

I.В. Рибіцький, А.П. Олійник, А.В. Яворський, О.М. Карпаш,  
М.О. Карпаш, В.С. Цих, М.Б Слободян

## **Оцінка впливу нетехнологічних рідинних скупчень в порожнині діючого газопроводу на енергоефективність його роботи**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна, rybitsky@gmail.com*

Описана методика оцінювання коефіцієнту ефективності роботи газопроводу на базі визначення нового інформативного параметра – максимального рівня нетехнологічних скупчень рідини в його порожнині. Запропоновані в статті методичні підходи дозволяють оперативно приймати рішення, щодо вилучення критичних обсягів накопиченої рідини з порожнини газопроводу для підтримання його енергетичної та експлуатаційної ефективності на належному рівні.

**Ключові слова:** контроль, рідинні скупчення, газопровід, коефіцієнт ефективності, рівень нетехнологічних скупчень рідини.

*Стаття постуила до редакції 29.11.2019; прийнята до друку 15.12.2019.*

### **Вступ**

В умовах неперервного зростання обсягів споживання природного газу та підвищення світових цін на нього щораз актуальнішими стають вимоги до зменшення енергетичних витрат його транспорту від місця видобутку до кінцевого споживача. В процесі експлуатації в порожнині газопроводів виникають різноманітні забруднення у вигляді твердої і рідинної фракції, які, накопичуючись в понижених ділянках траси, зменшують робоче січення газопроводу, що призводить до зниження його пропускної здатності. Дослідження показують, що для усього обсягу забруднення до 2,5 % від загальної маси займають масла і механічні домішки, а інша частина - це пластова, конденсаційна вода і різної щільності газовий конденсат [1]. Накопичена рідина в газопроводі, як основна перепона для транспорту газу, призводить до збільшення падіння тиску природного газу і як наслідок до збільшення енергетичних витрат на його транспорт. Також відомо, що структура накопичень в газопроводі залежить від швидкості перекачування газового потоку. Обсяг накопичень змінюється в часі від

величини, що відповідає стану відносного спокою відкладення (нормальний обсяг), до величини, що відповідає залпового викиду рідини (критичний обсяг).

Нижче наведені причини, за якими нетехнологічні скупчення рідини з'являються в системі промислових і магістральних газопроводів [1, 2, 3].

1. Наявність вже накопиченої рідини від початку експлуатації газопроводу, як продукту виносу з свердловини або неякісної його очищення перед введенням в експлуатацію. Зазвичай при вводі газопроводу в експлуатацію проводять його гідровипробування і при цьому в якості агенту використовують воду. Нехтування вимогами до технології очищення газопроводу після гідровипробування, що призводять до утворення водяних пробок в порожнині газопроводу і збільшення гідравлічного опору газопроводу. Аналіз проб рідини, відібраної з порожнини газопроводу, виявляє у цьому випадку в якості основного забруднювача конденсаційну воду з продуктами корозії стінки трубопроводу.

2. Аварійні відмови устаткування на об'єктах

підготовки газу газодобувного підприємства, їх ремонт або заміна. З цієї причини в порожнину газопроводу механічно з сепараційного і перекачувального обладнання виносяться конденсат, вода, різного роду масляні композиції, абсорбенти типу діетиленгліколю, що осідають на початкових ділянках траси газопроводу після об'єкту.

3. Експлуатація устаткування сепарації (устаткування комплексної підготовки газу) для режимах, які не справляються з видаленням рідкої фази з природного газу. На початку розробки родовища сепараційне обладнання підбирають для максимального вилучення рідини з природного газу згідно із ізотермами конденсації природного газу і розраховують на тиск максимальної конденсації при ізотермічному процесі. В процесі розробки родовища тиск і витрата падають, збільшуються швидкості в сепараторі, зношуються його внутрішні відбійники, що в сукупності призводить до механічного виносу рідини з порожнини сепаратора. На початкових ділянках газопроводу, в таких умовах, головною складовою накопичень буде пластова вода і газовий конденсат.

4. Зміна складу газоконденсатної системи за час розробки родовища і відповідну зміну параметрів максимальної конденсації. Зміна параметрів максимальної конденсації призведе до винесення з порожнини сепаратора рідини в підвишеному стані. Основний забруднювач газопроводу - конденсаційна вода і легкий конденсат.

5. Створення в газопроводі температурного режиму експлуатації зі сприятливими для конденсації важких вуглеводнів і вологи умовами. Досягнення температурою газу під час його транспортування по ділянці газопроводу в будь-якій точці температури точки роси призведе до відділення рідкої фази з потоку газу і транспортування в подальшому двофазного потоку. Зазвичай це явище характерне при транспорті газу в зимово-весняний період експлуатації, в умовах, коли підготовка газу ведеться при температурі навколишнього середовища - повітря, а підготовлений газ потрапляє в область більш низькою по температурі ще не прогрітій променями сонця навколишнього середовища - ґрунт. В такому випадку газопровід буде працювати як величезна розширювальна камера, а основними продуктами забруднення будуть

конденсаційна вода і легкий конденсат.

