

УДК 621.51.004

DOI: 10.15587/1729-4061.2021.239147

Прогнозування раціональних режимів роботи тривалоексплуатованих газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження

В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, М. М. Якимів, М. М. Якимів, П.А. Ягода

Тривала експлуатація газотранспортної системи в умовах неповного завантаження передбачає часті зміни обсягів транспортування газу, що викликає необхідність в оперативному прогнозуванні режимів роботи системи.

При прогнозуванні режимів роботи газотранспортної системи основним критерієм оптимальності вважається максимум обсягу перекачування газу. Адже в цьому випадку досягається найбільший прибуток газотранспортного підприємства за умови повного забезпечення споживачів енергоносієм.

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи, викликаних дефіцитом постачання газу, критерії оптимальності суттєво змінюються. По-перше, обладнання експлуатується в області режимів, далеких від номінальних, що призводить до зростання енерговитрат. По-друге, зміни продуктивності викликають коливання тиску на виході компресорних станцій з значними амплітудами.

На основі математичного моделювання нестационарних процесів встановлено амплітуду і частоту коливання тиску на виході компресорних станцій, що може спричинити перевантаження трубопроводу. Для запобігання цьому пропонується знижувати початковий тиск по відношенню до максимального. Отримана розрахункова залежність, яка пов'язує амплітуду коливань тиску з характеристиками газопроводу і нестационарного процесу.

Зниження енерговитрат на транспорт пов'язано з виключенням з експлуатації окремих компресорних станцій (КС). Математичне моделювання дозволило встановити закономірності зниження продуктивності газотранспортної системи і тривалості нестационарного процесу в залежності від розміщення компресорної станції на трасі. З збільшенням номера виключеної КС ступінь зниження продуктивності і тривалість нестационарності зменшуються.

Встановлені закономірності і запропоновані рішення дозволять підвищити надійність експлуатації газотранспортної системи за рахунок запобігання перевантаження трубопроводу і скоротити затрати на транспорт газу шляхом вибору номера відключених станцій при відомому зниженні продуктивності.

Ключові слова: газотранспортна система, компресорна станція, лінійна ділянка, неповне завантаження, нестационарний процес.

1. Вступ

Газотранспортна система, як частина транс'європейського газового комплексу, знаходиться зараз на етапі реформування, реорганізації функціонального використання. Первопричиною такого стану є суттєве розширення євразійської системи газопостачання, пропускна здатність газопроводів якої значно пе-

ревищує обсяги видобування і споживання природного газу на материку, в зв'язку з чим виникає можливість варіації напрямків газопотоків. З іншого боку поступове зниження рівня газовидобування призводить до зростання попиту і ціни на енергоносії та сировину, що вимагає економного витрачання та споживання газу. В зв'язку з сказаним газотранспортні системи не можуть функціонувати як раніше з повним завантаженням на протязі тривалого проміжку часу (наприклад, року). Розвиток життєво важливих інтересів людства вимагає гнучкості у функціонуванні системи газозабезпечення, що в першу чергу обумовлює режими її експлуатації з різним впродовж періоду часу завантаженням.

До прикладу: Україна володіє розвіданими запасами природного газу в обсязі близько трильйона кубометрів, в тому числі з використанням морського транспортування скрапленого і стисненого газу. Але видобуток цих запасів, в комплексі з альтернативними джерелами газопостачання, вимагає суттєвого корегування газопотоків і постійної зміни режимів роботи системи. В таких умовах основними принципами експлуатації газотранспортного комплексу повинні бути надійність та енергоефективність, забезпечення яких вимагає розв'язання комплексу науково-технічних задач оптимізаційного і прогностного характеру.

2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи єдиними критеріями оптимальності режимів роботи можуть служити мінімум енергозатрат на транспортування газу і максимум надійності газопроводу. Що знайшло детальне відображення в роботі [1]. Керуючись першим з критеріїв, слід змінити принцип оптимізації режимів з вказаної множини допустимих.

Як відомо з наукового джерела [2], із збільшенням робочих тисків в газопроводі сумарна потужність компресорних станцій (КС) знижується і досягає мінімального значення при максимально допустимому значенні тиску на виході КС. Таким чином, як зазначено в [3], з точки зору мінімізації енерговитрат на транспортування газу в умовах неповного завантаження газотранспортної системи слід вибирати режими з максимально допустимими тисками на виході компресорних станцій.

Висновок про доцільність транспортування газу при високих тисках з точки зору мінімізації витрат енергії на транспорт має фізичне пояснення. При високих тисках зростає густина газу (за інших ідентичних умов) [4], що при стаціонарній течії газу призводить до зменшення лінійної швидкості, величина якої має вплив на гідравлічні втрати тиску на тертя [5]. Тому оптимальний режим роботи повинен характеризуватися високими значеннями тиску, що не завжди можна реалізувати з точки зору безпеки експлуатації [6].

