

ОБҐРУНТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ МЕТОДІВ ОЧИЩЕННЯ ГАЗОПРОВОДІВ ДЛЯ РІЗНИХ СТРУКТУР ГАЗОРІДИННИХ ПОТОКІВ

Горін П. В., Тимків Д. Ф., Братах М. І., Філіпчук О. О.

1. Вступ

Газовидобувний комплекс містить в своєму складі складну за структурою трубопровідну систему, яка виконує дві функції – збір та міжпромислове транспортування газу власного видобутку. Система газопроводів, що приймає та транспортує газ власного видобутку, містить шлейфи промислові трубопроводи, що подають газ до установок підготовки газу (УПГ), дожимних компресорних станцій (ДКС) або лінійних компресорних станцій (КС). Відповідно від технічних характеристик, а також режимів роботи компресорного обладнання та трубопроводів залежить величина пропускної здатності системи в цілому. Таким чином, пропускна здатність газозбірної та газотранспортної системи залежить як від режимів роботи об'єктів наземної інфраструктури, так і кожної з лінійних ділянок.

Пропускна здатність системи газопроводів як функція параметрів режиму є основним виробничим показником, який характеризує ефективність використання газопроводів за призначенням. На величину пропускної здатності системи найбільший вплив мають технічна характеристика трубопроводів та їх баричний режим експлуатації. Якщо розглядати окремих газопровід із визначеною технічною характеристикою, то його баричний режим, а відповідно і пропускна здатність тісно пов'язані із умовами експлуатації. А саме, наявність умов конденсації рідини, пробкоутворення, збільшення гідравлічного опору ділянок, а відповідно, і загального перепаду тиску в газопроводі в цілому. Відповідно, надмірний перепад тиску впливатиме або на рівень початкового тиску, зменшуючи видобуток газу на завершальній стадії розробки в газовому режимі, або на величину кінцевого тиску, збільшуючи енерговитрати ДКС на транспортування газу. Зменшення перепаду тиску відбувається із відповідним збільшенням пропускної здатності газопроводів, що досягається шляхом впровадження методів звільнення їх від рідини, такі як очистка поршнями, переведення в режим самоочищення, врізання дренажних пристроїв та дривів різних конструкцій.

Залежно від етапу розробки родовища, різні структури течії формуватимуться в порожнині трубопроводів, відповідно формуючи різні гідравлічні опори [1]. Отже і методи звільнення порожнини газопроводів від цих забруднень будуть різні, а для їх вибору має бути створений окремий алгоритм.

Відповідно, враховуючи той факт, що переважна більшість родовищ нафтогазовидобувного сектору України знаходиться на завершальній стадії розробки, що характерно високим газоводяним фактором, актуальним залишається питання мінімізації втрат тиску в системі збору та транспортування вуглеводнів.

2. Об'єкт дослідження та його технологічний аудит

Об'єктом дослідження є система збору і міжпромислового транспортування газу газових і газоконденсатних родовищ.

Сьогодні Україна належить до держав з розвинутою нафтогазовидобувною та нафтогазотранспортною промисловістю. Перший крок у розвитку галузі зроблено півтора століття тому, коли розпочато освітлення вулиць одного із міст України – Львова – штучним, виробленим з вугілля газом.

Враховуючи велику розгалуженість системи видобування та транспортування вуглеводневої продукції, а також віддаленість промислових об'єктів один від одного протяжність системи видобування та транспортування нафтогазової продукції становить близько 12 тис. км.

На даному етапі експлуатації родовищ нафтогазового сектору України більшість родовищ експлуатується на завершальній стадії розробки, що характеризується істотним зниженням пластового тиску, низькими дебітами свердловин, високим вмістом пластової води і вуглеводневого конденсату в пластовій продукції.

А тому, враховуючи наявний технічний стан системи, а також віковий фактор нафтогазових родовищ в умовах експлуатації сьогодення проблемним питанням є розроблення та вибір оптимальних методів очищення трубопроводів для різних структур багатофазних потоків.

3. Мета та задачі дослідження

За мету цієї роботи обрано визначення широкого діапазону критеріїв подібності, які описують рух багатофазової течії в трубопроводах газозбірної та продуктозбірної систем із широким діапазоном вмісту природного і зв'язаного газу в складі суміші.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі задачі:

1. Дослідити ділянки трубопроводів, на яких структурні течії змінюють одна одну по довжині і призводять до постійного переходу одних форм в інші.
2. Розробити алгоритм визначення структурної форми руху газорідного потоку, оцінити його тип і однорідність, а також визначити параметри гідравлічного стану.
3. Розробити алгоритм вибору оптимальних способів відведення рідини з порожнини трубопроводу за їх принципом дії.

4. Дослідження існуючих рішень проблеми

Будь-який газопровід нафтогазовидобувної системи можна розглядати як такий, що транспортує газорідний потік із різним газовмістом в структурі потоку. Саме тому у світовій практиці ці структури моделюють в окремих програмах-симуляторах залежно від того, як розглядається течія.

Симулятор PipeSim компанії Schlumberger використовується для аналітичних досліджень, таких як моделювання свердловин, оптимізація механізованого видобутку, моделювання трубопроводів і технологічного обладнання [2].

Програмний продукт WellFlo компанії Weatherford є автономним додатком для проектування, моделювання, оптимізації і усунення проблем в роботі нафтових і газових свердловин, що експлуатуються як в фонтанному, так і механізованому режимі. Даний продукт дозволяє інженеру будувати моделі свердловин та

трубопроводів за допомогою зручного для користувача інтерфейсу. Побудовані таким чином моделі точно відображають приплив будь-яких типів флюїду з пласта, а також потік в насосно-компресорних трубах (НКТ) і наземних лініях [3].

Ще одним із програмних засобів, в якому є можливість створювати інтегровані моделі від родовища до системи підготовки, є Petex компанії Petroleum Experts [4].

Також хотілося б відмітити і програмний симулятор неусталеного мультифазного потоку OLGA компанії Schlumberger. Динамічний симулятор мультифазного потоку OLGA дозволяє розраховувати зміни параметрів потоку в свердловинах і трубопроводах залежно від часу, тобто моделювати стаціонарні і перехідні режими потоку [5].

В національній практиці для моделювання потоків використовують положення для розрахунку гідравлічних параметрів, викладених в [6], доповнений методиками Українського науково-дослідного інституту природних газів (УкрНДГаз) [7]. Дані методики базуються на обробці теорій [8, 9] щодо визначення межі розділу скупчень рідини в понижених ділянках трубопроводу.

Фактично, використання цих методик дає змогу визначити обсяг забруднень в порожнині газопроводу, як це, наприклад, запропоновано в науковій роботі [10]. Або проводити моніторинг за роботою низки трубопроводів, що формують газозбірну систему родовищ, як це передбачено нормативними документами на кшталт [11].

