

ЕРОЗІЙНЕ ЗНОШУВАННЯ ФАСОННИХ ЕЛЕМЕНТІВ ГАЗОПРОВОДІВ

Т. І. Марко, Я. В. Дорошенко

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: snp@nimg.edu.ua*

Розглянуто конструкції елементів газотранспортної системи, де відбувається складний рух газового потоку, зміна напрямку потоку, ерозійне зношування стінки труби. Встановлено, де вздовж лінійної частини газопроводів розміщуються такі елементи.

Здійснено аналіз складу та фізичних властивостей накопичень, які знаходяться у внутрішній порожнині газопроводів. Встановлено, що малов'язкі накопичення, продукти корозії внутрішньої стінки труби знаходяться в порожнині газопроводів на значній віддалі від компресорних станцій, а, отже, ерозійне зношування фасонних елементів, які містяться в обв'язці компресорної станції на виході є не таким інтенсивним як на вході в компресорну станцію. Високов'язкі застигаючі накопичення у внутрішній порожнині газопроводів знаходяться у малорухомому вигляді і на величину ерозійного зношування фасонних елементів газопроводів практично не впливають.

Розглянуто механізм ерозії фасонних елементів лінійної частини газопроводів, методології вивчення та прогнозування ерозії. Встановлено, що основними параметрами, які впливають на величину ерозійного зношування є розмір частинок, які знаходяться у внутрішній порожнині газопроводів, їх форма, властивості, швидкість, кут удару.

Побудовано схеми руху твердих частинок фасонними елементами лінійної частини газопроводів та визначено місця, де відбувається найінтенсивніше їх зіткнення з стінкою трубопроводу.

Розроблено методику розрахунку швидкості ерозії відводів газопроводів та наведено заходи, які дають змогу зменшити швидкість ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів.

Ключові слова: ерозійне зношування, фасонні елементи, відвід, трійник, перехідник, малов'язкі накопичення, двофазний потік, швидкість ерозії, траєкторія руху.

Рассмотрены конструкции элементов газотранспортной системы, где происходит сложное движение газового потока, изменение направления движения потока, эрозия стенки трубы. Установлено где вдоль линейной части газопроводов размещаются такие элементы.

Осуществлен анализ состава и физических свойств накоплений, которые находятся в внутренней полости газопроводов. Установлено, что маловязкие накопления, продукты коррозии внутренней стенки трубы находятся в полости газопроводов на значительном расстоянии от компрессорных станций, а следовательно эрозийное изнашивание фасонных элементов, которые содержатся в обвязке компрессорной станции на выходе является не таким интенсивным как на входе в компрессорную станцию. Высоковязкие застигающие накопления во внутренней полости газопроводов находятся в малоподвижном виде и на величину эрозии фасонных элементов газопроводов практически не влияют.

Рассмотрен механизм эрозии фасонных элементов линейной части газопроводов, методологии изучения и прогнозирования эрозии. Установлено, что основными параметрами, которые влияют на величину эрозийного изнашивания есть размер частиц, которые находятся в внутренней полости газопроводов, их форма, свойства, скорость, угол удара.

Построены схемы движения твердых частиц фасонными элементами линейной части газопроводов и определены места, где интенсивнее всего происходит их столкновение со стенкой трубопровода.

Разработана методика расчета скорости эрозии отводов газопроводов и приведены мероприятия, которые дадут возможность уменьшить скорость эрозии фасонных элементов линейной части газопроводов.

Ключевые слова: эрозия, фасонные элементы, отвод, тройник, переходник, маловязкие накопления, двухфазный поток, скорость эрозии, траектория движения.

The constructions of the gas-transport system elements, where difficult motion of gas stream, change of the stream direction and erosion of pipe wall occurs, was studied. It was found out where such elements are located along linear portion of the gas pipelines.

The analysis of composition and physical properties of the depositions, which are in the internal cavity of the gas pipelines, was carried out. It was determined that low-viscosity depositions and corrosion products of internal pipe wall are in the cavity of gas pipelines at a considerable distance from the compressor stations, and, thus, erosion of the shaped elements that are a part of the compressor station manifold is not such intensive at the output as at the input of the compressor station. High-viscosity setting depositions in the internal cavity of the gas pipelines are in a sluggish form and they virtually do not exert any influence on the size of erosion of the shaped elements of the gas pipelines.