Однак в умовах неповного завантаження газотранспортної системи можливі зміни тисків в широкому діапазоні [7] при постійній продуктивності, відомості про економічність і надійність при цьому в літературі не виявлено. Тому, як встановлено [8], доцільним є проведення досліджень нестационарних процесів в газопроводах з метою оцінки енергоефективності і надійності експлуатації системи.

Діапазон можливих змін тиску обмежується зверху лінією депресії при максимальному початковому тиску і знизу – лінією депресії при мінімальному кі-

нцевому тиску [9], які визначають область допустимих режимів [10]. Порушення вказаного діапазону може призвести до руйнування трубопроводу за рахунок перевищення допустимого тиску або до відмови нормальної експлуатації відцентрових нагнітачів на КС за рахунок пониження тиску нижче від мінімально допустимого. Процес формування депресії тиску в кожний поточний момент при зміні величини продуктивності є нестационарним і характеризується коливанням тисків з певною частотою і амплітудою. Суперпозиція тисків при верхній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску, а при нижній граничній лінії депресії – до пониження тиску нижче за допустимий, що не приймається до уваги [11].

Для оцінки характеру коливання тиску створена математична модель нестационарного процесу в газотранспортній системі [12], викликаного зміною величини продуктивності за умови неповного завантаження. Її реалізація для умов реальних газопроводів дозволила встановити амплітудні і частотні характеристики коливного процесу [13]. В [3] встановлено, що в низькочастотній області коливань тиску амплітуда може перевищувати значення в 1 МПа, що призведе до виходу абсолютного значення тиску за межі допустимого інтервалу. Крім того, слід зважати на факт, що швидкості розповсюдження збурень в газопроводі при високих і низьких тисках будуть суттєво різними, що вплине на частотні характеристики нестационарного процесу [4]. В зв'язку із сказаним, у [5] не приводяться рекомендації з захисту трубопроводів від перевищення тиску.

Незважаючи на характеристики енергоефективності транспортування газу при високих тисках, бажано залишити певний запас можливого амплітудного коливання тиску для запобігання його виходу за межі граничних ліній депресії.

Таким чином, має бути вирішена проблема вибору економічних режимів експлуатації і забезпечення надійності газопроводів при коливаннях тисків, викликаних змінами продуктивності та відключенням КС, за умов неповного завантаження газотранспортної системи.

3. Мета і задачі дослідження

Метою дослідження є встановлення закономірностей протікання нестационарних процесів в газотранспортних системах для безпечного і енергоефективного керування експлуатаційними режимами за умови їх неповного завантаження.

Вказана мета досягається через реалізацію наступних задач дослідження:

- встановити закономірності і характеристики коливання тиску в газопроводі при зміні величини витрати газу;
- аналітично дослідити вплив виключення КС з режиму газотранспортної системи на характер протікання нестационарного процесу;
- визначити величину и запасу тиску на виході КС для запобігання перевантаження газопроводу.

4. Матеріали та методи дослідження

Для рішення даних задач застосовано аналітичний підхід з використанням математичної моделі нестационарного ізотермічного одномірного руху газу в трубопроводі. Для отримання математичної моделі, реалізація якої дозволила б

оцінити характер коливання тиску в часі і по довжині газопроводу при зміні величини витрати газу та відключенні КС, прийняті припущення одномірності та ізотермічності газового потоку, а також нехтування Кориолісовими і гравітаційними втратами енергії [9].

Для апробації даної моделі проводився обчислювальний експеримент на базі магістрального газопроводу «Союз». Для побудови залежності амплітуди коливань тиску від характеристик газопроводу і параметрів режиму були використані методи теорії подібності і раціонального планування експерименту.

Вплив розміщення на трасі відключеної КС на ступінь зниження пропускної здатності газотранспортної системи, тривалість нестационарного процесу, встановлювався на основі отриманих аналітичних розв'язків. Це дало змогу раціонально прогнозувати режими роботи системи при заданій продуктивності.

5. Результати дослідження коливання тиску

5.1. Дослідження нестационарного процесу в газопроводі, викликаного зміною відбору газу

Величина амплітуди коливання тиску залежить від величини стрибкоподібної зміни витрати газу як фактору збурення, координати виникнення збурень, абсолютних значень тиску і температури, фізичних властивостей газу.

Для аналітичних досліджень вибрано математичну модель нестационарного ізотермічного одномірного руху газу в трубопроводі можна представити у вигляді системи наступних рівнянь [2]:

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \rho\alpha \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\omega^2}{2\rho^2} \right) + \beta\rho g \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda\omega^2}{2\rho D} + \gamma \frac{\partial \omega}{\partial t} = 0,$$

$$\frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = 0, \tag{1}$$

де $p=p(x, t)$ – тиск як функція лінійної координати x та часу t ; ω - лінійна швидкість газу; λ - коефіцієнт гідравлічного опору; ρ - густина газу; D - діаметр; h - геодезична позначка профілю; $c = \sqrt{kzRT}$ - швидкість звуку в газі; α - коефіцієнт Кориоліса (для ламінарного потоку $\alpha=2$, а для турбулентного - $\alpha=1,1$).