6. Експлуатація газопроводу на зниженій витраті. Знижена витрата газу в газопроводі при умовно-постійному тиску характеризується низькими швидкостями газового потоку. Чим нижче буде швидкість газового потоку, тим легше рідині, яка сконденсувалася, утворювати накопичення на нижній твірній трубопроводу.

Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу покриває шар твердих відкладів і спричиняє значне корозійне ураження стінки газопроводу [4, 5, 6]. За умов низької турбулентності газового потоку тверді відклади можуть збиратись на дні горизонтальної чи злегка похилої лінії газопроводу. Приклад розвитку сильної корозії, що може трапитись у нижній частині труби під накопиченими відкладами, зображено на рисунку 1.

## **I. Аналіз сучасних підходів до ліквідації скупчень нетехнологічної рідини в порожнині газопроводів.**

Очистка порожнини газопроводу є штатною і необхідною операцією. Найкращі результати, щодо витіснення нетехнологічних скупчень, досягаються за допомогою очисних поршнів [7]. Проте очисні поршні можна застосовувати на газопроводах діаметром від 219 мм і які обладнані камерами прийому-запуску поршнів. Такими камерами обладнані далеко не всі ділянки магістральних газопроводів не кажучи про газопроводи відводи і шлейфи. На можливість запуску очисного поршня суттєво впливає вид запірної арматури (рівнопрохідна або нерівнопрохідна), наявність крутозагнутих вставок, змін діаметра газопроводу, переходів газопроводів через природні та штучні перешкоди.

Способи переводу газопроводу в режимі самоочистки передбачають створення високошвидкісного режиму експлуатації газопроводу за рахунок певних сезонних збільшених потреб газопостачання, а також за наявності змін режиму роботи компресорів на дожимних компресорних



**Рис. 1.** Корозійні пошкодження внутрішньої поверхні газопроводу, спричинені дією рідини, яка збирається в його порожнині.



**Рис. 2.** Аварійний випуск газу і рідини в атмосферу з порожнини газопроводу з причини утворення великих рідинних скупчень.



**Рис. 3.** Врізка запірної арматури в газопровід для дренажу рідини.

станціях [8]. Проте для одноступінчастого газопроводу організація високошвидкісного потоку газу можлива тільки за рахунок збільшення продуктивності ділянки, що виключає можливість застосування даного способу для газопроводу, що подає газ споживачам в якості кінцевого транспортування, обмеженого рівнем споживання. При очищенні газопроводу з наявністю компресорних станцій у газоподібному імпульсному режимі робочий потік газу за рахунок перепаду тиску досягається періодичним перекриттям положень газопроводу запірних лінійних кранів. Спосіб придатний і для очистки одноступінчастих газопроводів, на яких можна змінити короткочасний режим роботи газопроводу, а також потреби споживачів газів при цьому проводять за рахунок зниження акумулюючої здатності газопроводу. Однак цей спосіб, який широко використовуються на лінійних ділянках газопроводів,

не враховує кінематику рідини по трасі газопроводу і вплив рельєфу місцевості прокладки газопроводу, не передбачає можливості визначення кількості рідини, що виноситись з порожнини. Тому достатньо часто використання такого способу приводить до простого розподілу маси рідини по застійним ділянкам газопроводу або до залпових аварійних викидів рідини через обладнання з подальшою його відмовою і забрудненням навколишнього середовища (рис. 2) [9].

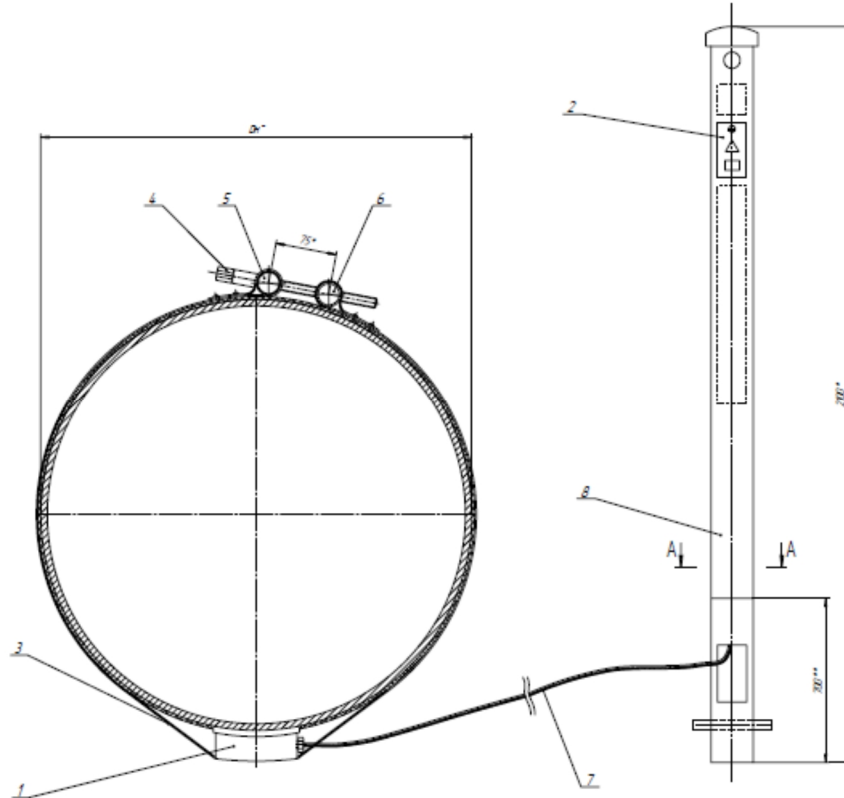
Ефективним способом виведення нетехнологічної рідини з порожнини газопроводу і альтернативою для попередніх технічних рішень є використання стаціонарних пристроїв для відводу рідини (дренажу) з газового потоку. Застосування таких пристроїв передбачає їх стаціонарне встановлення на трубі