На сьогоднішній день багато уваги приділяється дослідженням двофазного потоку. Розроблено моделі руху газу і рідини в трубах, створено нові способи визначення кількості рідини в порожнині газопроводу та способи вилучення рідини з газопроводу, модернізовано пристрої для відведення рідини. Одним із таких способів є метод створення імпульсного режиму робочого потоку газу [12].

Тому, вирішення задачі аналізу режимів роботи трубопроводів нафтогазовидобувного сектору, визначення проблемних ділянок з точки зору погіршення гідравлічної ефективності, а також обґрунтування доцільності впровадження заходів щодо очистки газопроводів є перспективним питанням.

При розв'язанні проблеми очищення газопроводу потрібно з'ясувати причини потрапляння рідини та кількість. Це дасть можливість контролювати будь-які зміни в процесі експлуатації та своєчасно прийняти рішення щодо часу та методу проведення очистки. Слід також зазначити, що об'єм забруднень у газопроводах, розрахований теоретичним шляхом, відрізняється від визначеного експериментальним. Тому зазначена проблема потребує детального вивчення.

Крім того, слід звернути увагу на відмінності у підході до очищення внутрішньої порожнини промислових трубопроводів. Відповідно до вимог нормативних документів рішення щодо очищення такого типу трубопроводів приймається виключно на основі внутрішньої трубної інспекції [13], що фактично неможливо провести в українських специфічних умовах, детально висвітлених у [14].

Тим не менш, слід зазначити ту обставину, що в будь-яких умовах, в порожнині трубопроводів буде утворюватися багатофазове середовище. Дане середовище вважається відносно нерухомим в умовах експлуатації зрілих родовищ, або ж постійно змінює свою форму при локалізації в понижених місцях за умови зміни термобаричного режиму експлуатації [15]. Хоча, з іншого боку, проблема поведінки багатофазових середовищ в умовах зміни

термобаричного режиму роботи трубопроводу в основному висвітлена для нафтопроводів і ниток колекторів, що збирають нафту, враховуючи можливість утворення як парафінових відкладів [16], так і смол [17, 18].

Процеси випадіння та формування рідинних скупчень в газозбірних системах носять більш специфічний характер. Такі забруднення є більш рухомими тоді, коли основним забрудником буде газовий конденсат, і більш стійкими до локалізації на завершальному етапі розробки родовищ, коли формуватимуться виключно із водних фракцій лише із слідами конденсату. В будь-яких випадках спеціалісти рекомендують проводити комплексне обстеження ділянок трубопроводів, де можливе накопичення рідини [19].

В [20] представлено, що для попередження накопичення рідинних забруднень в порожнині трубопроводу на висхідних ділянках трубопроводів проводилися заходи по заміні шлейфів більших діаметрів на менші. Відповідно, дані заходи проводилися з метою забезпечення мінімально необхідних швидкостей газу для забезпечення винесення рідини на установках комплексної підготовки газу (УКПГ).

Відповідно, відкритим питанням залишається, яким чином обрати найкращий метод для відведення сформованого обсягу забруднень, адже відповідно до етапу розробки родовища ефективність їх впровадження буде різною. В першу чергу, слід оцінити структуру течії, однорідність рідинного формування в порожнині трубопроводу (визначити його структуру як рухливу дисперговану чи пробкову, або сформовану однорідну масу, що знаходиться в стані відносного спокою). І на останньому етапі, обрати найбільш оптимальний метод відведення рідини з порожнини газопроводу.

5. Методи досліджень

Для розробки алгоритму визначення структури однорідної течії та течії однорідних потоків необхідно виконати ряд послідовних етапів:

- скласти план профілю траси трубопроводу;
- визначити еквівалентну висхідну і низхідну ділянки траси та провести їх гідравлічний розрахунок.

Поздовжній план-профіль траси трубопроводу складають з метою визначення впливу рельєфу місцевості на формування зон збільшеного гідравлічного опору рухові рідинно-газового потоку (локалізація води, парафінів, механічних домішок) та зон утворення газових шапок. Дані процеси збільшують швидкість зміни тиску в трубопроводі в умовах постійного надходження рідини до його порожнини в результаті механічного винесення з гирла свердловини або сепараційного обладнання [21].

Розвиток технологій дозволяє на даний момент використовувати прості загальнодоступні програмні продукти для складання поздовжніх планів-профілів траси, таких як Google Earth. Дані програмні комплекси передбачають лише прив'язку до місцевості траси трубопроводу із автоматичною побудовою профілю.

Висхідною ділянкою еквівалентної траси вважається такий відрізок між перевальними точками реального профілю, по якому, незалежно від кількості і кутів ухилу проміжних ділянок, рух суміші відбувається тільки на підйом.

За довжину i -ої еквівалентної висхідної ділянки приймається загальна довжина висхідної ділянки реальної траси між двома перевальними точками (рис. 1). Такий алгоритм повністю базується на положеннях [6] і детально викладений в [21].

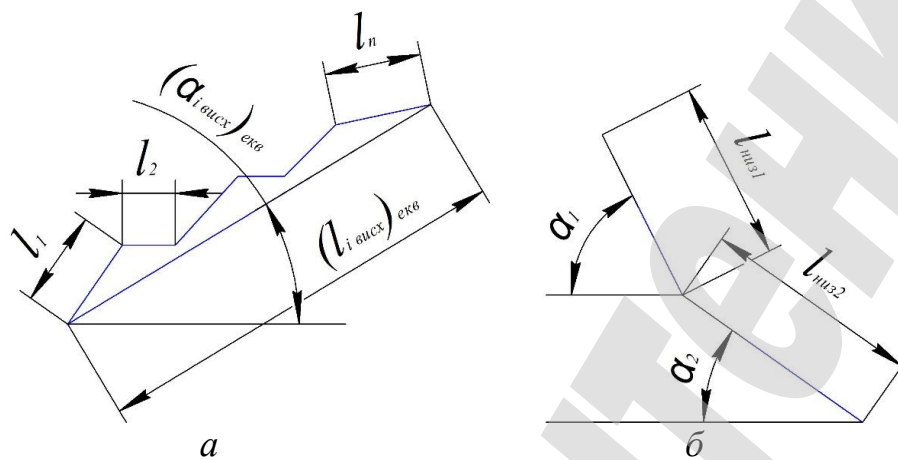


Рис. 1. Схема визначення довжини i -ої ділянки: a – висхідної; b – низхідної

Визначення еквівалентної висхідної та низхідної ділянки траси:

$$(l_{\text{висх}})_{\text{екв}} = \sum_{k=1}^n l_{k\text{висх}}, \quad (1)$$

де $l_{k\text{висх}}$ – довжина k -ої ділянки, що входить у висхідну ділянку між перевальними точками, м.