У першому рівнянні враховано сили тертя, різниці перепаду висот трубопроводу й інерційний опір. Друге рівняння характеризує кількісний баланс газу. При цьому зміна температури від довжини трубопроводу враховується на основі побудови ітераційного алгоритму. В системі (1) коефіцієнти β і γ введено з метою вивчення впливу відповідних складових сил.

Нехтуючи впливом гравітаційних і коріолісових сил, система (1) була зведена до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \quad (2)$$

де $2a$ – коефіцієнт лінеаризації

$$2a = \frac{\lambda \omega}{2D}.$$

Дане рівняння (2) відображає коливальний процес функції тиску в просторі і часі і в математичній фізиці відоме під назвою телеграфного рівняння.

Зауважимо, що коливання тиску в потоці газу можуть мати різну частоту і амплітуду в залежності від причини, що їх викликала. У відповідності до сказаного коливання тиску умовно розділяють на високочастотні, середньо частотні та низькочастотні. Високочастотні характеризуються частотою в діапазоні 0,4–4,0 Гц і, як правило, є наслідком стрибкоподібної зміни параметру (тиску, витрати) в певному перерізі газопроводу. Амплітуда таких коливань може досягати величини 1 МПа. Коливання розповсюджуються вздовж газопроводу зі швидкістю звуку, при цьому амплітуда і частота знижуються. Середньочастотний діапазон складає 0,5–10 Гц; такі коливання викликають плавні зміни параметрів потоку в часі. Вони розповсюджуються вздовж трубопроводу з суттєво меншим декрементом затухання. Низькочастотні коливання викликані добовою нерівномірністю газоспоживання і лежать в частотному діапазоні 10^{-5} –0,5 Гц. Амплітуда коливання тиску залежить від характеру фактора збурення і може бути необмеженою (наприклад, для умов наповнення ділянки газопроводу газом). В умовах високочастотних коливань вирішальну роль в формуванні процесу відіграють інерційні сили і сили гідравлічного опору в потоці газу. Для коливань середньої і низької частоти основним джерелом є сили гідравлічного опору трубопроводу. З точки зору забезпечення надійної експлуатації газотранспортної системи вирішальна роль відводиться високочастотним коливанням тиску, в зв'язку з тим, що такий процес найнепередбачувальніший.

Оскільки частота і амплітуда коливань тиску, викликаних збуреннями параметрів газового потоку, є характеристиками нестационарного процесу, то повинен існувати зв'язок амплітудно-частотних характеристик з критерієм нестационарності [4].

Оптимізаційна задача полягає у визначенні раціональних значень тисків стаціонарного процесу в газопроводі, при яких з одного боку досягається мінімум енерговитрат на транспорт, а з іншого забезпечується надійність експлуатації. Як зазначалося, максимально можливі тиски в газопроводах дозволять звести до мінімуму гідравлічні втрати при транспортуванні газу, тобто добитися мінімальних витрат енергоносіїв. Однак коливання тисків в нестационарних процесах, викликаних стрибкоподібною зміною параметрів (найчастіше витрати газу за умов неповного завантаження) можуть вийти за межі допустимих величин навантажень з точки зору забезпечення міцності. Тому необхідно вибрати такі максимально можливі тиски стаціонарного процесу в газопроводах, при яких результат суперпози-

ції з амплітудним значенням тиску в нестационарному процесі не виводив би значення навантаження стінок труби за межі допустимого.

Така постановка задачі вимагає розв'язку рівняння (2) при наступних початкових і граничних умовах, вибраних з таких міркувань. До початку нестационарного процесу, викликаного збуренням витрати газу, газопровід працював в стаціонарному технологічному режимі з розподілом тисків по довжині за параболічним законом.

$$P(x,0) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L}, \quad (3)$$

де $P(x,0)$ – тиск на відстані x від початку газопроводу довжиною L ; P_H, P_K – тиски на початку і в кінці газопроводу відповідно.

При заданих тисках на початку і в кінці P_H, P_K забезпечується певна масова продуктивність газопроводу Q_0 , яку в умовах неповного завантаження можна змінити в кожен момент часу в сторону збільшення або зменшення на деяку величину ΔQ . Нехай, починаючи з певного моменту часу $t > 0$, подача газу в газопровід не змінилася, а відбір в кінці траси змінився на відому величину. ΔQ . Тоді граничні умови для реалізації рівняння (2) матимуть вигляд:

$$Q(0,t) = Q_0, \quad Q(L,t) = Q_1, \quad (4)$$

де

$$Q_1 = Q_0 + \Delta Q.$$

Використавши перше рівняння системи (1) і знехтувавши всіма видами енерговитрат окрім гідравлічного опору, отримаємо:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_{x=0}} = \frac{2a}{F^2} Q_0; \quad (5)$$