діючого газопроводу і періодичне обслуговування, пов'язане з відведенням рідини з приймачів забруднень, що входять до їх складу, або продувки в приймальну ємність. Стационарні пристрої для відведення рідини з порожнини газопроводу можуть бути двох видів: вловлювачі забруднень (дріпи), які характеризуються відведенням рідини в приймач через сполучні патрубки на нижньої твірної трубопроводу (рис. 3) [10]; дренажні трубки (пера), які відводять рідину через верхню твірну діючого газопроводу.

Розміщення дренажних пристроїв визначається на основі пошуку найнижчих місць по трасі газопроводу як точок найбільш ймовірної дислокації нетехнологічної рідини. Такі місця знаходять на основі аналізу поздовжнього профілю траси, який будують за допомогою геодезичних методів на стадії інженерних вишукувань для проєктованих газопроводів або на стадії паспортизації для вже побудованих газопроводів [11]. Аналіз профілю траси показує, чи існують по трасі газопроводу місця зниження у вигляді природних балок, долин річок, струмків і т.д., які фактично є місцями ймовірного скупчення рідини в порожнині газопроводу, тобто так звані природні пастками рідини.

Також важливим додатковим фактором, який визначає найбільш ймовірні місця в яких найбільш доцільно зробити врізку пристрої для дренажу рідини, є критична швидкість виносу рідини. За умови швидкості руху газорідного потоку нижче критичної в певних термобаричних умовах і геометрії газопроводу здійснюється перехід від режиму виносу рідини до режиму її накопичення («Зависання»). На спускних ділянках газопроводу реалізується розшарований режим - рідина стікає по дну трубопроводу, потік газу рухається над нею, при цьому швидкість руху рідини досить близька до швидкості газу. На підйомних же ділянках проходить накопичення рідини, а за умови перекриття рідиною перетину трубопроводу виникає корковий режим течії (з генерацією низькочастотних пульсацій витрати рідини). При цьому виникає на підйомних ділянках режим накопичення рідини призводить до значного зниження ефективної швидкості течії рідкої фази щодо швидкості газу [12-15]. У загальному випадку на величину критичної швидкості газового потоку впливають наступні параметри: внутрішній діаметр трубопроводу, густина рідинного скупчення, в'язкість рідинного скупчення, густина газу, кут нахилу висхідного ділянки газопроводу до горизонту.



**Рис. 4.** Система моніторингу накопичення рідини в порожнині газопроводу: 1 – Блок акустичний; 2 – щиток монтажний; 3 – хомут фіксуєючий; 4 – болт стяжний; 5 – втулка опорна; 6 – втулка натяжна; 7 – кабель сигнальний; 8 – контрольно-вимірювальний пост.

Проте здатність рідини мігрувати порожниною газопроводу (так звані рухомі «слаги»), не дає можливості точно визначити місце скупчення рідини та її рівень. 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.

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 [9, 10, 16-19].

Система складається з контрольно-вимірювальних постів (КВП), встановлюваних в 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 (рис. 4) [20]. Для експериментальної перевірки запропонованого рішення, був створений дослідний взірць контрольно-вимірювального поста, який пройшов успішну 6-ти річну апробацію. Точність вимірювання рівня рідини (в точці встановлення акустичного ультразвукового давача), для розробленої системи, за даними

експериментальних досліджень склала 6,2 % .

Впровадження вище наведеної системи моніторингу рідинних скупчень з точки зору експлуатації ГТС дозволяє вирішити задачі:

- ідентифікація найбільш ймовірних місць виникнення значних водяних скупчень на основі вимірюного рівня рідини;
- розрахунок об'єму накопиченої рідини в порожнині газопроводу за результатами вимірювань.