За кут нахилу висхідної еквівалентної ділянки приймається усереднений кут нахилу, що визначається за умовою:

$$(\sin \alpha_{\text{висх}})_{\text{екв}} = \frac{H_n - H_k}{(l_{\text{висх}})_{\text{екв}}}, \quad (2)$$

де $H_n - H_k$ – відмітки початкових та кінцевих точок висхідної ділянки, м.

Фактично застосування такого алгоритму суттєво збільшує час, необхідний для реалізації проекту, оскільки кількість висхідних і низхідних ділянок, відповідно до довжини досліджуваного газопроводу може сягати сотні і більше. Це в підсумку призводить до необхідності обробки великого масиву даних протягом тижнів. Застосування вищезгаданих програмних комплексів скорочує необхідний для обробки час до декількох годин.

Надалі після визначення геометрії видовженого в просторі газопроводу має бути проведена оцінка структурних течій роботи, яка передбачає визначення критеріїв, що описують структуру течії в безрозмірних величинах.

6. Результати дослідження

6.1. Експериментальні дослідження

Умовно багатофазова суміш – це щонайменше дві складові: рідина і газ, що піднімаються від вибою свердловини і переміщуються в горизонтальну

складову газовидобувної системи. Залежно від типу родовища рідини можуть відрізнятися за густиною і в'язкістю, формуючи в процесі транспортування як емульсійні утворення, так і окремі відокремлені структури. Крім того, в газорідинному потоці можуть з'являтися суспензійні з'єднання, як результат перемішування рідини із твердими домішками (глинистими відкладеннями, пісковиками, залишками бурових розчинів, пропанту тощо).

Умовно в життєвому циклі родовища можливо виділити три основні стадії, як це показано на рис. 2:

1) рання (високі тиски, високі швидкості, що призводять до диспергування одного типу флюїду в іншому);

2) стадія стабілізації (інтенсифікації) видобутку, що характеризується утворенням пробкових структур, що рухаються між ділянками системи;

3) пізня, на якій падіння видобутку призводить до розділення основних флюїдів і формування рідинних скупчень в нижній твірній і газових шапок в перевальних точках системи.

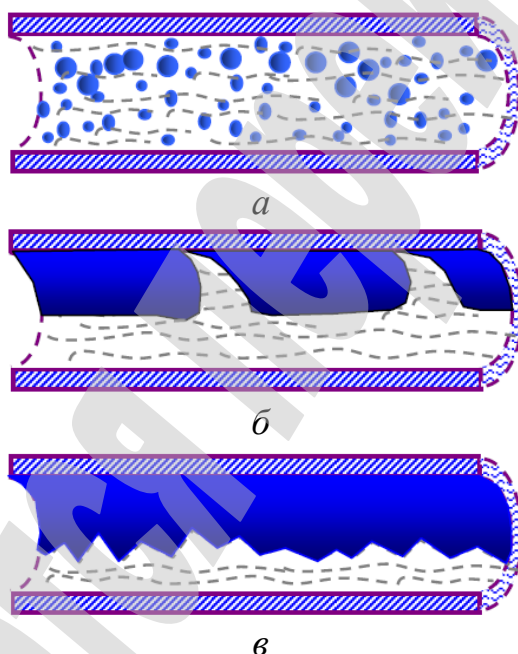


Рис. 2. Характеристики руху сумішей на різних стадіях розробки: *а* – рання стадія; *б* – стадія стабілізації (інтенсифікації) видобутку; *в* – пізня стадія

Фактично головним завданням алгоритму є визначення, із яким типом структурної течії дослідник має справу, а також кількісним вмістом рідини в газі, або газу в рідині, що визначатимуть однорідність потоку.

Визначення режиму перекачування рідинно-газової суміші на висхідній ділянці трубопроводу проводиться в такій послідовності [22]:

а) визначається величина V^* :

$$V^* = (8,2 - 0,017 \cdot \bar{\mu}^{-0,6}) \cdot \left(Re_2 \cdot Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right)^{-1/3} \cdot \exp[(8 + 62 \cdot \bar{\mu}) \cdot \beta_1], \quad (3)$$

де $\bar{\mu} = \frac{\mu_2}{\mu_1}$ – приведена в'язкість;

μ_1, μ_2 – динамічна в'язкість рідинної та газової фази відповідно, Па·с;

$\beta_1 = \frac{Q_1}{Q_c}$ – вміст рідини в потоці рідинно-газової суміші;

Q_1, Q_c – об'ємні витрати рідини та суміші відповідно, м³/с;

ρ_1, ρ_2 – густина рідинної та газової фаз, кг/м³;

$Re_2 = \frac{\rho_2 \cdot \omega_c \cdot D}{\mu_2}$ – число Рейнольдса, яке описує режим руху газу в складі суміші;

$\omega_c = \frac{4Q_c}{\pi D^2}$ – швидкість рідинно-газової суміші, м/с;

$Fr_c = \frac{\omega_c^2}{gD}$ – критерій Фруда для рідинно-газової суміші.

При $V^* \leq 1$ – режим течії кільцевий; $V^* > 1$ – режим течії пробковий або розшарований;

б) визначається критерій Фруда Fr^* за вмістом газу і рідини в суміші:

$$Fr^* = \left(0,2 + \frac{2 \cdot \sin \alpha_{\max}}{\lambda_p} \right) \cdot \beta_1^{-2} \cdot \exp(-2,5 \cdot \beta_2), \quad (4)$$

де $\beta_2 = 1 - \beta_1$ – вміст газу в потоці рідинно-газової суміші; α_{\max} – максимальний кут нахилу низхідних ділянок еквівалентної траси трубопроводу, рад.; λ_p – коефіцієнт гідравлічного опору, який визначається з системи рівнянь:

$$\begin{cases} \lambda_p = \frac{2 \sin \alpha \cdot g \cdot D}{\omega_p^2}, \\ \lambda_p = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re_p} + \frac{2 \cdot K_{екв}}{D} \right)^{0,2}, \end{cases} \quad (5)$$

де $Re_p = \frac{\rho_1 \cdot \omega_p \cdot D}{\mu_1}$ – число Рейнольдса, яке описує режим руху лише рідинної

складової; $K_{екв}$ – еквівалентна шорсткість, м; $\omega_p = \frac{4Q_1}{\pi D^2}$ – швидкість рідини, м/с.

При $Fr_c > Fr^*$ на даній ділянці трубопроводу має місце пробковий режим течії суміші. При $Fr_c < Fr^*$ на даній ділянці трубопроводу має місце розшарована течія суміші.