$$-\frac{\partial P}{\partial x_{x=L}} = \frac{2a}{F^2} Q_1;$$

$$F = \frac{\pi D^2}{4} \text{ – площа поперечного перерізу трубопроводу.}$$

Розв'язок (2) при вказаних початкових і граничних умовах шукається методом Фур'є і має вигляд

$$\begin{aligned}
P(x,t) = & \frac{\lambda \rho w}{2dF^2} x \left(Q_0 - \frac{Q_0 - Q_L}{2L} x \right) + \\
& + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) x / L} \cos \frac{\pi n x}{L} dx - \right. \\
& \left. - \frac{\lambda w}{\pi n F} \left[Q_0 (1 - (-1)^n) \right] - \frac{1}{2\pi n} \left[(Q_0 - Q_L) (-1)^n \right] \right\} \times \\
& \times \exp \left(-\frac{\lambda w}{4d} t \right) \sin \left[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left(\frac{4\pi m c d}{\lambda w} \right)^2 - 1} \right] \cos \frac{\pi n x}{L}.
\end{aligned} \tag{6}$$

Отримана математична модель дозволяє оцінити величину амплітуди коливання тисків в газопроводі по його довжині і в часі при виникненні збурень у вигляді стрибкоподібної зміни продуктивності на початку або в кінці ділянки газопроводу. Очевидно, що з точки зору безпечної експлуатації газопроводу найбільший інтерес представляють коливання тиску в початковому перерізі $P(0, t)$. Там найбільші значення абсолютних тисків, що в суперпозиції з амплітудними коливаннями може призвести до перевищення допустимого навантаження [10].

Для встановлення характеру вказаних залежностей проводилася реалізація моделі при різних значеннях перерахованих величин як параметрів моделі. Результати реалізації математичної моделі засвідчують, що при зміні температури газу і основних його фізичних властивостей в діапазонах, що відповідають реальним режимам роботи газопроводів, їх вплив на величину амплітудних коливань тиску не суттєвий. Тому основними параметрами, що визначають величину амплітуди і частоти коливання тиску в нестационарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, слід вважати робочий тиск, величину витрати і лінійну координату відбору газу.

На рис. 1–3 приведено приклади реалізації математичної моделі для різних умов у вигляді графіків залежності коливання тиску в часі, за якими визначалася максимальна амплітуда коливань тиску, тривалість процесу та середня частота коливань. При цьому момент закінчення коливного процесу визначався з графіків при зменшенні амплітуди нижче одного відсотка від максимальної. Середня частота коливань визначалася за кількістю повних коливань на всій тривалості процесу.

Зауважимо, що фізичні властивості газу визначати газовою сталою R , а тепловий режим – абсолютною температурою T . Тоді на основі результатів реалізації моделі можна стверджувати, що добуток RT є характерним параметром динаміки нестационарного процесу, від величини якого залежать амплітуда і частота коливань тиску. Іншими словами, при зміні газової сталої і температури газу таким чином, щоб їх добуток залишався незмінним, то характер коливання тиску в нестационарному процесі буде ідентичним. З іншого боку, добуток RT характеризує швидкість розповсюдження малих збурень в газі, тобто швидкість звуку $c = \sqrt{kRT}$. Отже, для характеристики нестационарного процесу доцільно

вибрати в якості незалежного параметру швидкість розповсюдження звуку в потоці газу.