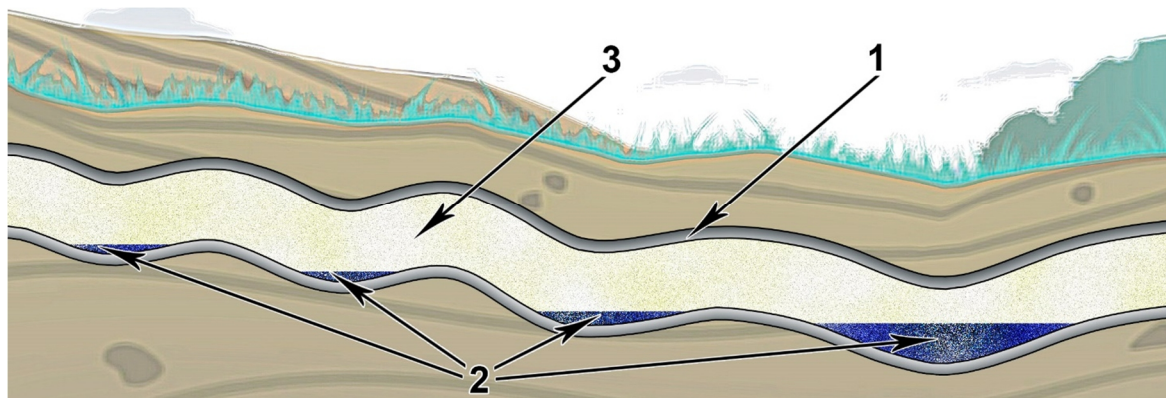
Відомо, що основним показником, що визначає роботу газопроводу є коефіцієнт його ефективності, який визначається як відношення фактичної пропускної здатності газопроводу до розрахункової або як корінь з відношення розрахункового значення гідравлічного опору газопроводу до фактичного [21, 22]. Відповідно задачею дослідження, яке висвітлюється в даній статті, є отримання залежності між таким інформаційним параметром, як максимальний рівень нетехнологічних скупчень рідини в порожнині газопроводу (визначається за допомогою контрольно-вимірювальних постів) і коефіцієнтом ефективності газопроводу, як основного параметру енергетичної ефективності транспорту природного газу, для оперативного прийняття рішення, щодо вилучення критичних обсягів накопиченої рідини з порожнини газопроводу для підтримання його енергетичної та експлуатаційної ефективності на належному рівні.

## II. Виклад основного матеріалу

При розв'язанні задачі оцінки зміни енергоефективності роботи ділянки газопроводу, спричиненої накопиченням в його порожнині на окремих ділянках нетехнологічних скупчень (рідини) розглянемо наступну схему (рис. 5):

Нехай на ділянці трубопроводу довжиною  $L_0$  виявлено  $N$  місць накопичення рідини. Необхідно встановити загальний об'єм рідини на ділянці  $L_0$  та очікувану втрату пропускної здатності.

Для ділянки трубопроводу відомими є



**Рис. 5.** Схема трубопроводу, в якому накопичується рідина в наслідок конденсації та інших причин:  
1 - повздовжній профіль газопроводу; 2 - нетехнологічні скупчення (рідини);  
3 – природний газ, що транспортується.

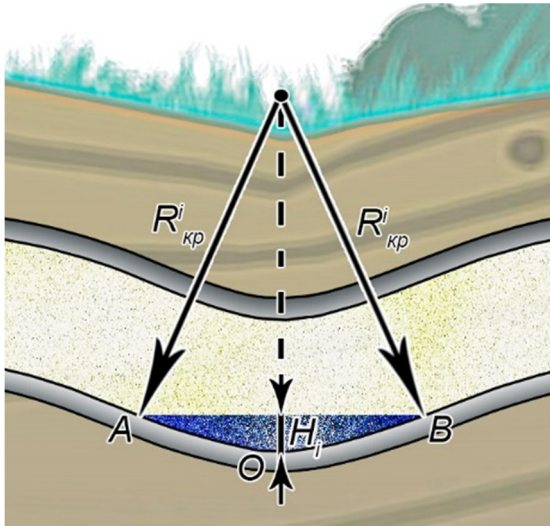


Рис. 6. Повздовжній переріз сектора трубопроводу, в якому накопичується рідина.

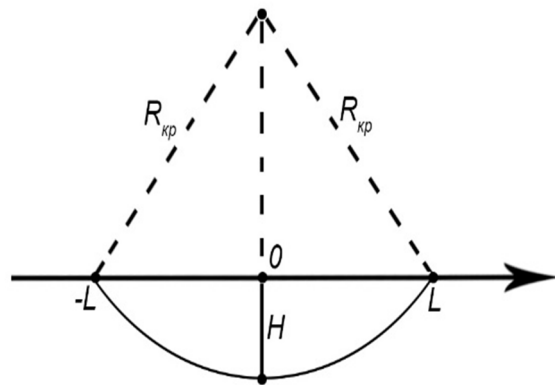


Рис. 7. Схема повздовжнього перерізу в пов'язаній з сектором системі координат.

