингу рідинних скупчень у порожнинах газопроводів у вигляді мережі спеціалізованих контрольно-вимірювальних постів проаналізовано основні причини накопичення рідин в газопроводах, а також існуючі методи і засоби для їх виявлення. Отримано аналітичні залежності для розрахунку об'ємів рідини для двофазного скупчення на підставі вимірювань рівня рідини за допомогою КВП на понижених ділянках газопроводу. Визначення об'єму накопиченої рідини дає інформацію для прийняття експлуатаційного рішення щодо її вилучення з порожнини газопроводу у встановленому порядку з метою попередження виникнення аварійних ситуацій.

Запропоновано методику для визначення потенційно небезпечних щодо скупчення рідини місць на трасі газопроводу. Дана методика ґрунтується на даних профілювання газопроводу, його технічних характеристик і режимів транспортування газу. Методика в поєднанні з апріорними статистичними даними дає можливість обирати місця встановлення розроблених контрольно-вимірювальних постів для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу і відповідного обладнання для відведення рідини з метою ліквідації рідинних скупчень, що значно знижують гідравлічну ефективність газопроводу.

Ключові слова: контроль, рідинні скупчення, газопровід, контрольно-вимірювальний пост

В результате выполненных исследований с целью обеспечения эффективного внедрения системы мониторинга жидкостных скоплений в полостях газопроводов в виде сети специализированных контрольно-измерительных постов проанализированы основные причины накопления жидкостей в газопроводах, а также существующие методы и средства их обнаружения. Получены аналитические зависимости для расчета объемов жидкости для двухфазного скопления по уровню жидкости с помощью КИП на пониженных участках газопровода. Определение объема накопленной жидкости позволяет принять эксплуатационное решение о ее исключении из полости газопровода в установленном порядке с целью предупреждения возникновения аварийных ситуаций.

Предложена методика определения потенциально опасных для скопления жидкости мест на трассе газопровода. Данная методика основывается на данных профилирования газопровода, его технических характеристиках и режимах транспорта газа. Методика в сочетании с априорными статистическими данными позволит выбирать места установки разработанных контрольно-измерительных постов для измерения уровня жидкости в полости газопровода и соответствующего оборудования для отвода жидкости с целью ликвидации жидкостных скоплений, которые значительно снижают гидравлическую эффективность газопровода.

Ключевые слова: контроль, жидкостные скопления, газопровод, контрольно-измерительный пост

In the result of the research and in order to ensure the implementation of the effective monitoring system of fluid accumulation in gas pipeline cavity, the main reasons for the fluid accumulation in the pipelines in the form of a network of specialized control stations were analyzed, as well as existing methods and means for their detection. Analytical dependences for calculation of fluid volume for two-phase accumulation on the ground of fluid level measurement using control instrumentation at the pipeline depression area were further obtained. Determination of the accumulated fluid volume provides the information for making operating decisions on its removal from the pipeline cavity in the prescribed manner, preventing emergency situations.

The method for detection of the locations on the gas pipeline route, which are potentially dangerous with the respect of fluid accumulation was suggested. This technique is based on data for gas pipeline profiling, its technical specifications and gas transportation modes. The technique combined with a priori statistics allows to choose the installation site of the developed control stations for fluid level measurement in the cavity of a pipeline and the related equipment for draining, in order to eliminate fluid accumulations, which greatly reduce pipeline flow efficiency. As a result, it was proposed to install control stations in the places where fluid accumulations are most likely to appear.

Key words: control, fluid accumulations, gas pipeline, control station.

Одним із чинників, які знижують ефективність функціонування газотранспортної системи (ГТС) і якість природного газу, є надмірний вміст вологи в транспортованому продукті, незважаючи на існуючу систему осушування. Проведені дослідження вказують на причини підвищеної вологості газу [1]:

- недостатньо якісна підготовка газу на промислах;
- неповне видалення води після гідравлічних випробувань з трубопроводу і неповне виконання регламенту робіт з осушення на більшості об'єктів капітального будівництва, реконструкції і капітального ремонту газопроводів;

- потрапляння рідини в порожнину трубопроводів під час аварій і будівельно-монтажних робіт;

- проведення комплексів робіт з внутрішньотрубною діагностики і пов'язаних з ними змінами режимів і швидкостей потоків газу;

- наявність скупченої рідини в порожнинах газопроводів, які не мають камер запуску і приймання очисних пристроїв, і її винесення під час перерозподілу потоків газу і пов'язаних з цим змін режимів роботи газопроводів;

- конструктивні особливості споруд з наявністю тупикових ділянок, закритих об'ємів, «мертвих» порожнин (порожнина між корпусом і затвором запірної арматури, звужуючі конструкції перемичок між газопроводами тощо), які утруднюють видалення рідини з порожнин газопроводів.