Перепад тиску на розрахунковій ділянці при кільцевій та пробковій течії на низхідних ділянках визначається за формулою [23]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_c \cdot \frac{\omega_c^2}{2D} \cdot \left(\frac{\beta_1^2}{\phi_1} \rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\phi_2} \rho_2 \right) - (\phi_1 \rho_1 + \phi_2 \rho_2) \cdot g \cdot |\sin \alpha|, \quad (6)$$

де ϕ_1 – дійсний об'ємний вміст рідини в потоці (частина труби, що зайнята рідиною); λ_c – коефіцієнт гідравлічного опору.

Величина ϕ_1 при низхідній течії рідинно-газової суміші в кільцевому режимі визначається за формулою:

$$\phi_1 = \left[1 - \frac{1}{1 + 3,84 \cdot 10^{-6} \cdot \left[\text{Re}_1 Fr_c \left(\frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right) \right] \cdot |\sin \alpha|^{-1,66}} \right] \cdot \frac{5,5 \cdot \sqrt{100 \cdot \beta_1}}{\left[\text{Re}_1 Fr_c \left(\frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}, \quad (7)$$

де $\text{Re}_1 = \frac{\rho_1 \cdot w_c \cdot D}{\mu_1}$ – число Рейнольдса, яке описує режим руху рідини в складі суміші.

Величина ϕ_1 при низхідному пробковому потоці визначається за формулою:

$$\phi_1 = 1 - K \cdot \beta_2, \quad (8)$$

де K – коефіцієнт, що враховує вплив в'язкості рідини.

$$K = 0,35 + 1,4 \cdot \sqrt{\bar{\mu}} \quad \text{при } \bar{\mu} \leq 0,01, \quad (9)$$

$$K = 0,77 + 0,23 \cdot \sqrt{\bar{\mu}} \quad \text{при } \bar{\mu} > 0,01. \quad (10)$$

Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору при кільцевому режимі визначається за формулою:

$$\lambda_c^{\phi} = \lambda \cdot \psi, \quad (11)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору при течії однорідної рідини.

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}_1} + \frac{2 \cdot K_{\text{екв}}}{D} \right)^{0,2}, \quad (12)$$

де ψ – зведений коефіцієнт гідравлічного опору.

$$\psi = 1 + 0,0031 \cdot \left(\text{Re}_2 Fr_c \cdot \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot \exp[-15 \cdot (\bar{\rho} + \beta_1)] \cdot \sqrt{100 \cdot \beta_1}. \quad (13)$$

При пробковому режимі течії фактичний коефіцієнт гідравлічного опору визначається за формулою:

$$\lambda_c^\phi = \left((3 - 1,26 \cdot a) - 2 \cdot a \cdot \lg \left(\frac{2K_{екв}}{D} + \frac{18,7}{Re_1 \cdot \sqrt{\lambda}} \right) \right)^{-2}, \quad (14)$$

де $a = \sqrt{\frac{1}{1 + 18,8 \cdot (1 - K)^2 \cdot (\beta_2/\beta_1)^2}}$; K – визначається за формулами (11), (12).

При розширеному режимі течії гідравлічний перепад тиску для низхідної ділянки визначається за формулою [24]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_2 \cdot \frac{\rho_2 \cdot \omega_2^2}{2 \cdot D_T} - \rho_2 \cdot g \cdot |\sin \alpha|. \quad (15)$$

Гідравлічний діаметр:

$$D_T = D \cdot \sqrt{\phi_2},$$

$$\omega_2 = \frac{4 \cdot Q_2}{\pi \cdot D_T^2},$$

$$\phi_2 = \frac{\theta - \sin \theta \cdot \cos \theta}{\pi}, \quad (16)$$

де Q_2 – об'ємна витрата газу, м³/с; θ – половина центрального кута до сегменту рідини, рад (рис. 3).

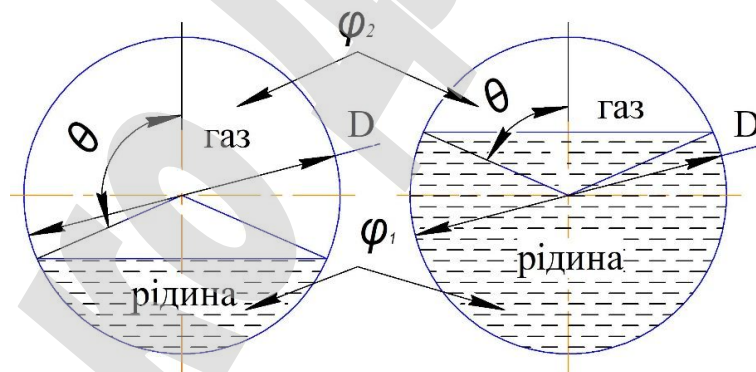


Рис. 3. Схема розподілу рідини і газу в трубі конденсатопроводу

Дійсний вміст рідини визначається за формулою:

$$\phi_1 = 2,63 \cdot \sqrt[3]{Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \cdot \beta_1^2 \cdot (0,02 + \sqrt{|\sin \alpha|})^{-1}}. \quad (17)$$

Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda_c^\phi = 0,067 \left(\frac{158}{Re_r} + \frac{2K_{екв}}{D_r} \right)^{0,2}, \quad (18)$$

де $Re_r = \frac{4 \cdot Q_2 \cdot \rho_2}{D_r \cdot \mu_2 \cdot \theta}$ – число Рейнольдса, яке описує режим руху газу для гідравлічного діаметру.

Оскільки за своєю природою на висхідних ділянках структура руху потоку не може бути розшарованою, визначення режиму перекачування рідинно-газової суміші на висхідній ділянці трубопроводу базується на визначенні величини (5) V^* :

- при $V^* \leq 1$ – має місце кільцевий режим течії суміші;
- при $V^* > 1$ – реалізується пробковий режим течії суміші.

Гідравлічний розрахунок висхідної ділянки трубопроводу проводиться за формулою:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_c \cdot \frac{w_c^2}{2D} \left(\frac{\beta_1^2}{\phi_1} \rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\phi_2} \rho_2 \right) + (\phi_1 \rho_1 + \phi_2 \rho_2) \cdot g \cdot \sin \alpha. \quad (19)$$

Величина ϕ_1 для висхідного кільцевого потоку визначається за формулою:

$$\phi_1 = \frac{\phi_1^*}{1 + 200 \cdot \beta_1} + \frac{5,5 \cdot \sqrt{100 \cdot \beta_1}}{\left(Re_1 Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right)^{\frac{1}{3}}}, \quad (20)$$

де ϕ_1^* – дійсний об'ємний вміст рідини при нульовому подаванні рідини:

$$\phi_1^* = 0,0053 \frac{3,3 - W_\alpha}{\left(Re_1 \cdot Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right)^{\frac{1}{3}}} \text{ при } W_\alpha < 3,3, \quad (21)$$

$$\phi_1^* = 0 \text{ при } W_\alpha \geq 3,3,$$

де $W_\alpha = w_c \left(\frac{\rho_1 - \rho_2}{\sigma \cdot g \cdot \sin \alpha} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)^{0,5}$, σ – зусилля поверхневого натягу основної складової рідинно-газової суміші, Н/м.