внутрішній та зовнішній  $R_{кр}^i$  радіуси в кожному із секторів (окремих дрібніших ділянок), в якому виявлена рідина, також, як сказано вище, відомою є максимальна висота рідини  $H_i$ , яка визначена експериментальним шляхом. Кожен із секторів, в якому накопичується рідина, можна змоделювати наступним чином: розглянемо повздовжній переріз трубопроводу в секторі, в якому виявлено

накопичення рідини (рис. 6).

Для визначення середини довжини зони  $AB$  необхідно знати радіус кривизни осі трубопроводу. Нехай координати точок  $A$ ,  $B$  та  $O$  є заданими:  $A(x_1; y_1)$ ,  $B(x_2; y_2)$ ,  $C(x_3; y_3)$ . Тоді, радіус кривизни осі трубопроводу можна визначити шляхом розв'язання наступної системи рівнянь:

$$\begin{cases} (x_1 - x_0)^2 + (y_1 - y_0)^2 = R^2 \\ (x_1 - x_0)^2 + (y_1 - y_0)^2 = (x_2 - x_0)^2 + (y_2 - y_0)^2 \\ (x_1 - x_0)^2 + (y_1 - y_0)^2 = (x_3 - x_0)^2 + (y_3 - y_0)^2 \end{cases} \quad (1)$$

В системі рівнянь (1) невизначеними є координати центра кола радіуса  $R_{кр}(x_0; y_0)$  та власне величина  $R_{кр}$ . Розв'язуючи дану систему рівнянь за правилом Крамера [23] одержимо:

$$\begin{aligned} x_0 &= \frac{2(x_2^2 - x_1^2 + y_2^2 - y_1^2) \cdot (y_3 - y_1) - 2(x_3^2 - x_1^2 + y_3^2 - y_1^2) \cdot (y_2 - y_1)}{4(x_2 - x_1) \cdot (y_3 - y_1) - 4(x_3 - x_1) \cdot (y_2 - y_1)} \\ y_0 &= \frac{2(x_3^2 - x_1^2 + y_3^2 - y_1^2) \cdot (x_2 - x_1) - 2(x_2^2 - x_1^2 + y_2^2 - y_1^2) \cdot (x_3 - x_1)}{4(x_2 - x_1) \cdot (y_3 - y_1) - 4(x_3 - x_1) \cdot (y_2 - y_1)} \end{aligned} \quad (2)$$

звідки:

$$R_{кр}^2 = (x_1 - x_0)^2 + (y_1 - y_0)^2 \quad (3)$$

Таким чином, вважається, що в кожному секторі накопичення рідини величина  $R_{кр}$  є заданою. В такому випадку відкривається пов'язана з сектором система координат, в якому повздовжній переріз схематизується наступним чином (рис. 7).

Величина  $L$  знаходиться за формулою:

$$L = \sqrt{R_{кр}^2 - (R_{кр} - H)^2} = \sqrt{2R_{кр}H - H^2} \quad (4)$$

При розгляді поперечного перерізу ділянки газопроводу, на якій виявлені нетехнологічні скупчення, геометричний параметр, який необхідно

знати є радіус трубопроводу  $R$  (рис. 8):

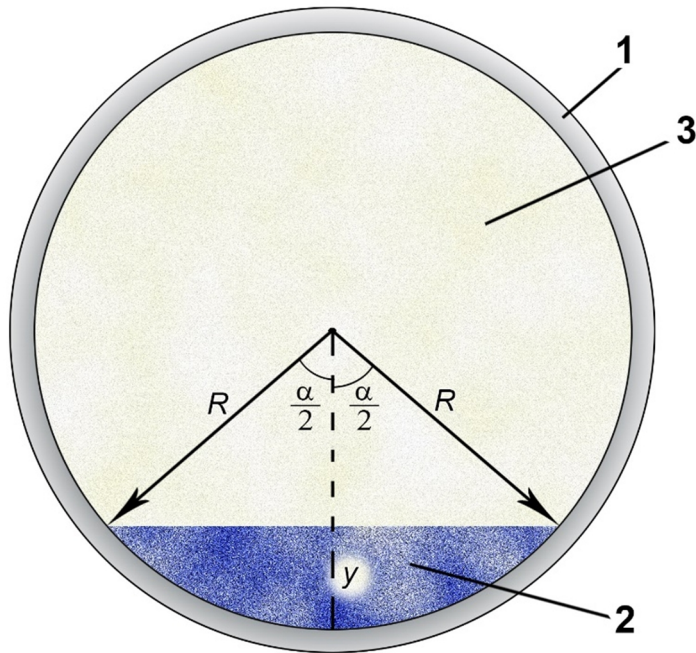
В такому випадку в кожному поперечному перерізі його площа виражається за формулою:

$$S(y) = \frac{1}{2} \arcsin \frac{R-y}{R} \cdot R^2 - \frac{1}{2} (R-y) \sqrt{R^2 - (R-y)^2} \quad (5)$$