Також відомо що, наявність вологи в транспортованому продукті суттєво ускладнює нормальний режим роботи газопроводів. Пари води здатні конденсуватися, порушуючи нормальний рух газу газопроводом. На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки стінками труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку [2]. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний затвор, частково чи повністю перекриваючи переріз труби. Попри наявність в трубопроводі гідратуутворювача (газ, газовий конденсат) і вільної води (рідка вода, лід, вода диспергована в об'ємі газу чи рідкого гідратуутворювача, плівки води на внутрішній поверхні трубопроводу і т.д.) за відповідної температури і тиску тут утворюються гідрати.

Вказані причини призводять до зниження ефективності газопроводу: підвищення гідравлічного опору і гідростатичного перепаду тиску [3-5]. Крім цього, наявність значної кількості рідини в газопроводі значно ускладнює процедуру внутрішньотрубного діагностування трубопроводу, оскільки через можливість пошкодження чи руйнування очисного та діагностичного поршнів, які зазнаватимуть гідравлічних ударів. Рухаючись на ділянках повітряних переходів, очисний поршень накопичуватиме перед собою значний об'єм води, що може призвести до значного зростання внутрішніх напружень у стінці газопроводу та, як наслідок, значного підвищення небезпеки його руйнування. З огляду на даний факт, газотранспортні підприємства в більшості випадків не проводять очищення порожнини чи внутрішньотрубне діагностування ділянок повітряних переходів значної протяжності.

Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу, покриває шар твердих відкладів і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу [6]. За умов низької турбулентності газового потоку тверді відклади можуть збиратись на дні горизонтальної чи злегка похилої лінії газопроводу. На рисунку 1 проілюстровано утворення корозії через накопичення відкла-

дів у нижній частині газопроводу. Приклад розвитку сильної корозії у нижній частині труби під накопиченими відкладами, зображено на рисунку 2.

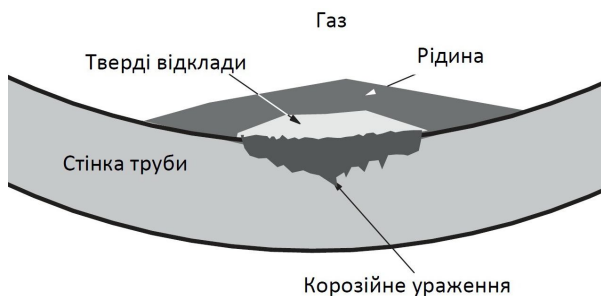


Рисунок 1 – Утворення корозії під композицією «вода-тверді відклади» на дні трубопроводу в місцях утворення газоконденсатної пробки

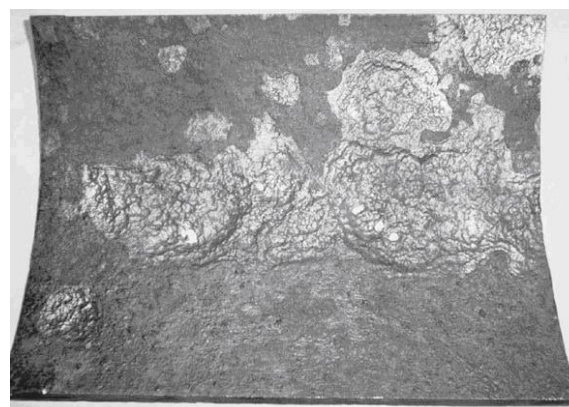


Рисунок 2 – Корозійні пошкодження внутрішньої поверхні газопроводу

Скупчення рідких (а інколи і твердих) відкладів у газопроводах може бути наявне у ділянках газоконденсатної пробки. Здебільшого це відбувається на ділянках висхідного перепаду висот, або у заглибленнях (рис. 3). По цих ділянках газ переміщується поверхнею накопиченої рідини, проте насправді потік у воді, 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.

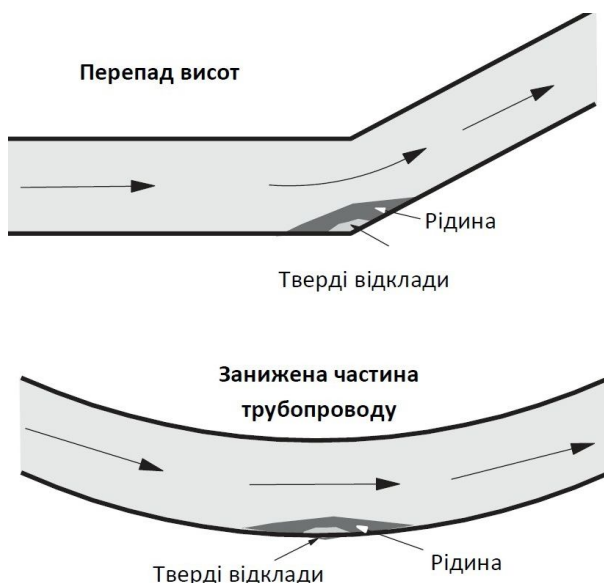


Рисунок 3 – Місця можливого утворення газоконденсатної пробки та твердих відкладів