Для висхідного пробкового потоку дійсний газовміст визначається за формулою:

$$\phi_2 = K \cdot \left[1 - \exp \left(-4,4 \cdot \sqrt{\frac{Fr_c}{Fr_\alpha}} \right) \right] \cdot \beta_2. \quad (22)$$

Значення Fr_α визначається за співвідношеннями:

$$\begin{aligned} Fr_{\alpha} &= 1150 \cdot \bar{\mu}^{0,79} \text{ при } \bar{\mu} < 0,001, \\ Fr_{\alpha} &= 9,8 \cdot \bar{\mu}^{0,1} \text{ при } \bar{\mu} \geq 0,001. \end{aligned} \quad (23)$$

Значення K визначається за формулами (11) та (12).

При висхідній кільцевій течії суміші величина λ_c визначається за формулами (11)–(13). При висхідній пробковій течії суміші величина λ_c визначається за формулою (14).

6.2. Аналіз режимів роботи газопроводів

Режими роботи газовидобувної системи визначають динамічність її режимів роботи, які призводять до руху рідинних формувань в порожнині трубопроводів, що особливо притаманно для завершальної стадії розробки родовищ. Для оцінки було обрано систему міжпромислового транспортування продукції між установками родовищ, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації. Фактично, як це видно із табл. 1 на основі опрацювання фактичного режиму роботи газоконденсатопроводу із значним газовмістом в потоці, структурні течії змінюють одна одну по довжині і призводять до постійного переходу одних форм в інші. В підсумку це призводить до непередбачуваного залпового викиду рідини, тому що, щоб запобігти даному явищу, необхідно впроваджувати заходи по відведенню рідини з порожнини трубопроводів. Оцінити обсяг даного залпового викиду можливо за рухом рідинних пробок в умовах зменшення робочого тиску в системі міжпромислових трубопроводів або зміни інших умов експлуатації (табл. 2).

Час, необхідний для цієї пробки, щоб бути переміщеною потоком газу з пониженого місця трубопроводу до входу в сепараційне обладнання, представлений в табл. 2. Для його оцінки використано наступні розрахункові дані:

- максимальна швидкість, що утворюється в газопроводі при зниженні робочого тиску до 12 ат – 28 м/с;
- максимальна швидкість, що утворюється в газопроводі при роботі за тиску 24 ат – 4 м/с;
- середня швидкість, що утворюється в газопроводі при зниженні робочого тиску до 12 ат – 16 м/с.

Як видно з табл. 2, очікуваний час надходження рідини розпочнеться через 4 хв після зниження робочого тиску і закінчиться через 30 хв, протягом якого в сепараторах буде вловлено 15 м³ рідини. Якщо обсяг такого залпового викиду буде значно більшим, ніж проектний вхідний сепаратор, то це призведе до аварійної зупинки обладнання.

Здебільше залпові викиди рідини провокуються різкою зміною баричного режиму роботи і можуть контролюватись за перепадом тиску в трубопроводі, а саме порівнянням його оптимальних (номінальних) величин та фактичних параметрів.

Таблиця 1

Вихідні дані для визначення коефіцієнтів гідравлічного опору і структури течії

Назва трубопроводу		Трубопровід для перекачування багатозфазової суміші (конденсат, вода, нафта, газ) від установок комплексної підготовки газу (УКПГ) Комишня до УКПГ Ярівська						
Вимірні параметри гідравлічного стану		9:00 01 травня 2017 року – 9:00 02 травня 2017 року						
Термін часу, протягом якого проводились дослідження		1 доба, починаючи з 9:00 01 травня 2017 року						
Маса суміші на початку трубопроводу, кг/год		3387						
Початковий тиск, кгс/см ²		19,39						
Кінцевий тиск, кгс/см ²		18,12						
Початкова температура, °С		23,28						
Кінцева температура, °С		12,23						
Густина суміші на початковій ділянці, кг/м ³		695,6						
Густина суміші на кінцевій ділянці, кг/м ³		702,35						
Технічна характеристика		Довжина реальна, м	Внутрішній діаметр, мм	Кількість ділянок – 18				
				Висхідних	Низхідних			
		27504,6	143 мм на ділянці до 14,4 км, 86 мм – далі до кінцевої точки	4	14			
<i>Деталізація по ділянках</i>								
№ діл.	Тип	Довжина, м	Внутрішній діаметр, мм	Кут нахилу, град	Структура потоку	Швидкість руху газорідної суміші, м/с	Час проходження рідиною ділянки, с	Коефіцієнт гідравлічного опору ділянки
1	низх	500,009	143,0	0,005999928	розшарований	0,088	5695,039129	0,031642807
2	висх	1500,00133	143,0	0,001333333	хвильовий пробковий	0,088	17084,82505	0,031339705
3	низх	400,211	143,0	0,032488565	розшарований	0,088	4558,354773	0,032032459
4	низх	2000,025	143,0	0,004999958	розшарований	0,088	22780,03123	0,031619386
5	низх	800,3905	143,0	0,031239833	розшарований	0,088	9116,346677	0,032039302
6	висх	4800,015	143,0	0,002499995	хвильовий пробковий	0,088	54671,56241	0,031516794
7	низх	500,014	143,0	0,002399995	розшарований	0,088	5694,953022	0,031515737
8	низх	1100,0003	143,0	0,000727273	розшарований	0,088	12528,86388	0,031281565
9	низх	600,053	143,0	0,013332543	розшарований	0,088	6834,531378	0,031894419
10	низх	1000,05	143,0	0,009999667	розшарований	0,088	11390,44272	0,031834775
11	низх	800,25	143,0	0,024994794	розшарований	0,088	9114,745617	0,032047527
12	низх	402,305	143,0	0,107088749	розшарований	0,088	4582,198524	0,032395907
13	висх	9800,074	86,0	0,003877532	хвильовий пробковий	0,243	40371,33017	0,027279678
14	низх	900,067	86,0	0,012221614	розшарований	0,243	3707,820177	0,02786271
15	низх	800,01	86,0	0,004999958	розшарований	0,243	3295,635209	0,027420804
16	низх	801,05	86,0	0,0512052	розшарований	0,243	3299,919218	0,028486385
17	висх	200,068	86,0	0,025994144	хвильовий пробковий	0,243	824,1769342	0,028221896
18	низх	600	86,0	0,000333333	розшарований	0,243	2471,695648	0,025728953