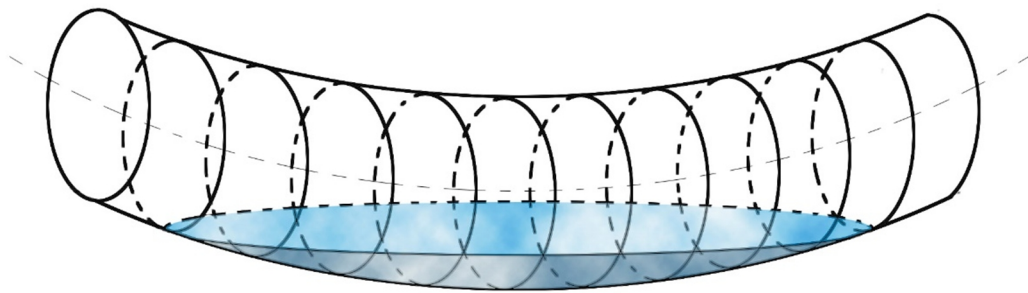
де:

$$y = -R_{кр} + H + \sqrt{R_{кр}^2 - x^2} \quad (6)$$

Фактично це означає, що рідина повністю заповняє деяку частину еліпсоїда обертання виду (рис. 9):



**Рис. 8.** Схема поперечного перерізу сектора трубопроводу, в якому накопичується рідина в наслідок конденсації та інших причин: 1 - поперечний профіль газопроводу; 2 - нетехнологічні скупчення (рідина); 3 – природний газ, що транспортується.



**Рис. 9.** Схематичне зображення заповнення порожнини трубопроводу рідиною.

$$\frac{x^2}{R^2} + \frac{y^2}{R^2} + \frac{z^2}{L^2} = 1 \quad (7)$$

де  $R$  – радіус трубопроводу, а  $L$  – обчислюється за (4).

Таким чином, замінюючи у виразі (5) величину  $y$  за виразом (6), одержуємо в нашому перерізі сектора, заповненого рідиною, його площу:

$$S(x) = \frac{1}{2} \arcsin \left[ \frac{R + R_{кр} - H - \sqrt{R_{кр}^2 - x^2}}{R} \right] \cdot R^2 - \frac{1}{2} (R + R_{кр} - H - \sqrt{R_{кр}^2 - x^2}) \sqrt{R^2 - (R + R_{кр} - H - \sqrt{R_{кр}^2 - x^2})^2} \quad (8)$$

Таким чином, об'єм сектора, заповненого рідиною, обчислюється за формулою:

$$V = \int_{-L}^L S(x) dx = \int_{-L}^L \frac{1}{2} \arcsin \left[ \frac{R + R_{кр} - H - \sqrt{R_{кр}^2 - x^2}}{R} \right] \cdot R^2 dx - \int_{-L}^L \frac{1}{2} (R + R_{кр} - H - \sqrt{R_{кр}^2 - x^2}) \cdot \sqrt{R^2 - (R + R_{кр} - H - \sqrt{R_{кр}^2 - x^2})^2} dx \quad (9)$$

Формула (9) дозволяє отримати втрату корисного об'єму трубопроводу внаслідок накопичення рідини.



Нехай  $V_0$  – початковий об’єм трубопроводу,  $L_0$  – його довжина. Припустимо, що на досліджуваній ділянці виявлено  $N$  секторів накопичення рідини, в кожному з яких максимальна висота шару рідини становить  $H_i$ . Таким чином, сумарна втрата об’єму в наслідок накопичення рідини складає:

$$V_{em} = \sum_{i=1}^N V_i, \quad (10)$$

де  $V_i$  - обчислена за (9) величина об’єму, який займає рідина в  $i$ -тому секторі:

$$V_i = \int_{-L_i}^{L_i} S_i(x) dx, \quad (11)$$

де:  $\pm L_i$  – позадвожній розмір  $i$ -ого сектора;  $S_i(x)$  обчислюється за виразом (9), при умові задання  $R_{kp}^i$  - радіуса кривизни  $i$ -ого сектора та  $H_i$  – глибини рідини в  $i$ -ому секторі.

Таким чином, сумарна втрата об’єму на ділянці трубопроводу довжиною  $L_0$  складає  $V_{BT}$  і обчислюється за (10).

Для оцінки втрати ефективності ділянки трубопроводу можна запропонувати наступну схему: вважаючи, що довжина трубопроводу  $L_0$  залишається сталою, а, за відсутності рідини в трубі, його площа поперечного перерізу складає  $\pi R^2$  – де  $R$  – сталий радіус трубопроводу, об’єм досліджуваної ділянки можна обчислити за формулою:

$$V_0 = L_0 \cdot \pi R^2. \quad (12)$$

Після заповнення деякої частини трубопроводу рідиною, його об’єм, придатний для транспортування продукт, зменшується і складає:

$$V_H = V_0 - V_{BT}, \quad (13)$$

де  $V_0$  обчислюється за виразом (12), а  $V_{BT}$  – за виразом (10).

Вводячи поняття ефективної площі поперечного перерізу  $S_H$ , можна зробити висновок, що вона складає:

$$S_H = \frac{V_0 - V_{BT}}{L_0} \neq \pi R^2, \quad (14)$$

де зрозуміло, що  $S_H < \pi R^2$ .