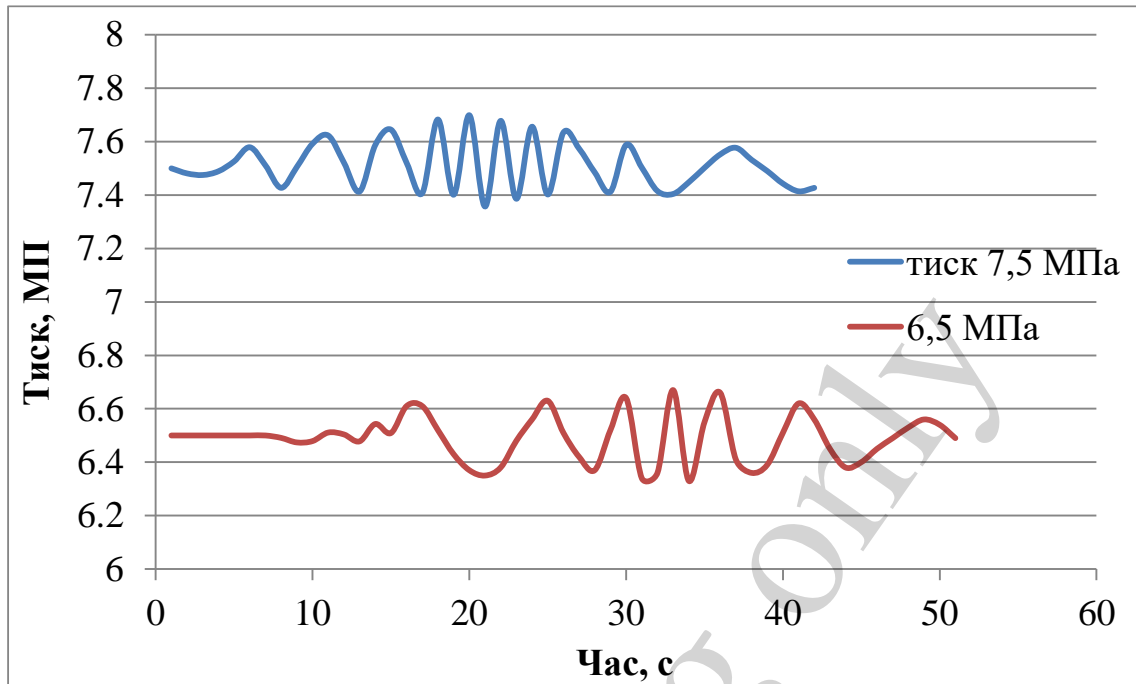


Рис. 1. Приклади характеру нестационарного процесу при різних значеннях початкового тиску

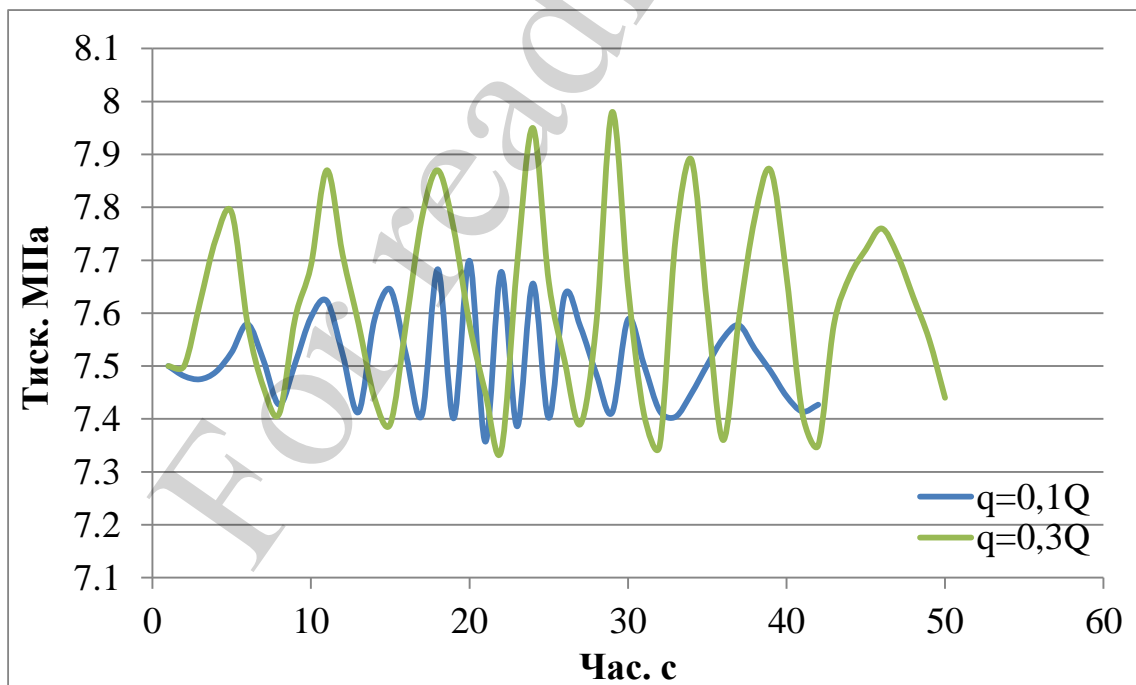


Рис. 2. Приклади характеру нестационарного процесу при різних значеннях величини відбору