Продовження таблиці 1

Загальні та середньозважені показники	0,088 – на початковій ділянці, 0,243 – на кінцевій	218022,5 (2 доби, 12 годин, 32 хвилин)	0,032 – на початковій ділянці, 0,027 – на кінцевій ділянці
---------------------------------------	---	---	---

Таблиця 2

Час, необхідний для переміщення рідинної пробки [25]

Рівень	Обсяг рідинної пробки, м ³	Довжина ділянки, м	Лінійна швидкість, м/с	Час, необхідний для переміщення пробки, хв
Мінімальний	15,0	7000,0	4,0	30
Середній	15,0	7000,0	16,0	8
Максимальний	15,0	7000,0	28,0	4

Фактичні значення тиску і температури в початковій, кінцевій та проміжних точках ділянки трубопроводу одночасно обираються за показами опитувачів або даних вимірювань. Хроматографічний аналіз дозволяє зняти газоконденсатну характеристику в разі безперервного опитування потоковими витратомірами [26].

Для кожної конкретної ділянки трубопроводу, відповідно до її орієнтації в просторі, за вищеприведеним алгоритмом обирається структура (тип) руху рідинно-газового потоку та розраховуються відповідні параметри гідравлічного стану. Оцінюють дійсний гідравлічний стан висхідних та низхідних ділянок трубопроводів за фактичним коефіцієнтом гідравлічного опору, який розраховують відповідно до структури рідинно-газового потоку за алгоритмом.

Розраховують фактичні та номінальні втрати тиску для дійсного гідравлічного стану трубопроводу шляхом додавання їх по всім дослідженим ділянкам:

$$\Delta P = \left(\sum_{i=1}^{n_{\text{висх}}} \frac{\Delta P}{\Delta L} + \sum_{i=1}^{n_{\text{низх}}} \frac{\Delta P}{\Delta L} \right) L. \quad (24)$$

Оперуючи значеннями початкового робочого тиску і розрахунковими втратами тиску, визначають розрахунковий кінцевий тиск і порівнюють його із вимірними показниками за даними опитувачів або приладовим вимірюванням. Якщо значення розрахункового кінцевого тиску є вищим ніж виміряне, фіксують утворення забруднень в понижених місцях траси трубопроводу.

Приклад розрахунку приведено для діючої ділянки трубопроводу, що перекачує газопромислового продукцію між двома установками. Результати порівняння виміряного значення кінцевого тиску і його розрахункового значення зведено до табл. 3.

Як видно з табл. 1, 3, наявність різних структур руху газорідинної суміші в порожнині трубопроводу призводить до залпового перерозподілу рідини в певний момент часу за рахунок зміни в баричному режимі роботи. Це зумовлює необхідність застосування різних способів відведення забруднень, а для певних

трубопроводів потребує комплексного підходу до вирішення питання відведення забруднень з порожнини трубопроводів.

Таблиця 3

Деталізація по втратах тиску внаслідок гідроопору ділянок в період досліджень з 01 по 14 травня 2017 року

Дата	Маса суміші, що подається, кг/год	Тиск початковий, кгс/см ²	Втрати гідравлічні (розрахункові), кгс/см ²	Тиск кінцевий (розрахунковий), кгс/см ²	Тиск кінцевий (вимірний), кгс/см ²	Різниця в значеннях кінцевого тиску, кгс/см ²
01.05.17	3387	19,60	1,01	18,59	18,27	0,32
02.05.17	3215	19,42	1,01	18,41	18,20	0,21
03.05.17	3254	19,46	1,01	18,45	18,19	0,26
04.05.17	3255	19,22	1,01	18,21	17,95	0,26
05.05.17	3406	19,66	1,01	18,65	18,22	0,43
06.05.17	3365	19,50	1,00	18,50	18,17	0,33
07.05.17	3356	19,32	1,00	18,32	18,04	0,28
08.05.17	3352	19,01	1,01	18,00	17,67	0,33
09.05.17	3465	19,51	1,01	18,50	18,04	0,46
10.05.17	3451	19,72	1,00	18,72	18,29	0,43
11.05.17	3420	19,46	0,99	18,47	18,07	0,40
12.05.17	3432	19,41	1,00	18,41	17,97	0,44
13.05.17	3506	19,61	1,00	18,61	18,03	0,58
14.05.17*	3521	20,11	1,00	19,11	18,47	0,64
Середньо-зважені показники	3384,6	19,51	1,00	18,51	18,13	0,38

Примітка: * – залповий перерозподіл рідини

6.3. Побудова алгоритму вибору оптимального способу відведення забруднень з порожнини трубопроводу

З вибору методу відведення рідини за представленим алгоритмом був проаналізований гідравлічний стан систем збору і міжпромислового транспортування продукції із різним газовмістом загальною протяжністю близько 12,0 тис. км, які умовно було поділено на три групи:

- 1) для родовищ на ранній стадії експлуатації – 2 % від загальної кількості;
- 2) для родовищ із стабілізованим (або плавно спадаючим) видобутком – 24 % від загальної кількості;
- 3) для родовищ на завершальній стадії експлуатації – 74 % від загальної кількості.

Встановлено, що вибір оптимального способу очистки внутрішньої порожнини трубопроводу залежить від таких основних чинників:

- структурна форма руху суміші, під час перекачування якої формуються забруднення;
- істинний газовміст, що визначає однорідність газового чи рідинного потоку і визначає тип трубопроводу, з яким дослідник має справу;
- гідравлічний стан, який зумовлює необхідність відведення рідини.

Базуючись на цих результатах розрахунків алгоритм вибору оптимального методу очищення порожнини трубопроводу від накопичених забруднень зумовлює наступну послідовність, представлену в табл. 4.

Фактично для одного і того самого трубопроводу можливо застосувати різні методи відведення рідини, виключивши завідома неефективні, використовуючи дані табл. 4 та представлений алгоритм оцінки структурних форм руху і гідравлічного стану трубопроводів, що перекачують багатофазове середовище.