Згідно з цією оцінкою, для забезпечення сталого значення витрати продукту (забезпечення необхідного об’єму перекачування природного газу)  $Q_0$  через трубопровід з рідиною, необхідно затратити додаткову енергію, наприклад, для збільшення швидкості потоку природного газу, що транспортується, на величину, яка може бути визначена за формулою:

$$Q_0 = V_0 \cdot S_0 = V_0 \cdot \pi R^2 = V_1 S_H, \quad (15)$$

звідки:

$$V_1 = \frac{S_0 \cdot V_0}{S_H}, \quad (16)$$

при цьому очевидно, що  $V_1 > V_0$ .

Вказана схема має наближений характер, збільшення швидкості перекачування продукту здійснюється за рахунок збільшення різниці тиску між двома компресорними станціями, які є

початковою та кінцевою станціями досліджуваної ділянки.

Інший підхід може бути наступним: якщо початковий радіус трубопроводу складає  $R_0$ , а швидкість течії продукту в найпростішому випадку описується течією Пуазейля за формулою [24]:

$$V = \frac{i}{4m} (R_0^2 - r^2). \quad (17)$$

В трубопроводі з ділянками, де накопичується рідина, зменшення  $R_0$  змінюється, в такому випадку для інженерних розрахунків можна прийняти, що:

$$S_H = \frac{V_0 - V_{BT}}{L_0} \approx \pi R_1^2, \quad (18)$$

маючи на увазі, що форма поперечного перерізу мало відрізняється від форми кола:

$$R_1 \approx \sqrt{\frac{S_H}{\pi}} < R_0, \quad (19)$$

тоді:

$$V_1 = \frac{i}{4m} (R_1^2 - r^2) < V_0. \quad (20)$$

Отже, величину градієнта тиску, необхідну для забезпечення рівня прокачування  $Q_0$ , можна наближено визначити з формули:

$$Q_0 = \frac{i R_0^4 p}{8m} = \frac{i_1 R_1^4 p}{8m}, \quad (21)$$

$$i_1 = i \cdot \frac{R_0^4}{R_1^4}, \quad (22)$$

де  $i$  - різниця тисків на кінцях трубопроводу,  $\mu$  – коефіцієнт динамічної в’язкості природного газу,

очевидно  $i_1 > i$ , оскільки  $\frac{R_0^4}{R_1^4} > 1$ .

З технічних параметрів роботи компресорної станції відомо, скільки енергії необхідно затратити для підвищення тиску в трубопроводі, який гарантував би збереження сталого  $Q_0$ .

### III. Обговорення та висновки

Різноманітні накопичення та забруднення в порожнині діючих магістральних газопроводів зменшують робоче січення ділянок газопроводів, що в свою чергу призводить до зниження їх пропускної здатності, збільшення падіння тиску та зростання енергетичних втрат при транспортуванні природного газу магістральними газопроводами. Окрім цього, конденсована в порожнині трубопроводу рідина, що покриває шар твердих відкладів, спричиняє значне корозійне ураження стінки газопроводу і може стати причиною аварійних ситуацій на ділянках магістральних газопроводів.

На даний час існує ряд підходів для ліквідації скупчень нетехнологічних відкладень та рідин в порожнині газопроводів, проте здатність рідини мігрувати порожниною газопроводу, не дає можливості точно визначити місце скупчення рідини



та її рівень. Описана в роботі стаціонарна система для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу та методика визначення місць потенційних скупчень нетехнологічних відкладень та рідин в порожнині газопроводів, значно зменшує необхідність проведення великого об'єму земляних робіт та транспортування ємностей для збору рідини з газопроводу.

Отримана залежність між максимальним рівнем нетехнологічних скупчень рідини в порожнині газопроводу та коефіцієнтом ефективності газопроводу, як основним параметром енергетичної ефективності транспорту природного газу, дозволяє оперативно приймати рішення, щодо необхідності вилучення критичних обсягів накопиченої рідини з порожнини газопроводу і підтримувати його енергетичну та експлуатаційну ефективність на належному рівні. Показано, що навіть відносно незначне зменшення внутрішнього радіусу трубопроводу, спричинене наявністю нетехнологічних скупчень, може призвести до значного зростання енергетичних затрат задля

забезпечення необхідного об'єму перекачування природного газу.