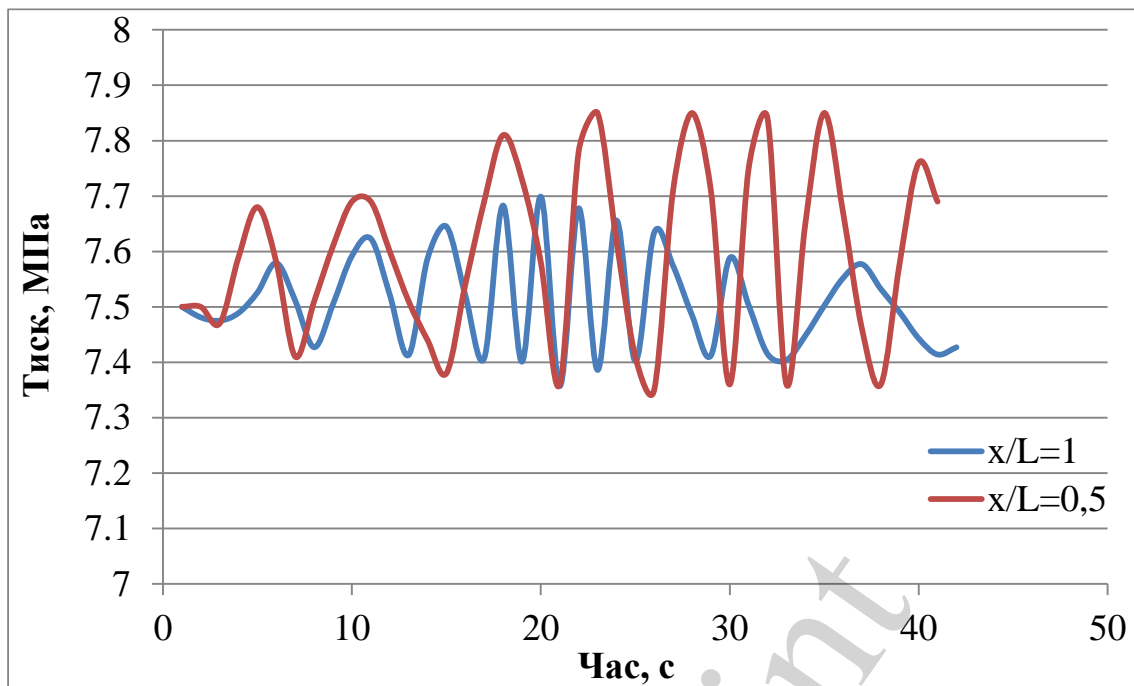


Рис. 3. Приклади характеру нестационарного процесу при різних значеннях лінійної координати відбору

5. 2. Дослідження впливу відключення компресорних станцій на характер нестационарного процесу

Одним з варіантів регулювання є виключення з роботи окремих компресорних станцій. Як показано в [3], залежно від кількості і порядкових номерів працюючих станцій можна досягнути необхідної продуктивності газотранспортної системи. При цьому, враховуючи низький ККД газоперекачувальних агрегатів з газотурбінним приводом, відключення окремих КС може бути найбільш ефективним методом регулювання продуктивності з енергетичної точки зору. Очевидно, що такий метод регулювання може бути застосований для сезонного регулювання продуктивності, і при цьому слід враховувати, що зупинка і повторний пуск КС вимагатиме додаткових енергозатрат.

З технологічної точки зору зупинка і повторний пуск компресорної станції призведуть до виникнення нестационарного процесу, тривалість якого слід прогнозувати з метою забезпечення споживачів газом.

Узагальнюючи викладене, слід зробити висновок про необхідність прогнозування нестационарних процесів в складних газотранспортних системах великої протяжності, що включають значну кількість компресорних станцій.

Прогнозування і аналіз вказаних виробничих ситуацій на газотранспортній системі, а також оцінка енергетичних втрат, можливі лише на основі математичної моделі. Така модель побудована на основі рівнянь нестационарного руху газу в трубах з врахуванням підвищення тиску на компресорних станціях та нерозривності потоку [11].

$$-\frac{\partial P}{\partial x} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta(x - x_i) = \left(\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d} \right),$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}. \quad (7)$$

Перше рівняння системи (7) включає підвищення тиску на компресорній станції з координатою x_1 та функцію джерела Дірака, що моделює підвищення тиску на компресорній станції, де ΔP_{KCi} – підвищення тиску на компресорній станції з координатою x_i ; $\delta(x-x_1)$ – функція джерела Дірака, що моделює підвищення тиску на компресорній станції.

Відмітимо, що з метою моделювання хвильових загасаючих процесів в газопроводі рівняння руху включає інерційні гідравлічні втрати та втрати на тертя.

Приведена система диференціальних рівнянь (7) зводиться до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta^*(x - x_i), \quad (8)$$

де $\delta^*(x-x_1)$ – лінійна похідна функції Дірака по лінійній координаті.

Нехай газотранспортна система протяжністю L містить m проміжних компресорних станцій, які починають працювати одночасно в момент часу $t=0$, і нехай в момент часу t_1 виключено з роботи станцію з номером k . Для такого випадку рівняння (8) матиме вигляд

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta^*(x - x_i) + \Delta P_{Kck} \delta^*(x - x_k) [\sigma(t) - \sigma(t - t_1)], \quad (9)$$

де $\sigma(t)$ – одинична функція Хевісайда.

Будемо вважати, що в початковий момент часу газопровід було зупинено і в ньому підтримувався по всій довжині сталий тиск P_0 . Тоді початкові умови

$$t = 0, \quad P(x, 0) = P_0, \quad \frac{\partial P}{\partial x} = 0. \quad (10)$$

Починаючи з певного моменту часу $t > 0$, на початку газопроводу підтримується сталий початковий тиск $P(0, t) = P_H$, а в кінці – сталий кінцевий тиск $P(L, t) = P_K$.

Для отримання розв'язку математичної моделі використовувалися інтегральні перетворення, зокрема: синус-перетворення Фур'є та перетворення Лапласа [2, 11].