Значні об'єми рідини накопичуються в порожнині газопроводів під час інтенсивного відбору газу з підземних сховищ газу. Це призводить до утворення рідинних заторів і газоконденсатних пробок, а також мігрування рідинних скупчень. Внаслідок цього існує високий ризик повного припинення газопостачання, однак через здатність рідини мігрувати порожниною трубопроводу (так звані рухомі «слагги»), точно визначити місце скупчення рідини та її рівень неможливо. Враховуючи складність рельєфу прокладання газопроводів, особливо в гірських регіонах, необхідність проведення великого об'єму земляних робіт та транспортування ємностей для збору рідини з газопроводу, такі помилки у визначенні місць знаходження рідини в газопроводі призводять до значних матеріальних затрат, зменшують продуктивність ГТС в цілому, збільшують ризик появи відмов чи аварійних ситуацій. В цьому випадку аварійна ділянка відтинається лінійними кранами, після чого газ і рідину випускають в атмосферу через продувні свічки чи газове обладнання (рис. 4). Даний захід застосовується як вимушений, оскільки призводить до значних втрат газу і завдає шкоди навколишньому середовищу.

Одним із шляхів вирішення згаданої проблеми може стати широке впровадження систем моніторингу стану газопроводу, в тому числі визначення наявності, рівня та об'єму рідини в його порожнині.

Для вирішення даної проблеми 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 рідини в порожнині газопроводу. Визначення рівня рідини проводиться в польових умовах без втручання в роботу газопроводу [7, 8].



Рисунок 4 – Аварійне випускання газу і рідини в атмосферу з порожнини газопроводу у випадку припинення газопостачання з причини утворення рідинних скупчень значних об'ємів

Система складається з контрольно-вимірювальних постів (КВП) у місцях, де існує загроза накопичення рідини в 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 в газопроводі шляхом підключення пристрою контролю до кожного контрольно-вимірювального поста. Для експериментальної перевірки запропонованого рішення, був створений дослідний взірець контрольно-вимірюваного поста (рис. 5), який пройшов успішну трирічну апробацію. Точність вимірювання рівня рідини, для розробленої системи, за даними експериментальних досліджень склала 6,2% [9].

Проте, для впровадження і ефективного використання запропонованої технології моніторингу рідинних скупчень, з точки зору експлуатації ГТС, необхідно вирішити такі задачі:



Рисунок 5 – Дослідний взірець контрольно-вимірювального поста для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу

- ідентифікація найбільш ймовірних місць виникнення значних водяних скупчень з метою встановлення там постів;
- розрахунок об'єму накопиченої рідини в порожнині газопроводу за результатами вимірювань.

Визначення об'єму рідини для понижених ділянок газопроводу на основі визначеного рівня рідини

Об'єм рідини для понижених ділянок газопроводу визначаємо для двофазного рідинного скупчення (наприклад, вода і газовий конденсат). Вхідні параметри для вказаного розрахунку відображено на рис. 6, де $d_{вн}$ – внутрішній діаметр газопроводу, α і β відповідні кути нахилу ділянки газопроводу, h_1 і h_2 – відповідно виміряні рівні двофазного рідинного скупчення по кожній фазі рідини.

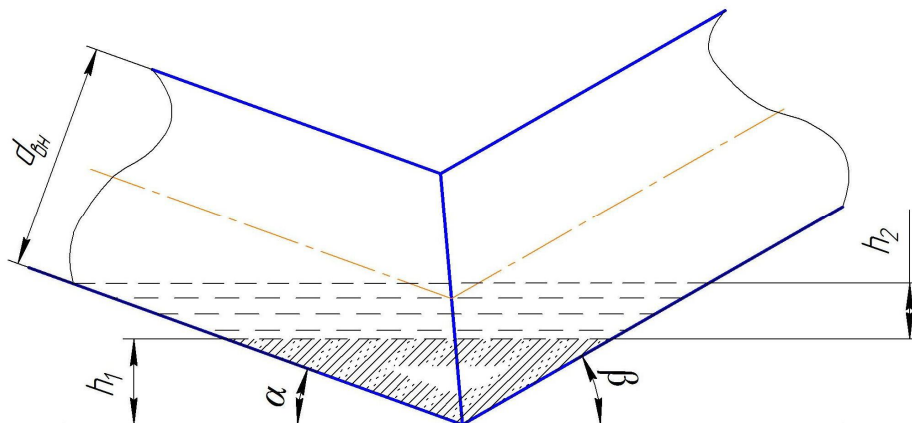


Рисунок 6 – Вхідні параметри визначення для об'єму рідинного скупчення в порожнині газопроводу на пониженій ділянці