Таблиця 4

Алгоритм вибору оптимальних способів відведення рідини з порожнини трубопроводу

1 Визначення структури течії								
1 Розшарована з гладкою поверхнею і утворенням хвиль при зміні технологічного режиму роботи			2 Пробкова характерна для висхідних ділянок або залпових викидів рідини при зміні режимів роботи			3 Кільцева характерна для шлейфів фонтануючих свердловин або газопроводів з повним завантаженням		
2 Визначення однорідності структури (фазовості режиму і основної фази) за істинним газовмістом								
1 Газовміст $\rightarrow 1$: газопровід із рідиною в понижених місцях	2 Газовміст $\rightarrow 0$: продуктопровід з утворенням газових шапок в перевальних місцях	3 Газовміст в 0,6–0,99: продуктопровід з розшарованою течією, нижню твірну якого займає рідина, верхню – газ	1 Газовміст $\rightarrow 1$: газопровід із залповими викидами рідини з понижених місць	2 Газовміст $\rightarrow 0$: продуктопровід із газовими шапками, що викликають пульсації тиску	3 Газовміст в 0,6–0,99: продуктопровід з заповненими газом висхідними ділянками, через які рідина проштовхується у вигляді пробок	1 Газовміст $\rightarrow 1$: газопровід, в якому незначна кількість рідини рухається у вигляді плівки	2 Газовміст $\rightarrow 0$: продуктопровід, в якому газ зосереджено в потоці рідини у вигляді бульбашок	3 Газовміст в 0,6–0,99: газопровід (аварійний режим близький до гідроудару) або висхідна ділянка продуктопроводу, в яких газ оточено кільцем рідини
3 Перевірка відповідності гідравлічного режиму роботи номінальному $P_{кін(розр)} = P_{кін(випір)}$, якщо ні, то:								
Рідина формує забруднення в нижніх перевальних точках (природних пастках рідини)	Газ формує газову шапку у верхніх перевальних точках продуктопроводу	В нижніх перевальних точках формується об'єм більш щільної рідини (вода), у верхніх – газова шапка	Відбувається залповий винос рідини з пониженої точки газопроводу	Сформована газова шапка визначає режим роботи перекачувального обладнання в циклах	Рідинна складова рухається у вигляді пробки через висхідну ділянку, змінюючи структуру на розшаровану у низхідній	Рідина чинить додатковий опір під час перекачування, рухаючись у вигляді плівки	Газ зменшує в'язкість суміші, зменшуючи енерговитрати на прокачування	На висхідних ділянках формується кільцевий рух, на низхідних – пробковий

Продовження таблиці 4

3 Перевірка відповідності гідравлічного режиму роботи номінальному $P_{кін(розр)}=P_{кін(випір)}$, якщо ні, то:								
Рідина формує забруднення в нижніх перевальних точках (природних пастках рідини)	Газ формує газову шапку у верхніх перевальних точках продуктопроводу	В нижніх перевальних точках формується об'єм більш щільної рідини (вода), у верхніх – газова шапка	Відбувається залповий винос рідини з пониженої точки газопроводу	Сформована газова шапка визначає режим роботи перекачувального обладнання в циклах	Рідинна складова рухається у вигляді пробки через висхідну ділянку, змінюючи структуру на розшаровану у низхідній	Рідина чинить додатковий опір під час перекачування, рухаючись у вигляді плівки	Газ зменшує в'язкість суміші, зменшуючи енерговитрати на прокачування	На висхідних ділянках формується кільцевий рух, на низхідних – пробковий
4 Вибір типу способу відведення забруднень з порожнини трубопроводу і опис принципу дії								
періодичний – відведення рідини з порожнини	періодичний – стравлювання газу з газової шапки	періодичний – відведення найбільш щільних забруднень	періодичний – відведення рідини з порожнини	періодичний – стравлювання газу з газової шапки	періодичний – відведення найбільш щільних забруднень	постійний – розрив плівки рідини і її відведення	для шлейфів свердловин відводити газ недоцільно	постійний – розрив плівки рідини і її відведення
5 Визначення переліку способів відведення забруднень								
1 Дренажна трубка 2 Швидкісний потік 3 Пропускання поршнів	1 Дренажна трубка для стравлювання газу на наступні ділянки 2 Пропускання поршнів	1 Дренажна трубка 2 Пропускання поршнів	1 Дренажна трубка 2 Швидкісний потік 3 Пропускання поршнів	1 Дренажна трубка для стравлювання газу на наступні ділянки	1 Дренажна трубка 2 Пропускання поршнів	1 Дрип за принципом дії розширювальної камери	1 Пропускання поршнів	1 Дрип за принципом дії розширювальної камери

Вибір оптимального заходу має проводитись на основі оцінки впливу трьох вищеперерахованих чинників, за принципом його дії та базуючись на математичній моделі зміни структурної форми руху газорідної суміші або забруднення, яка підтверджується експериментальними дослідженнями.

Як видно із представленого аналізу, найбільш оптимальним методом очистки газопроводів систем збору і міжпромислового транспортування природного та нафтового газу є пропускання поршнів, оскільки вони можуть застосовуватись на будь-яких періодах розробки родовищ і відповідних структурних течіях потоку. Однак, очисні поршні мають суттєві обмеження в застосуванні на газозбірних системах зрілих родовищ, оскільки ці системи обладнано нерівнопрохідною арматурою, а стан внутрішньої поверхні трубопроводів ерозійно зношений. Для виснажених родовищ, натомість, оптимальним є точковий відбір рідин, який вимагає встановлення чималої кількості конденсатовідвідників [14].

Оптимальним рішенням є розроблення та застосування нових конструкцій очисних поршнів. Одним із яких є еластичні моделі поршнів, що можуть пройти як місцеві звуження, так і місцеві опори у вигляді нерівнопрохідної арматури.

7. SWOT-аналіз результатів досліджень

Strengths. Проведення періодичних досліджень стану промислових трубопроводів виключають додаткові затрати для Компанії на застосування неефективних методів з очищення системи.

В результаті проведення досліджень із визначення структури форми руху і дійсного гідравлічного стану промислових трубопроводів, які перекачують багатофазове середовище дозволять визначити послідовність вибору оптимальних способів відведення рідини з порожнини трубопроводу відповідно до принципу їх дії. Така послідовність дозволить відкинути завідома неефективні методи для того чи іншого типу промислових трубопроводів з подальшого аналізу.

Weaknesses. Результати досліджень дещо відрізняються від фактичних даних.

Opportunities. Необхідність створення композиційних матеріалів, які зможуть тримати форму, рухаючись у вигляді пробки через порожнину трубопроводу.

Threats. Запропоновані алгоритми потребують подальших досліджень.

Визначено, що оптимальним методом очистки міжпромислових газопроводів і шлейфів свердловин є пропускання очисних поршнів, застосування яких однак обмежується для газозбірних систем зрілих родовищ. Удосконалення конструкції таких очисних поршнів можливо лише завдяки суттєвому збільшенню їх еластичності, що вимагає створення композиційного матеріалу, який би тримав форму рухаючись у вигляді пробки через порожнину трубопроводу із оптимальним часом проходження між початковою та кінцевою точками.