The mechanism of the shaped elements erosion of the gas pipelines linear portion, as well as methodology for studying and prognostication of erosion was considered. It was determined that the main parameters, which influence extent of erosion, include the size of particles that are in the internal cavity of the gas pipelines, their form, properties, speed, and angle of shock.

The schemes of solid particles motion in the shaped elements of the gas pipelines linear portion were built and places where their collision with the pipeline wall is the most intensive were determined.

Methodology for calculation of the erosion speed of the gas pipeline branch was developed and measures that would provide an opportunity to decrease erosion speed of the shaped elements of the gas pipelines linear portion were provided.

Key words: erosion, shaped elements, branch, tee, reducer, low-viscosity depositions, two-phase stream, erosion speed, motion trajectory

Вступ. Сучасна газотранспортна система України є складною мережею газопроводів, яка складається з прямих ділянок, кривих гарячого і холодного гнуптя, трійників, перехідників різної форми, компенсаторів, перекривної та регулювальної арматури. У більшості з таких елементів газотранспортної системи відбувається складний рух газового потоку, зміна напрямку потоку, що призводить до ерозійного зношування стінки труби. Ерозійне зношування є одним з чинників, які зменшують залишковий ресурс фасонних елементів газопроводів.

У сучасних умовах старіння газотранспортної системи України в цілому (багато газопроводів експлуатуються більше 40 років) величина ерозійного зношування багатьох фасонних елементів може складати більше 10 мм. Тому тільки своєчасна оцінка технічного стану фасонних елементів газопроводів та якісний і своєчасний їх ремонт дадуть змогу уникнути значних втрат, які будуть зумовлені аваріями. Проблема оцінювання і прогнозування технічного стану фасонних елементів з кожним роком буде набувати все більшої актуальності.

Ерозійне зношування – ерозія твердої поверхні, зумовлена впливом на неї твердих або рідких частинок. Ці частинки містяться в транспортваному продукті і мають кінетичну енергію, достатню, щоб призвести до зношування металеві труби. Ерозія фасонних елементів лінійної частини газопроводів може призвести до розриву труби і втрат продукту, становить загрозу для життя і може бути причиною руйнувань будівель, оскільки велика кількість таких елементів розміщена в середині будівель та в межах території компресорних станцій, підземних сховищ газу.

Ерозією називають деградацію стінки труби, зумовлену її зношуванням частинками, які рухаються з великою швидкістю в потоці газу. Ерозійне зношування є одним із чинників, які зменшують залишковий ресурс фасонних елементів лінійної частини газопроводів. Процес ерозійного зношування відводів газопроводів більшою мірою проявляється на їх опуклому боці. За результатами досліджень, викладених в [9], встановлено, що швидкість ерозійного зношування відводів газопроводів складає до 0,3 мм в рік. Наслідки ерозійного зношування відводу показано на рис. 1.

Теоретично та експериментально ерозійне зношування стінки труби досліджували багато науковців. Було встановлено, що хімічна реакція між матеріалом трубопроводу і забрудненнями, які містяться у внутрішній порожнині трубопроводу, призводять до утворення частинок у вигляді дуже тонких порошків або вологої смоли. Забруднення разом з такими частинками рухаються трубопроводом і призводять до ерозійного зношування стінки фасонних



Рисунок 1 – Ерозійно-зношений відвід

елементів трубопроводу. Якщо ж в газопроводі немає забруднень, то він знаходиться під мінімальним ризиком ерозії [2]. Забрудненнями, які призводять до ерозійного зношування стінки фасонних елементів газопроводів є суміш піску, окалини, кількох молекулярних і кристалічних структур заліза та сірки [3]. Вони є продуктами кородування внутрішньої стінки трубопроводів [2-6]. Особливо активно внутрішньотрубна корозія відбувається у газопроводах, які забруднені конденсатом, оскільки він містить діоксид вуглецю (CO_2), кисень (O_2), сірководень (H_2S) і тому є причиною внутрішньотрубною корозії. Газоподібні H_2S , CO_2 і O_2 призводять до внутрішньотрубною корозії і формування FeS і FeCO_3 . Надалі вони можуть бути перетворені в Fe_3O_4 . Сірководень знаходиться в природному газі або ж він може бути утворений в результаті хімічних реакцій. Іншими забрудненнями, які бувають у внутрішній порожнині газопроводів, є рідкі вуглеводні, солі, хлориди, сульфати, пісок, асфальтени та залишки зварювання. З точки зору ерозії, оксиди заліза, такі як магнетит, призводять до значного ерозійного зношування, оскільки мають велику твердість [5].