Визначаємо константи:

$$\begin{aligned}
 A_1 &= -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \operatorname{ctg}(\alpha)\right); \\
 A_2 &= -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \operatorname{ctg}(\beta)\right); \\
 B_1^{h1} &= \frac{d_{вн}}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1}{\sin(\alpha)}; \\
 B_2^{h1} &= \frac{d_{вн}}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1}{\sin(\beta)}; \\
 B_1^{h2} &= \frac{d_{вн}}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1 + h_2}{\sin(\alpha)}; \\
 B_2^{h2} &= \frac{d_{вн}}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1 + h_2}{\sin(\beta)}; \\
 C_1 &= \arccos\left(\frac{2 \cdot B_1^{h1}}{A_1 \cdot d_{вн}}\right); \\
 C_2 &= \arccos\left(\frac{2 \cdot B_1^{h2}}{A_1 \cdot d_{вн}}\right).
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Обчислюємо значення об'ємів рідини для кожної фази. Об'єм рідини із висотою рівня h_1 :

$$\begin{aligned}
 V_{h1} &= \frac{1}{3} \left[\frac{d_{вн}^2}{4} \cdot \left\{ 3 \cdot C_1 \cdot (B_1^{h1} + B_2^{h1}) - \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - d_{вн} \cdot \sin(C_1) \cdot (A_1 + A_2) \right\} - \operatorname{tg}(C_1) \cdot \left(\frac{(B_1^{h1})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h1})^3}{A_2^2} \right) \right].
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Об'єм рідини із висотою рівня h_2

$$\begin{aligned}
 V_{h2} &= \frac{1}{3} \left[\frac{d_{вн}^2}{4} \cdot \left\{ C_2 \cdot (B_1^{h2} + B_2^{h2}) - C_1 \cdot (B_1^{h1} + B_2^{h1}) \right\} - \right. \\
 &\quad \left. - d_{вн} \cdot (A_1 + A_2) \cdot [\sin(C_2) - \sin(C_1)] \right] - \\
 &\quad - \operatorname{tg}(C_2) \cdot \left(\frac{(B_1^{h2})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h2})^3}{A_2^2} \right) + \operatorname{tg}(C_1) \cdot \left(\frac{(B_1^{h1})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h1})^3}{A_2^2} \right).
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

Визначення місць по трасі газопроводу, які є потенційно небезпечними щодо скупчення рідини

Визначення місць по трасі газопроводу, де необхідно встановити контрольно-вимірювальні пункти (КВП) для визначення наявності та видалення рідинних скупчень, пропонується проводити за наступною методикою.

Вихідними даними до розрахунку є профіль траси газопроводу із значеннями висот геодезичних позначок і за даними внутрішньотрубною діагностики (просторові координати трубопроводу), термобаричні параметри на початку та в кінці досліджуваної ділянки газопроводу (абсолютний тиск та температура), середня температура ґрунту та фізичний склад газу.

Як відомо, рідина із занижених ділянок газопроводу виноситиметься тоді, коли дійсна швидкість руху газу в газопроводі буде вищою за так звану критичну швидкість, яка для магістральних газопроводів може бути визначена за емпіричною формулою [10]

$$v_{кр} = 0,184 \left(\frac{\rho_{pid}}{\rho_2} \right)^{0,697} \alpha^{0,181} \left(\frac{v_{pid}}{\sqrt{gd^3}} \right)^{-0,012} \sqrt{gd}, \quad (4)$$

де ρ_{pid} - густина рідинних скупчень на занижених ділянках газопроводу, кг/м³;

ρ_2 - густина природного газу в досліджуваній точці траси газопроводу, кг/м³;

α - кут підйому газопроводу після заниженої ділянки;

v_{pid} - кінематична в'язкість рідинних скупчень, сСт;

g - прискорення вільного падіння;

d - внутрішній діаметр досліджуваної ділянки газопроводу, м.

Очевидно, що контрольно-вимірювальні пункти необхідно встановлювати на тих ділянках газопроводу, де значення швидкості руху газу менше від значення критичної швидкості, при якій відбувається винесення рідини із заниженої ділянки.

Спочатку проводиться визначення кутів нахилу газопроводу до горизонту в кожній точці газопроводу за формулою

$$\alpha_i = \arctg \left(\frac{h_{i+1} - h_i}{x_{i+1} - x_i} \right), \quad (5)$$

де α_i - кут підйому газопроводу в i -й точці профілю траси;

h_{i+1} , h_i - значення висоти геодезичних позначок у відповідних точках профілю траси, м;

x_{i+1} , x_i - координати відповідних точок траси, відраховані від початку ділянки газопроводу, м.