Застосування обернених перетворень Лапласа і Фур'є після нескладних перетворень дозволяє отримати залежність зміни тиску по довжині і в часі нестационарного процесу у вигляді:

$$\begin{aligned}
 P(x,t) = & P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ \left(-\frac{x}{L}\right) \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} + \\
 & + \Delta P_{Kck} [\sigma(t) - \sigma(t-t_1)] \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ \left(-\frac{x}{L}\right) \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} + \\
 & + \sum_{n=1}^{\infty} C_n e^{-at} f(n,t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) + \frac{2}{\pi} \Delta P_{Kck} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) \times \\
 & \times e^{-a(t-t_1)} f(n,t-t_1) \sigma(t-t_1) \\
 f(n,t) = & \cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right).
 \end{aligned} \tag{11}$$

Перші чотири доданки розв'язку (11) характеризують стаціонарний режим роботи газотранспортної системи. П'ятий доданок описує нестационарний процес, викликаний одночасним включенням всіх компресорних станцій в момент часу $t=0$. Останній доданок моделює нестационарний процес, викликаний відключенням k -тої компресорної станції, починаючи з моменту часу t_1 . Розглядається процес в газопроводі після протікання значного проміжку часу від моменту включення всіх КС. Тоді початкова нестационарність не буде мати впливу на процес внаслідок вищого порядку малості множника e^{-at} , і розв'язок задачі відключення k -тої компресорної станції можна представити у вигляді:

$$\begin{aligned}
 P(x,t) = & P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ \left(-\frac{x}{L}\right) \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} + \\
 & + \frac{2}{\pi} \Delta P_{Kck} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-a(t-t_1)} f(n,t-t_1) \sigma(t-t_1).
 \end{aligned} \tag{12}$$

Розв'язок (12) описує нестаціонарний процес, викликаний відключенням k -тої компресорної станції і не враховує вплив нестаціонарності початкового процесу включення в роботу всіх КС. Тому відлік часу можна розпочати від моменту виключення k -тої компресорної станції. В такому випадку отримаємо:

$$P(x,t) = P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ \left(-\frac{x}{L}\right) \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} +$$

$$+ \frac{2}{\pi} \Delta P_{KCK} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-at} \left[\begin{array}{l} \cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t + \right. \\ \left. + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \times \right. \\ \left. \times \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) \right]. \end{array} \right. \quad (13)$$

Рівняння (13) дає змогу прогнозувати характер нестаціонарного процесу в протяжних газотранспортних системах з великою кількістю компресорних станцій, викликаного виключенням з роботи та повторним включенням однієї з станцій.

Щоб оцінити тривалість нестаціонарного процесу, необхідно побудувати залежність коливання в часі масової витрати газу, як найбільш інерційної характеристики, в початковому або кінцевому перерізі газопроводу [10].

З цією метою використаємо рівняння руху газу з системи (7). Очевидно, що для початкового ($x=0$) чи кінцевого перерізу ($x=L$) дельта-функція Дірака рівна нулю, $\delta(x-x)=0$, тому

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d}. \quad (14)$$

Для спрощення обчислювального процесу знехтуємо в початковому і кінцевому перерізах інерційними втратами, тобто приймемо $\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} = 0$ [14]. Це, звичайно, пов'язано з певною похибкою в обчисленні масової витрати газу, однак, в прогнозних розрахунках важливим є не абсолютне значення витрати газу, а динаміка її зміни в часі. Крім того, використовуючи лінеаризацію рівняння руху, отримаємо

$$m(0,t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0}, \quad m(L,t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=L}. \quad (15)$$

Використавши рівняння (13) після диференціювання отримаємо

$$m(0,t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \left(\begin{aligned} & \frac{P_H - P_K}{L} - \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi}}{L} + \frac{2L}{\pi^2} \Delta P_{KCK} \times \\ & \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) e^{-at} \left(\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) + \right. \\ & \left. + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) \right) \end{aligned} \right),$$

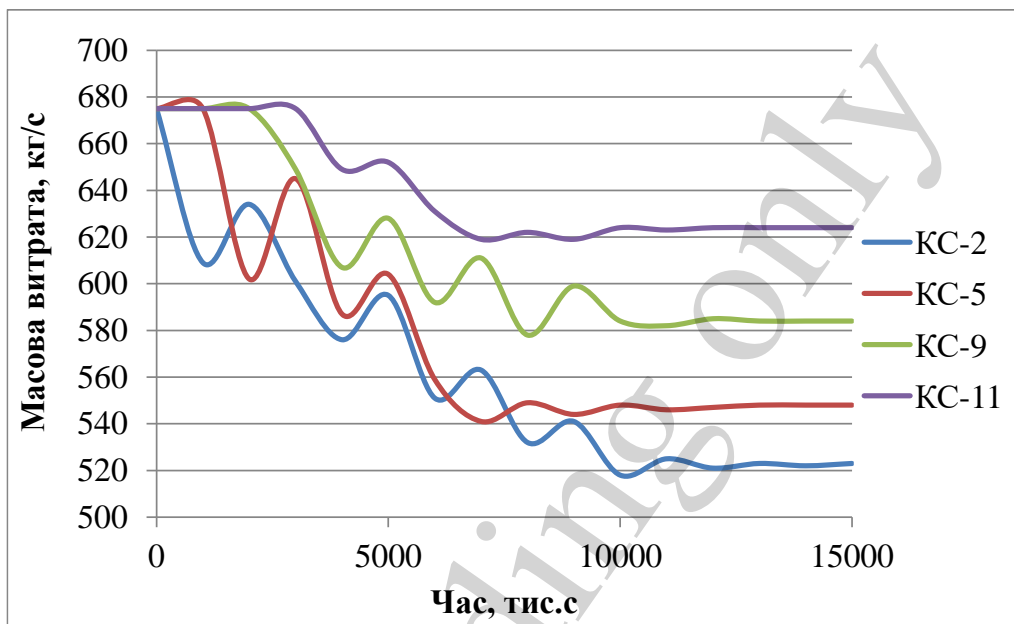
$$m(L,t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \left(\begin{aligned} & \frac{P_H - P_K}{L} - \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi}}{L} + \frac{2L}{\pi^2} \Delta P_{KCK} \times \\ & \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n^2} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) e^{-at} \left(\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) + \right. \\ & \left. + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) \right) \end{aligned} \right). \quad (16)$$