Було встановлено, що зменшити величину ерозійного зношування можна збільшивши температуру потоку газу та зменшивши інтенсивність турбулентності, зменшуючи тим самим частоту інерційного моменту та частоту контакту твердих частин, які є в потоці транспортваного газу, з стінкою труби. Дослідним шляхом встановлено, що швидкість ерозії відводів у 50 раз більша, ніж прямих ділянок газопроводу [7].

В Україні дослідження ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів практично не виконувались.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, якій присвячується дана стаття. Якщо однофазні газові (повітряні) потоки у фасонних елементах газопроводів вивчені достатньо добре, то потік двофазних речовин у місцях опору, таких як: відводи, трійники, перехідники практично не вивчалися. Щоб забезпечити надійність фасонних елементів газопроводів необхідно визначити місця їх максимального ерозійного зношування, дослідити динаміку ерозійного зношування, розробити методики контролю зміни форми та величини ерозійного зношування під час експлуатації газопроводів, методики визначення залишкового ресурсу фасонних елементів і прогнозування ерозійного зношування на заданий період експлуатації газопроводу.

Формулювання завдань дослідження. Завданням дослідження є вивчення конструкції елементів газотранспортної системи, де відбувається ерозійне зношування стінки труби, дослідження механізму ерозії фасонних елементів лінійної частини газопроводів, побудова фізичної картини руху двофазного потоку у фасонних елементах газопроводів та визначення місць, де відбувається найінтенсивніше їх зіткнення з стінкою трубопроводу, розроблення методики розрахунку швидкості ерозії відводів газопроводів та заходів, які дадуть змогу зменшити швидкість ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів.

Виклад основного матеріалу. Як зазначено вище, елементами газотранспортної системи, де відбувається зміна напрямку потоку і найбільшою мірою відбувається ерозійне зношування стінки труби є: відводи (криві гарячого гнуття), криві холодного гнуття, трійники, перехідники різної форми.

Відводами називають криві фасонні елементи лінійної частини газопроводів, призначені для плавної зміни напрямку трубопроводу (рис. 2). Відводи класифікують залежно від матеріалу, з якого вони виготовлені, діаметра відводу, кута згину. Кожен виріб має свою марку. За способом виготовлення розрізняють відводи гнуті гладкі, виготовлені з труб протягуванням у гарячому стані, гнуті при індукційному нагріванні, штамповані з двох половин.



Рисунок 2 – Відводи трубопроводу

Трійники – фасонні елементи лінійної частини газопроводів з трьома під'єднувальними кінцями. Трійник призначений для під'єднання відгалужень до основної магістралі. За способом виготовлення розрізняють трійники гарячого штампування (рис. 3), штампозварні (з штампованими відводами гарячого штампування), трійники зварні без спеціальних підсилюючих елементів та трійники зварні, підсилені накладками.



Рисунок 3 – Штампований трійник

Перехідники – фасонні елементи лінійної частини газопроводів, призначені для плавної зміни діаметра трубопроводу (рис. 4). Перехідники застосовуються для з'єднання труб у місці зміни діаметра. Вони поділяються на концентричні та ексцентричні.



Рисунок 4 – Концентричний перехідник

Найбільша кількість фасонних елементів лінійної частини газопроводів (відводів, трійників, перехідників) міститься на компресорних станціях, підземних сховищах газу, газорозподільних станціях в обов'язках їх основного і допоміжного технологічного обладнання (рис. 5, а). З відводів гарячого гнуття складаються Г-, Z- і П-подібні компенсатори надземних переходів газопроводів (рис. 5, б), відводи містяться в місцях різких зломів рельєфу місцевості, поворотів траси трубопроводу, відводи і трійники містяться в місцях під'єднання до магістралі лупінгів, резервних ниток. Також трійники містяться на початку кожного відводу від магістралі.



а)



б)

а) обв'язка компресорних цехів; б) Z-подібний компенсатор

Рисунок 5 – Місця розміщення фасонних елементів лінійної частини газопроводів

Оскільки ерозійне зношування стінки труби зумовлене впливом на неї твердих або рідких частинок, які знаходяться у внутрішній порожнині трубопроводу, то для прогнозування ерозійного зношування треба знати склад і фізичні властивості накопичень у внутрішній порожнині газопроводів. Для аналізу складу і фізичних властивостей накопичень у внутрішній порожнині газопроводів виконувались фізико-хімічні операції над пробами, які відібрались з порожнини газопроводів “Уренгой-Помари-Ужгород”, “Союз”, “Братерство” в моменти аварій або врізок на лінійній частині. Крім того, проби відбирались з конденсатозбірників в момент їх продування.