Точки траси газопроводу із значеннями кутів підйому газопроводу $\alpha_i < 0$ відповідають підвищеним ділянкам із розрахунку вилучаються.

Визначається абсолютний тиск природного газу в кожній точці профілю траси газопроводу за формулою [11]

$$P_i = \sqrt{P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) \cdot \frac{x_i}{L}}, \quad (6)$$

де P_n, P_k - відповідно початковий та кінцевий тиски газу в газопроводі, МПа;

L - довжина газопроводу, м;

x_i - координата точки траси від початку ділянки газопроводу, м.

Розраховується температура газу в кожній точці профілю траси газопроводу [1]

$$T_i = T_{cp} + (T_n - T_{cp}) \cdot e^{-a \cdot x_i}, \quad (7)$$

де T_{cp} - середня температура ґрунту на ділянці газопроводу;

T_n - температура газу на початку ділянки газопроводу;

x_i - координата точки траси від початку ділянки газопроводу, м;

a - параметр Шухова, який за відомих значень температур на початку та в кінці ділянки можна визначити за формулою [12]

$$a = \frac{1}{L} \ln \left(\frac{T_n - T_{cp}}{T_k - T_{cp}} \right), \quad (8)$$

де T_k - температура ґрунту в кінці ділянки газопроводу.

Далі визначається густина газу в кожній точці профілю траси газопроводу із рівняння Менделєєва - Клапейрона

$$\rho_i = \frac{P_i}{z_i R T_i}, \quad (9)$$

де R - газова стала природного газу відповідно до фізичного складу, Дж/(кгК) [13];

z_i - коефіцієнт стисливості природного газу в i -й точці траси, визначається відповідно до методики, викладеної в ОНТП 51-1-85, за відомими значеннями тиску, температури та фізичним складом газу [14].

Після цього визначається значення критичної швидкості винесення рідини для кожної заниженої ділянки газопроводу за формулою (4).

Далі проводиться розрахунок розподілу швидкості по довжині ділянки газопроводу методом послідовних наближень за наступним алгоритмом.

Визначається значення пропускної здатності газопроводу за відомих значень абсолютних тисків на початку та в кінці ділянки газопроводу [12]

$$Q = 105,087 \cdot E \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{D \cdot l \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}}, \quad (10)$$

де P_n, P_k - відповідно абсолютний тиск газу на початку та в кінці ділянки, МПа;

L - довжина ділянки газопроводу, км;

E - гідравлічна ефективність газопроводу, приймаємо $E = 1$;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору, що в першому наближенні приймається 0,009;

z_{cp} - середній коефіцієнт стисливості газу на ділянці газопроводу, визначається за методикою ОНТП 51-1-85 [14];

T_{cp} - середня температура газу на ділянці, що визначається за формулою [11]

$$T_{cp} = T_{cp} + \frac{T_n - T_k}{a \cdot L} \quad (11)$$

Для розрахунку середнього коефіцієнта стисливості необхідно мати значення середнього тиску газу на ділянці газопроводу, яке може бути визначене за формулою [11]

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) \quad (12)$$

Далі визначається число Рейнольдса [12]

$$Re = 17,75 \frac{Q \cdot \Delta}{\eta \cdot d} \quad (13)$$

де η - динамічна в'язкість газу, визначається відповідно до фізичного складу газу [13];

Δ - відносна густина газу за повітрям.

Обчислюється значення коефіцієнта гідравлічного опору за формулою [12]

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_e}{d} \right)^{0,2} \quad (14)$$

де k_e - внутрішня шорсткість труби, для магістральних газопроводів приймається $k_e = 0,03$ мм.

Після цього уточнюється значення пропускної здатності за формулою (1.10).

За отриманим значенням пропускної здатності газопроводу визначається масова витрата газу в газопроводі за формулою [12]

$$M = 13,95 \cdot Q \cdot \Delta \quad (15)$$

Відповідно до значення масової витрати та масиву густин газу, отриманих за формулою (9), із рівняння нерозривності потоку розраховується швидкість газу в кожній заниженій точці газопроводу

$$v_i = \frac{M}{\rho_i \cdot S} \quad (16)$$

де S - площа внутрішнього перерізу ділянки газопроводу в i -й точці.

Отримані значення дійсних швидкостей газу v_i порівнюються із значеннями критичних швидкостей v_{kpi} . У випадку, коли $v_{kpi} > v_i$, в даній заниженій точці профілю траси газопроводу винесення рідини потоком газу відбуватись не буде, отже, існує необхідність встановлення контрольно-вимірювальних пунктів для визначення наявності рідинних скупчень в порожнині трубопроводу.