8. Висновки

1. Проведено дослідження системи міжпромислового транспортування продукції між установками родовищ, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації. Встановлено закономірність переходу структури потоку в розшаровану на низхідних ділянках трубопроводу. Також відмічено, що при переході потоку у висхідну ділянку структура потоку змінювалась на хвильову або пробкову. Відзначено, що при переході з розшарованої в хвильову або пробкову структуру потоку відмічається незначне пониження коефіцієнта гідравлічного опору на досліджуваній ділянці. Встановлено, що 85 % трубопроводів нафтогазовидобувної системи зрілих родовищ транспортують сировину у вигляді розшарованої структури.

2. Представлено алгоритм визначення структурної форми руху газорідного потоку. Здійснено оцінку його типу і однорідності, визначено параметри гідравлічного стану (номінальні і дійсні втрати тиску під час роботи системи). Визначено, які процеси зумовлюють різні значення кінцевого тиску на досліджуваних ділянках трубопроводу. Запропонований алгоритм дозволяє чітко визначити структуру потоку в певній точці системи. Маючи дані, розраховані за представленим алгоритмом, можна локалізувати скупчення забруднень, а також попередити залпові викиди на сепараційне обладнання.

3. На основі алгоритму визначення структурних форм руху і фактичних досліджень гідравлічного стану промислових трубопроводів, що формують нафтогазовидобувну систему різних типів родовищ, розроблено послідовність вибору оптимальних способів відведення рідини з порожнини трубопроводу.

Така послідовність дозволяє відкинути завідома неефективні методи для того чи іншого типу промислових трубопроводів з подальшого аналізу.

Встановлено, що вибір оптимального заходу має проводитись на основі оцінки впливу трьох чинників, які представлені нижче:

- структурна форма руху суміші, під час перекачування якої формуються забруднення;
- істинний газовміст, що визначає однорідність газового чи рідинного потоку і визначає тип трубопроводу, з яким дослідник має справу;
- гідравлічний стан, який зумовлює необхідність відведення рідини.

Література

1. Братах М. І., Рузіна І. М., Соболева А. В. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу // Питання розвитку газової промисловості України. 2009. № 37. С. 287–293.
2. Eaton B. A., Knowles C. R., Silberbrg I. H. The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow In Horizontal Pipelines // Journal of Petroleum Technology. 1967. Vol. 19, Issue 6. P. 815–828. doi: <http://doi.org/10.2118/1525-pa>
3. Wellflo™ Petroleum engineering software user guide Software version 4.0. Weatherford. 374 p.
4. Beggs H. D. Production optimization using Nodal TM Analysis. Tulsa: OGCI Publication, 1991. 197 p.
5. OLGA dynamic multiphase flow simulator. URL: <https://www.software.slb.com/products/olga>
6. VSN 51-3-85. Proektirovanie promyslovykh stal'nykh truboprovodov. Moscow, 1985. 106 p.
7. Спосіб визначення гідравлічного стану газопроводів, які транспортують газорідинні суміші: пат. UA 36414 U; МПК (2006) F17D / Дячук В. В., Капцов І. І., Стецюк С. М., Сушко Г. М., Світлицький С. М. опубл. 27.10.2008, Бюл. № 20.
8. Чарный И. А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости или газа на пропускную способность трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 1965. № 6. С. 51–55.
9. Галлямов А. К. Вытеснение высоковязких нефтей и нефтепродуктов в трубопроводах // Гидродинамика и фильтрация однофазных и многофазных потоков. 1972. Вып. 101. С. 102–106.
10. Братах М. І. Спосіб визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводів, що транспортують газ власного видобутку // Збірник наукових праць «ДП Науканафтогаз». 2007. № 5. С. 628–634.
11. СОУ 09.1-30019775-246:2015. Методика визначення гідравлічного стану газопроводів системи збору та транспортування газу з родовищ ПАТ «Укргазвидобування»: наказ ПАТ «Укргазвидобування» № 347. Київ, 2015. 39 с.
12. Пальчиков В. П. Бесконтактный способ индикации уровня жидких отложений в газопроводных системах // Передовой производственный и научно-технический опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности. 1989. № 2. С. 48–52.

13. Farag A. M. Crude Oil Pipelines Inspection // Technology of Oil and Gas Forum and Exhibition. 2004.

14. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Голубенко В. П. Систематизація методів очистки газозбірних мереж для транспортування газу зрілих родовищ // Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура. 2017. Вип. 134. С. 52–57.

15. Farag A. M. Heavy Hydrocarbon Testing Methodology // The Micro CAD International Scientific Conference Hungary. Miskolc, 2004.

16. Farag A. M. Influence of Paraffin Flocculation in Crude Oil Transported Pipelines with Economic View of Pigging Process // 1st International Conference and Exhibition in Oil Field Chemicals. Tripoli, 2003.

17. Farag A. M. Wax Precipitation in Crude Oil Transporting Pipelines // The Micro CAD International Scientific Conference Hungary. Miskolc, 2004.

18. Al-Yaari M. Paraffin Wax Deposition: Mitigation and Removal Techniques. SPE Saudi Arabia Section Young Professionals Technical Symposium. 2011. doi: <http://doi.org/10.2118/155412-ms>

19. Gupta A., Sircar A. Introduction to Pigging & a Case Study on Pigging of an Onshore Crude Oil Trunkline. 2016. URL: https://www.researchgate.net/publication/307583466_Introduction_to_Pigging_a_Case_Study_on_Pigging_of_an_Onshore_Crude_Oil_Trunkline. Last accessed: 16.03.2018.

20. Скоробагач М. А. Проблемы эксплуатации системы сбора газа на месторождении Медвежье // Технологии нефти и газа. 2011. № 6. С. 42–47.

21. Братах М. І., Скрильник К. Ю., Бурова М. Я. Синтез задачі транспортування багатофазових середовищ трубопровідною системою // Інтегровані технології промисловості. Інтегровані технології та енергозбереження. 2013. № 4. С. 38–45.

22. Bratakh M., Romanova V. 2 – Phase and multiphase flows handling in gathering system // St. Andrews, 2017. P. 131–136.

23. Lemmon E. W., Huber M. L., McLinden M. O. NIST Standard Reference Database 23 Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 9.1. Standard Reference Data Program. Gaithersburg, 2013. URL: <https://www.nist.gov/publications/nist-standard-reference-database-23-reference-fluid-thermodynamic-and-transport>

24. Hughmark G. A. Holdup in Gas Liquid Flow // Chemical Engineering Progress. 1962. Issue 58. P. 62–65.

25. Panic D. Challenging Conventional Erosional Velocity Limitations for High Rate Gas Wells // CEED Seminar Proceedings. Chevron Australia Pty Ltd, 2009.

26. American Petroleum Institute. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API RP 14E, Washington DC.