За зовнішнім виглядом накопичення у внутрішній порожнині газопроводів можна розділити на дві групи:

- рідкі малов'язкі накопичення – газовий конденсат та вода;
- високов'язкі застигаючі смолисті накопичення.

Накопичення першої групи спостерігались в порожнині газопроводів на значній відстані від компресорних станцій (більше 25 км), що дозволяє зробити припущення про їх походження. Аналіз вологості транспортованих газів свідчить, що ці накопичення випадають на позначці, де досягається точка роси перекачуваного газу по воді і вуглеводнях. В зв'язку з цим в склад цих накопичень входить газовий конденсат, представлений важкими вуглеводнями, які випали з газу, і водою. Після тривалого відстою проби спостерігалась границя розділу між газовим конденсатом і водою. Співвідношення між конденсатом і водою в рамках проби коливались в широких межах. Відносна густина цих продуктів по воді при нормальних умовах коливалась в межах від 0,785 до 1,06. Динамічна в'язкість, яка вимірювалась капілярним віскозиметром, коливалась в межах 1-5 сПз. Визначити статичну залежність між фізичними властивостями цієї групи накопичень і параметрами газопроводу було неможли-

во, оскільки для будь-яких регресивних побудов коефіцієнт кореляції був близький до нуля.

Кисле середовище, яке створюється рідкими накопиченнями в порожнині газопроводу призводить до збільшення швидкості корозії внутрішньої стінки труби і, як наслідок, збільшення вмісту металів у внутрішній порожнині газопроводів, які є твердими забрудненнями і рухаючись в потоці газу призводять до інтенсивнішого ерозійного зношування фасонних елементів.

Оскільки рідкі малов'язкі накопичення, продукти корозії внутрішньої стінки труби спостерігались в порожнині газопроводів на значній віддалі від компресорних станцій, то ерозійне зношування фасонних елементів, які містяться в обв'язці компресорної станції на виході є не таким інтенсивним як на вході в компресорну станцію.

Високов'язкі застигаючі накопичення у внутрішній порожнині газопроводів є речовиною, яка схожа на консистентні мастила нафтового походження. У газопроводі вони знаходяться у малорухомому вигляді, займаючи частину труби серпоподібного перерізу з максимальною товщиною біля нижньої твірної і на величину ерозійного зношування фасонних елементів газопроводів практично не впливають.

Є три науково-дослідні методології вивчення та прогнозування ерозії. Перший метод полягає у розробленні математичних моделей для одержання рівнянь прогнозування швидкості ерозії або залишкового ресурсу для різних матеріалів з різними властивостями продукту та різними умовами впливу. Другий метод – комп'ютерне моделювання. Третій метод полягає у виконанні експериментальних досліджень в конкретних і контрольованих умовах. Для розробки рівнянь прогнозування необхідне чітке розуміння взаємозв'язку між швидкістю ерозії матеріалів та умовами процесу, такими як: розмір частинок, їх форма, властивості, швидкість, кут удару.

Основними параметрами, які характеризують ерозію є: маса частинок m_p , які рухаються в потоці газу, швидкість удару частинок до сталевій поверхні U_p та кут характерного впливу α (рис. 6).

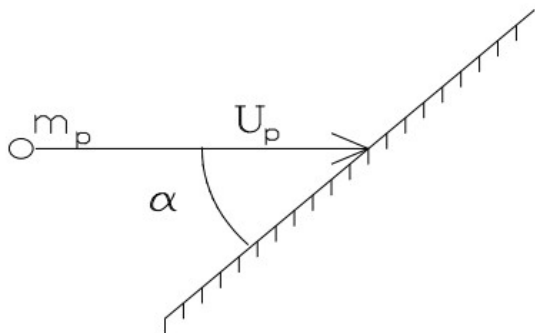


Рисунок 6 – Параметри, які характеризують ерозію

Швидкість ерозії стінки труби залежить від швидкості та розмірів частинок, які переносяться потоком газу, конфігурації фасонного елемента та багато інших чинників. На сьогодні немає чіткого розуміння залежності між швидкістю ерозії стінки труби та умовами процесу, такими як розмір частинок, їх форма, властивості, швидкість, кут удару, просторовий розподіл. Очевидним є те, що чим більша маса та швидкість частинок, тим більша їх кінетична енергія і, відповідно, більша енергія удару та більше ерозійне зношування.