З метою апробації запропонованої методики розташування контрольно-вимірювальних пунктів проведено розрахунки для ділянки магі-

стрального газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород (УПУ), експлуатаційні характеристики якої наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Характеристики ділянки магістрального газопроводу УПУ

Параметр	Величина
Довжина ділянки, км	20
Умовний діаметр газопроводу	DN 1400
Початковий тиск на ділянці, МПа	7,40
Кінцевий тиск на ділянці, МПа	6,65
Продуктивність газопроводу, млн. м ³ /добу	75
Температура газу на початку ділянки газопроводу, °C	40
Температура газу в кінці ділянки газопроводу, °C	37
Середня температура ґрунту на ділянці, °C	9
Відносна густина перекачуваного природного газу	0,575
Газова стала природного газу, Дж/(кгК)	499,3

Розрахунок проводився за допомогою програми Excel та мови програмування Visual Basic. Контрольний приклад розрахунку проведений для точки траси трубопроводу із координатами $x_i = 32$ м, $x_{i+1} = 36,5$ м, $h_i = 496,8$ м, $h_{i+1} = 497,4$ м та внутрішнім діаметром $d = 1,376$ м.

За формулою (5) визначається кут нахилу висхідної ділянки до горизонту

$$\alpha = \arctg \left(\frac{497,4 - 496,8}{36,5 - 32} \right) = 7,59^\circ$$

Далі за формулами (6)–(8) визначаються абсолютний тиск та температура в розрахунковій точці

$$P = \sqrt{7,4^2 - (7,4^2 - 6,65^2) \cdot \frac{32}{20000}} = 7,399 \text{ МПа};$$

$$a = \frac{1}{20000} \ln \left(\frac{313,15 - 282,15}{310,15 - 282,15} \right) = 4,82 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{-1};$$

$$T = 282,15 + (313,15 - 282,15) \cdot e^{-0,00000482 \cdot 32} = 313,15 \text{ К}.$$

За методикою ОНТП 51-1-85 коефіцієнт стисливості за даного тиску та температури становить $z = 0,8849$.

Густина природного газу за робочих умов в розрахунковій точці дорівнює

$$\rho_z = \frac{7,399 \cdot 10^6}{0,8849 \cdot 499,3 \cdot 313,15} = 53,48 \text{ кг/м}^3.$$

Приймавши, що в порожнині трубопроводу накопичуються прісна вода, визначається критична швидкість винесення за формулою (4)

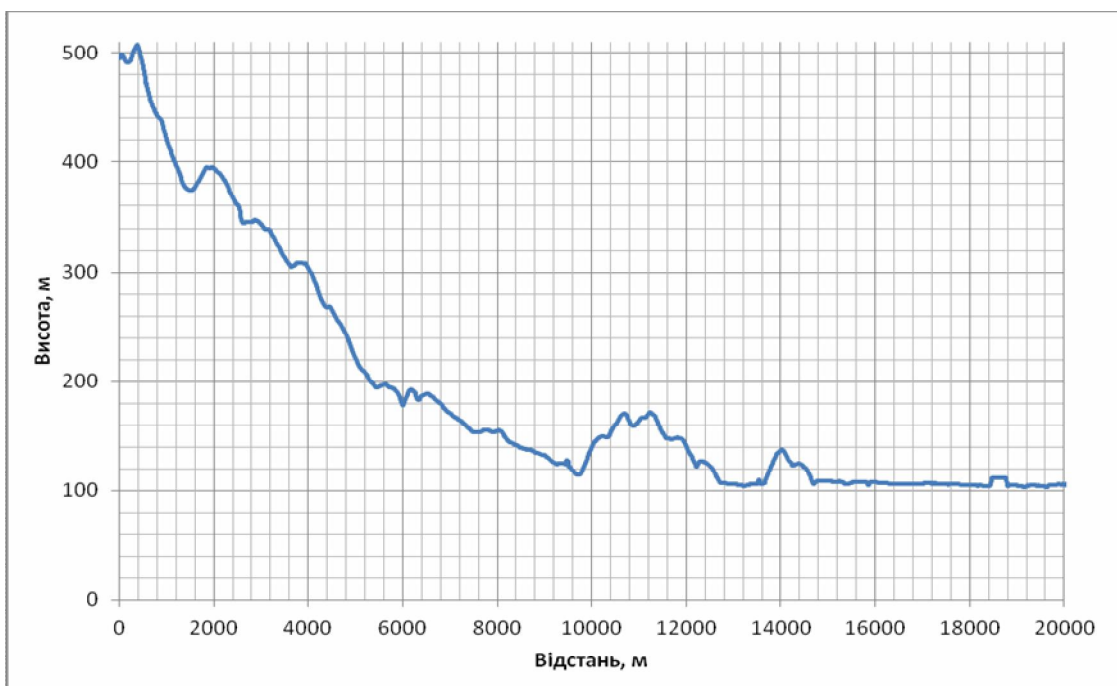


Рисунок 7 – Профіль траси магістрального газопроводу УПУ для обраної ділянки для визначення потенційно-небезпечних місць скупчення рідини