**Рибіцький І.В.** - к.т.н., доцент, доцент кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики;

**Олійник А.П.** - професор, д.т.н., завідувач кафедри прикладної математики;

**Яворський А.В.** - к.т.н., доцент, доцент кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики;

**Карпаш О.М.** - професор, д.т.н., професор кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики;

**Карпаш М.О.** - професор, д.т.н., професор кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики;

**Цих В.С.** - к.т.н., доцент кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики;

**Слободян М.Б.** - аспірант кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики.

- [1] A.V. Yavorskii, R.Yu. Banahevuch, I.V. Rybitskiy, M.O. Karpash, O.M. Karpash, 4-th International Science and Technical Conference Oil and Gas Energetics 2015 (Goliney O.M., Ivano-Frankivsk, 2015). P. 258 (doi: 10.31471/1993-9868).
- [2] M.E. Usoltsev, A.A. Korshak, Mountain Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal) (12), 36 (2011) (doi: 10.25018/0236-1493).
- [3] E.S. Potapenko, Y.M. Koklyn, Pipeline transport: theory and practice (2), 19 (2015) (doi: 10.15217/issn1998984-9.2015.30.13).
- [4] N. Sridhar, D.S. Dunn, A.M. Anderko, M.M. Lencka, H.U. Schutt, NACE/Corrosion – 2001 57(3), 221 (2001) (doi: 10.5006/1.3290347).
- [5] X.G. Zhang, Uhlig's Corrosion Handbook 3rd edition. Electrochemical Society Series (John Wiley & Sons Ltd., Singapore, 2011) (doi: 10.1002/9780470872864.ch62).
- [6] R. Nybrorg, A. Dugstad, NACE/Corrosion – 2007, 10 (2007) (doi: 10.5006/1.3290347).
- [7] A.A. Korshak, M.E. Usoltsev, V.V. Pshenyn, Network publication "Oil and Gas Business" 5, 290 (2015) (doi: 10.17122/ogbus-2015-5-290-335).
- [8] E.S. Potapenko, Oil and gas technology – 2012 (4), 61 (2012).
- [9] R.Iu. Banakhevych, A.V. Yavorskiy, M.O. Karpash, Ya.V. Rozhko, S.V. Velykiy, Oil and Gas Energetics 1(21), 55 (2014) (doi: 10.31471/1993-9868).
- [10] O.M. Karpash, R.Iu. Banakhevych, M.O. Karpash, A.V. Yavorskiy, I.V. Rybitskiy, lectronic scientific journal "Oil and Gas Business" 5, 244 (2013) (doi: 10.17122/ogbus-2013-1-77-94).
- [11] B. Barrau, Oil & Gas Journal 98(8), 58 (2000) (ISSN: 0030-1388).
- [12] A.N. Krasnov, Network publication "Oil and Gas Business" 16(4), 118 (2010) (doi: 10.17122/ogbus-2015-5-290-335).
- [13] Jianzhi Ge, PSIG Annual Meeting. Pipeline Simulation Interest Group 12, 207 (2009).
- [14] E.C. Potapenko, Gas industry, 9(679), 44 (2012).
- [15] E.S. Potapenko, I.M. Koklin, I.F. Malenkina, Gas industry 4(689), 47 (2013).
- [16] O.M. Karpash, I.V. Rybitskiy, A.V. Yavorskiy, Gas industry 12, 13 (2011).
- [17] I.V. Rybitskiy, A.V. Yavorskiy, R.Yu. Banahevich, Scientific Proceedings 1(121), 93 (2011).
- [18] R.Iu. Banakhevych, A.V. Yavorskiy, M.O. Karpash, Quality control methods and instruments 1(32), 107 (2014) (doi: 10.31471/1993-9981).
- [19] O.M. Karpash, I.V. Rybitskiy, M.O. Karpash, R.Iu. Banakhevych, Patent №UA106840C2 Ukraine, МРК (2014.01) G01F 23/00. – № а 2013 09982.
- [20] Fluid accumulation monitoring system. Specifications. TU U 26.5-02070855-001:2016.
- [21] Yu.A. Frolov, V.F. Novoselov, Cleaning of the cavity of existing main pipelines (Ufa Oil and Gas Institute Publisher, Ufa, 1989).
- [22] Ie.I.Iakovliev, O.S.Kazak, V.B.Mykhalkiv, Modes of gas transportation systems (Svit, Lviv, 1992).
- [23] G. Korn, T. Korn, Math reference book for scientists and engineers (Nauka, Moscow, 1984).
- [24] P.I. Sedov, Continuum mechanics (Nauka, Moscow, 1984).

І.В. Рибіцький, А.П. Олійник, А.В. Яворський, О.М. Карпаш, М.О. Карпаш, В.С. Цих, М.Б. Слободян

I.V. Rybitskyi, A.P. Oliynyk, A.V. Yavorskyi, O.M. Karpash, M.O. Karpash,  
V.S. Tsykh, M.B. Slobodyan

## **Impact Assessment of Non-Technological Fluid Accumulations in the Cavity of an Existing Gas Pipeline on the Energy Efficiency of Its Operation**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine, [rybitsky@gmail.com](mailto:rybitsky@gmail.com)*

The given methodology for assessing the efficiency coefficient of a gas pipeline based on the determination of a new informative parameter - the maximum level of non-technological fluid accumulations in its cavity. The proposed methodological approaches make it possible to respond faster regarding the removal of critical volumes of accumulated fluid from the gas pipeline cavity in order to maintain its energy and operational efficiency at the proper level.

**Keywords:** control, fluid accumulations, gas pipeline, efficiency coefficient, level of non-technological fluid accumulations.