Для дослідження ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів треба знати траєкторію руху твердих частинок цими елементами, визначити місця, де відбувається найінтенсивніше їх зіткнення з стінкою трубопроводу. Схематично рух твердих частин у фасонних елементах лінійної частини газопроводів наведено на рис. 7.

До відводу (рис. 7, а) усі мікро (або нано) частинки рухаються прямолінійною ділянкою газопроводу і мають однаковий напрям і швидкість з потоком газу. Рухаючись згином труби вони вдаряються до стінки опуклого боку відводу і втрачають імпульс. Цей імпульс передається на внутрішню поверхню стінки і призводить до відшарування матеріалу труби від її поверхні.

Якщо газ у трійнику рухається основною магістраллю і відводом, то частина мікрочастинок змінюють свій напрям руху і разом з частиною продукту рухаються відводом трійника. При цьому на початку відводу відбувається ударяння частинок у стінку відводу (рис. 7, б), що призводить до ерозійного зношування частини відводу трійника. Якщо газ у трійнику рухається відводом і попадає у основну магістраль то відбувається ударяння частинок у частину стінки магістралі навпроти відводу (рис. 7, в), що призводить до ерозійного зношування частини магістралі трійника.

У перехідниках від більшого до меншого діаметра відбувається ударяння невеликої частини частинок, які рухаються у потоці продукту, в місце звуження трубопроводу (рис. 7, г), що призводить до незначного його ерозійного зношування.

З найбільшою швидкістю ерозійне зношування стінки труби відбувається з опуклого боку відводів газопроводів. У відводах газопроводів напрям потоку змінюється, частки не рухаються суцільним потоком продукту, а влучають у стінку труби (рис. 7, а). Цей процес відбувається повільно, протягом декількох років, і в кінці-кінців призводить до стоншення стінки труби.

Для запобігання небажаним наслідкам ерозійного зношування відводів треба контролювати швидкість ерозії, яку для відводів газопроводів можна розрахувати за наступною методикою.

Розрахункова схема ерозійного зношування відводу наведена на рис. 8.

Кут характерного впливу

$$\alpha = \arctan \left(\frac{1}{\sqrt{2R_{кр}}} \right), \quad (1)$$

де $R_{кр}$ – радіус кривизни відводу, який рівний

$$R_{кр} = \frac{R}{D_B}, \quad (2)$$

де R – радіус згину відводу;
 D_B – внутрішній діаметр відводу.

Безрозмірний параметр

$$A = \frac{\rho_n^2 \cdot g_{y\partial} \cdot D_B \cdot \tan \alpha}{\rho_c \cdot \mu_n} = \frac{Re \cdot \tan \alpha}{\beta}, \quad (3)$$

де ρ_n – густина продукту, який транспортується трубопроводом;

$g_{y\partial}$ – швидкість ударяння частинок до стінки трубопроводу (рівна швидкості продукту, який транспортується трубопроводом);

ρ_c – густина частинок;

μ_n – в'язкість продукту, який транспортується трубопроводом;