Таблиця 2 – Розміщення точок КВП за наведеною методикою

Відстань від початку, м	Висота, м	Внутрішній діаметр, м	Тиск, МПа	Температура, К	Густина, кг/м ³	Кут нахилу до горизонту,	Критична швидкість, м/с	Швидкість руху газу, м/с
32	496.8	1.3760	7.399	313.15	53.48	7.59	7.66	7.57
252	495.1	1.3886	7.391	313.11	53.42	8.67	7.89	7.44
6030	180.9	1.3886	7.183	312.26	51.93	6.99	7.74	7.65
6377	185.5	1.3886	7.170	312.21	51.84	6.80	7.71	7.67
9444	124.4	1.3840	7.057	311.77	51.02	7.69	7.96	7.84
13510	106.0	1.3760	6.904	311.20	49.91	8.46	8.20	8.11
13703	112.1	1.3840	6.897	311.17	49.86	7.45	8.04	8.02
18428	104.2	1.3760	6.715	310.52	48.52	8.40	8.35	8.34

$$v_{кр} = 0,184 \left(\frac{1000}{53,48} \right)^{0,697} \cdot 7,59^{0,181} \left(\frac{1}{\sqrt{9,81 \cdot 1,376^3}} \right)^{-0,012} \times \sqrt{9,81 \cdot 1,376} = 7,66 \text{ м/с} .$$

За формулами (15) – (16) визначається дійсна швидкість природного газу в розрахунковій точці

$$M = 13,95 \cdot 75 \cdot 0,575 = 601,6 \text{ кг/с} ;$$

$$v = \frac{4 \cdot 601,6}{3,14 \cdot 53,48 \cdot 1,376^2} = 7,57 \text{ м/с} .$$

Як видно із розрахунку, швидкість руху газу в даній точці газопроводу менша від критичної, а отже існує можливість утворення рідинних скупчень. Аналогічно проведено розрахунки для інших точок профілю траси (рис. 7). Результати розрахунку наведено в таблиці 2. Визначені точки встановлення контрольно-вимірювальних пунктів визначення скупчень рідини по трасі газопроводу наведено на рис. 8.

Вибір кількості і місця розташування КВП по трасі газопроводу повинен проводитись із врахуванням особливостей проходження траси газопроводу, техніко-економічного розрахунку, можливості підвезення технічних засобів для відкачування рідини та досвіду експлуатації лінійної ділянки.