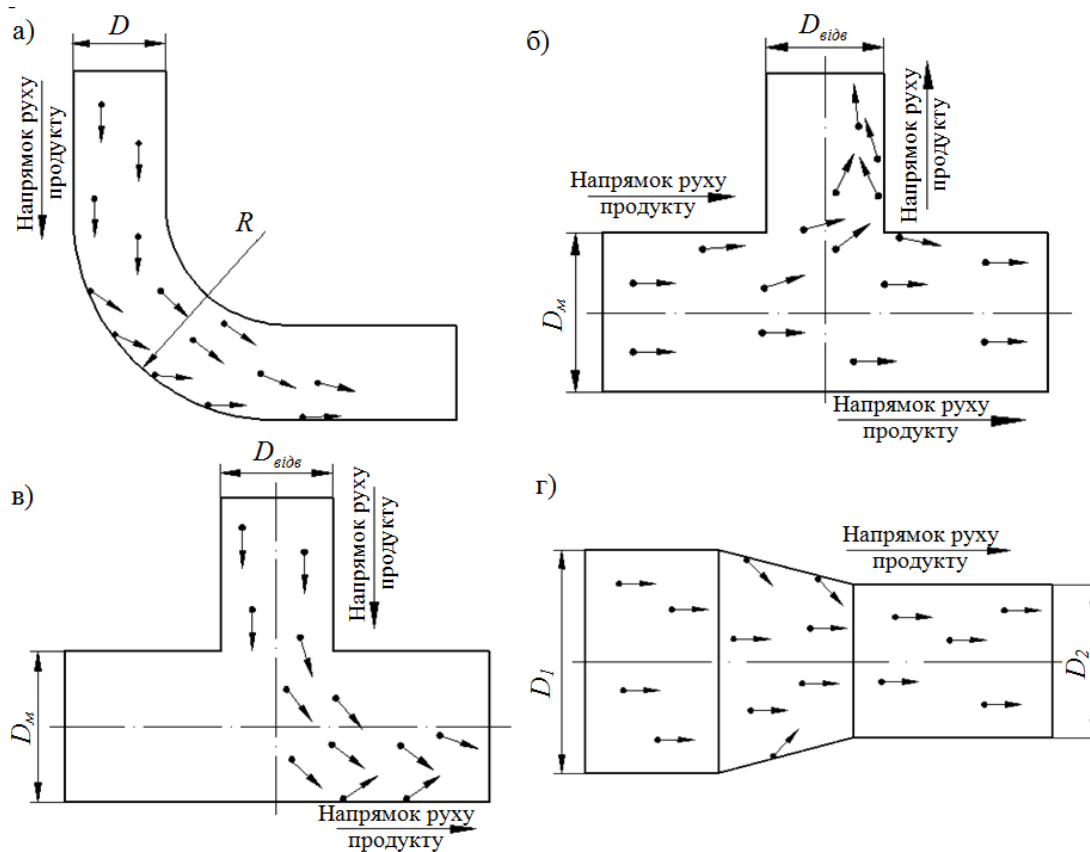
Re – число Рейнольдса;

β – відношення густин

$$\beta = \frac{\rho_n}{\rho_c}. \quad (4)$$

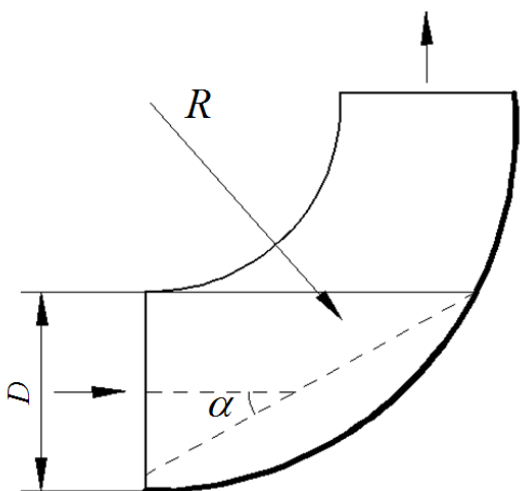
Відношення діаметру найбільших частинок $d_{н.ч}$ до внутрішнього діаметру трубопроводу

$$\gamma_c = \frac{d_{н.ч}}{D_B} = \begin{cases} \frac{\rho_c}{\rho_n (1,88 \ln A - 6,04)} = \\ \frac{1}{\beta (1,88 \ln A - 6,04)}; \gamma_c < 0,1 \\ 0,1; \gamma_c \leq 0, \gamma_c > 0,1. \end{cases} \quad (5)$$



а) відвід; б), в) трійник; г) перехідник

Рисунок 7 – Схеми руху твердих частин фасонними елементами лінійної частини газопроводів



— лінія ерозії

Рисунок 8 – Розрахункова схема ерозійного зношування відводу

Функція корекції

$$G = \begin{cases} \frac{\gamma}{\gamma_c}; & \gamma < \gamma_c \\ 1; & \gamma \geq \gamma_c \end{cases} \quad (6)$$

де γ – відношення середнього діаметру частинок $d_{c,ч}$ до внутрішнього діаметру труби

$$\gamma = \frac{d_{c,ч}}{D_B} \quad (7)$$

Площа частини відводу, де відбувається ерозія стінки труби

$$A_t = \frac{\pi D_B^2}{4 \sin \alpha} \quad (8)$$

Функція

$$F(\alpha) = \sum (-1)^{i+1} A_i \cdot \alpha^i \quad (9)$$

Значення $F(\alpha)$ знаходиться в діапазоні від 0 до 1.

Швидкість ерозії рівна

$$g_e = \frac{m_u \cdot K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_m \cdot A_t} G \cdot C_1 \cdot C_{заг} \quad (10)$$

де m_u – масова витрата частинок;

K – стала величина. Для сталі

$$K = 2 \cdot 10^{-9} \frac{M}{c};$$

n – показник швидкості, $n = 2,6$;

ρ_m – густина матеріалу труби;

C_1 – коефіцієнт, $C_1 = 2,5$;

$C_{заг}$ – коефіцієнт переведення одиниць вимірювання з [м/с] у [мм/рік],

$$C_{заг} = 3,15 \cdot 10^{10}.$$

На швидкість ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів також впливає повільна пластична деформація матеріалу, наявність дефектів у матеріалі труби, таких як корозійні виразки, тріщини.

Висновок

Встановлено, що величина ерозійного зношування внутрішньої поверхні фасонних елементів газопроводів залежить від того наскільки вони далеко розміщені від компресорної станції, складу, швидкості та розміру забруднень, які є у внутрішній порожнині газопроводів, конфігурації фасонних елементів. Визначені місця найбільшого ерозійного зношування внутрішньої поверхні фасонних елементів газопроводів складної форми. Аналітичним дослідженням динаміки ерозійного зношування показана можливість прогнозування швидкості ерозійного зношування внутрішньої поверхні трубопроводу залежно від часу і режиму експлуатації газопроводу. Результати розрахунків дадуть змогу визначити оптимальну періодичність обстежень фасонних елементів газопроводів. Встановлено, що найнебезпечнішими з точки зору ерозійного зношування є відводи (криві гарячого гнуття) з поворотом потоку на кут 90^0 .

Для уповільнення і контролю ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів треба:

- збільшити товщину стінки фасонних елементів лінійної частини газопроводів у місцях, де відбувається найбільше ерозійне зношування;
- збільшити радіус кривизни відводів;
- у місцях, які найбільше піддаються ерозійному зношуванню, застосовувати ерозійностійке покриття або вставки – металокераміки чи кераміки;
- регулярно проводити обстеження фасонних елементів у місцях, де відбувається найбільше ерозійне зношування;
- зменшити швидкість потоку газу, але даний крок призведе до зменшення продуктивності трубопроводу.

Література

- 1 DeCorso S.M. Erosion by Liquid Impact [Text] / S.M. DeCorso, R.E. Kothmann // Symposium on Erosion and Cavitation, Special Technical Publication. – № 307. – 1961. – P. 32-45.
- 2 Baldwin R.M. Black powder in the gas industry – sources, characteristics and treatment [Text] / R.M. Baldwin // GMRC, Report No TA97-4. – 1998. – P. 51-58.
- 3 Arrington S. Pipeline debris removal requires extensive planning [Text] / S. Arrington // Pipeline and gas Journal. – November, 2006. – P. 61-62.
- 4 Baldwin R.M. Black powder control starts locally, works back to source / R.M. Baldwin // Pipeline and gas industry. – April, 1999. – P. 81-87.
- 5 Baldwin R.M. Black powder problem will yield to understanding, planning / R.M. Baldwin // Pipeline and gas pipeline. – March, 1999. – P. 109-112.
- 6 Tsochatzidis N.A. Methods help remove black powder from gas pipelines / N.A. Tsochatzidis, K.E. Maroullis // Oil and gas journal. – vol. 105. – № 10. – 2007. – P. 52-58.
- 7 Niu Y.Y. Evaluation of erosion in a two-way coupled fluid-particle system / Y.Y. Niu // International Journal for Numerical Methods in Fluids. – 36(6). – 2001. – P. 711-742.
- 8 Tilly G.P. Erosion caused by impact of solid particles / G.P. Tilly // Material Science Technology. – №13. – 1979. – P. 287-319.
- 9 Инструкция по контролю толщин стенок отводов надземных газопроводов, технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов [Текст] : нормативно-технический материал. – М. : ООО “ИРЦ Газпром”, 1998. – 34 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.11.14

Рекомендована до друку
професором **Грудзом В.Я.**
(ФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Братахом М.І.**
(відділ транспортування газу УкрНДІгаз,
м. Харків)