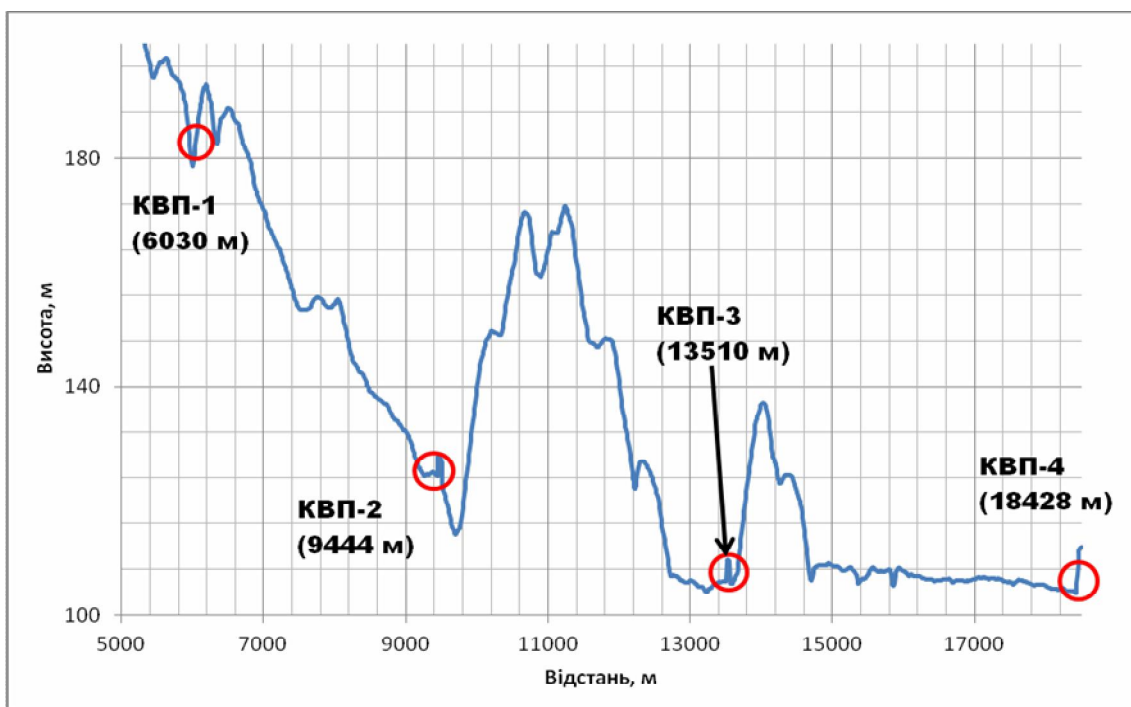


Рисунок 8 – Розраховані точки для розміщення контрольно-вимірювальних пунктів визначення рівня рідини по трасі магістрального газопроводу УПУ для обраної ділянки

Висновки

У результаті виконаних досліджень з метою забезпечення ефективного впровадження системи моніторингу рідинних скупчень у порожнинах газопроводів у вигляді мережі спеціалізованих контрольно-вимірювальних постів:

- проаналізовано основні причини накопичення рідин в газопроводах, а також існуючі методи і засоби їх виявлення;

- отримано аналітичні залежності для розрахунку об'ємів рідини для двофазного скупчення на підставі вимірювань рівня рідини за допомогою КВП на понижених ділянках газопроводу. Визначення об'єму накопиченої рідини дає інформацію для прийняття експлуатаційного рішення щодо її вилучення з порожнини газопроводу у встановленому порядку з метою попередження виникнення аварійних ситуацій;

- запропоновано методику визначення місць на трасі газопроводу, які є потенційно небезпечними щодо скупчення рідини. Дана методика ґрунтується на даних профілювання газопроводу, його технічних характеристик і режимів транспортування газу. Методика в поєднанні з апріорними статистичними даними дозволить обирати місця встановлення розроблених контрольно-вимірювальних постів для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу і відповідного обладнання для відведення рідини з метою ліквідації рідинних скупчень, що значно знижують гідравлічну ефективність газопроводу;

- запропоновано встановлювати контрольно-вимірювальні пости у визначених місцях найбільш ймовірної появи рідинних скупчень.

Література

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 Кутузов С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные скопления / С.Е. Кутузов // Нефтегазовое дело. – 2004. – №7. – С. 34–38.

3 Дудик С.М. Математическое и нормативное обеспечение мониторинга гидродинамических характеристик углеводородных сред в трубопроводах / С.М. Дудик, Ю.Д. Земенков // Нефтегазовое дело. – 2007. – №12. – С. 22–26.

4 Карпаш О.М. Забезпечення технологічної безпеки підводних переходів магістральних нафтопроводів / О.М. Карпаш, В.М. Москвіч, В.М. Василюк, А.В. Яворський // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №1. – С. 34–39.

5 Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

6 Uhlig's Corrosion Handbook 3rd edition. Electrochemical Society Series, John Wiley & Sons Ltd, 2011, pp. 210-212.

7 Разработка системы оценки уровня жидкости в полостях действующих газопроводов / Карпаш О.М., Рибицкий И.В., Яворский А.В. [и др.] // Приложение к журналу Газовая промышленность, Россия. 2011. – №12. – С.13–15.

8 Рыбицкий И.В. Стационарная система измерения уровня жидкости в полостях действующих газопроводов / И.В. Рыбицкий, А.В. Яворский, Р.Ю. Банахевич // Научные известия (Scientific Proceedings). – 2011. – №1 (121). – С. 93-96.

9 Экспериментальное исследование метода определения уровня жидкосных скоплений 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.

10 Потапенко Е.С. Экспериментально-теоретическое исследование способов удаления жидкостных скоплений из магистральных газопроводов / Е.С. Потапенко // Трубопроводный транспорт. – 2012. – №4 (32). – С.24-27.

11 Касперович В.К. Трубопроводный транспорт газа / В.К. Касперович. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.

12 Трубопроводный транспорт газа / [М.П.Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б.Михалків та ін.]; за ред. М.П.Ковалка. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.

13 Фізико-технічні властивості нафти, нафтопродуктів і газів / [Возняк Л.В., Возняк М.П., Кривенко Г.В., Сухін Є.І.]. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – 304 с.

14 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы : ОНТП 51-1-85. – [Введены 1986-01-01]. – М.: Мингазпром. – 221 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
16.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Середюк М.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром фіз.-мат. наук Снарським А.О.
(Національний технічний університет України
«КПІ», м. Київ)*