Отримані залежності дозволяють прогнозувати характер коливання масової витрати в часі на початку і в кінці газотранспортної системи великої протяжності. Вона включає m проміжних компресорних станцій, викликані відключенням чи повторним включенням k -тої компресорної станції ($k=1, 2, \dots, m$).

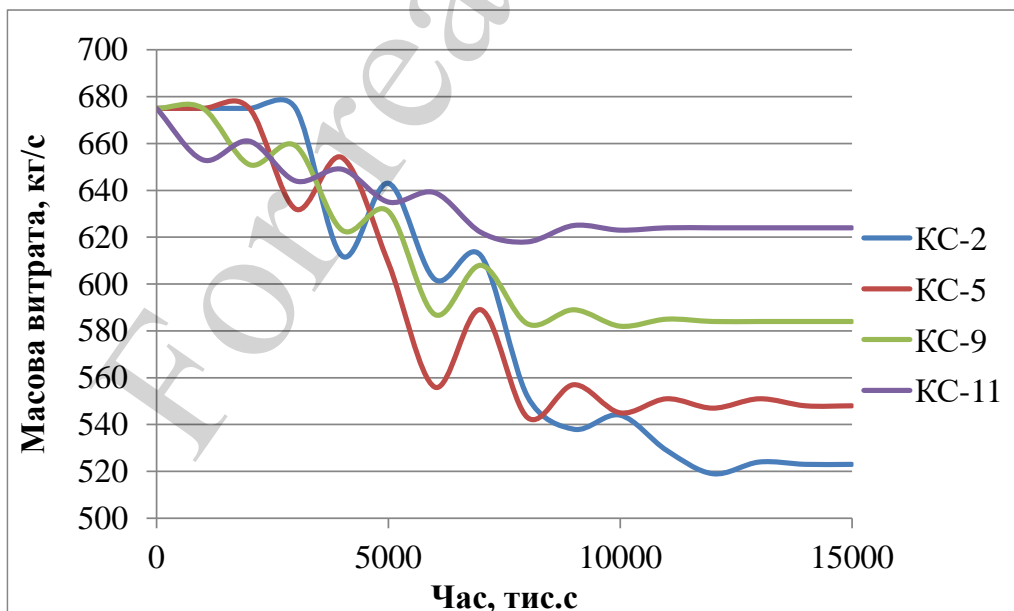
Для проведення досліджень з впливу номера відключеної компресорної станції на тривалість нестационарного процесу в системі проводився обчислювальний експеримент на базі магістрального газопроводу «Союз». Його загальна довжина 1567.3 км (територією України), діаметр 1420 мм з товщиною стінки 20 мм, по трасі розміщено 13 компресорних станцій, обладнаних газоперекачувальними агрегатами ГТК-10І. Прогнозні розрахунки нестационарних процесів, викликаних відключенням КС, будемо проводити для умов проектного режиму. згідно з ним пропускна здатність газопроводу складає 26 млрд. м³ за рік,

при початковому тиску (на виході КС) – 7.5 МПа і кінцевому (на вході КС) – 5 МПа. Перепад тиску на станції – 2.5 МПа, будемо вважати однаковим для всіх КС. Початкову станцію КС-11 Новопокров розглядаємо як головну, а інші 12 – як проміжні. Поставлена задача полягає в визначенні характеру зміни в часі продуктивності газопроводу на його початку і в кінці при поетапному виключенні з роботи кожної з проміжних КС.

Розрахунки, проведені за викладеною методикою, дозволили отримати результати, які у вигляді графіків подано на рис. 4.



а



б

Рис. 4. Характер нестационарного процесу при відключенні компресорних станцій (коливання масової витрати в часі): а – на початку газопроводу; б – в кінці газопроводу

На рис. 5 приведено графіки тривалості нестационарного процесу на початку і в кінці газотранспортної системи при поетапному відключенні кожної з компресорних станцій.

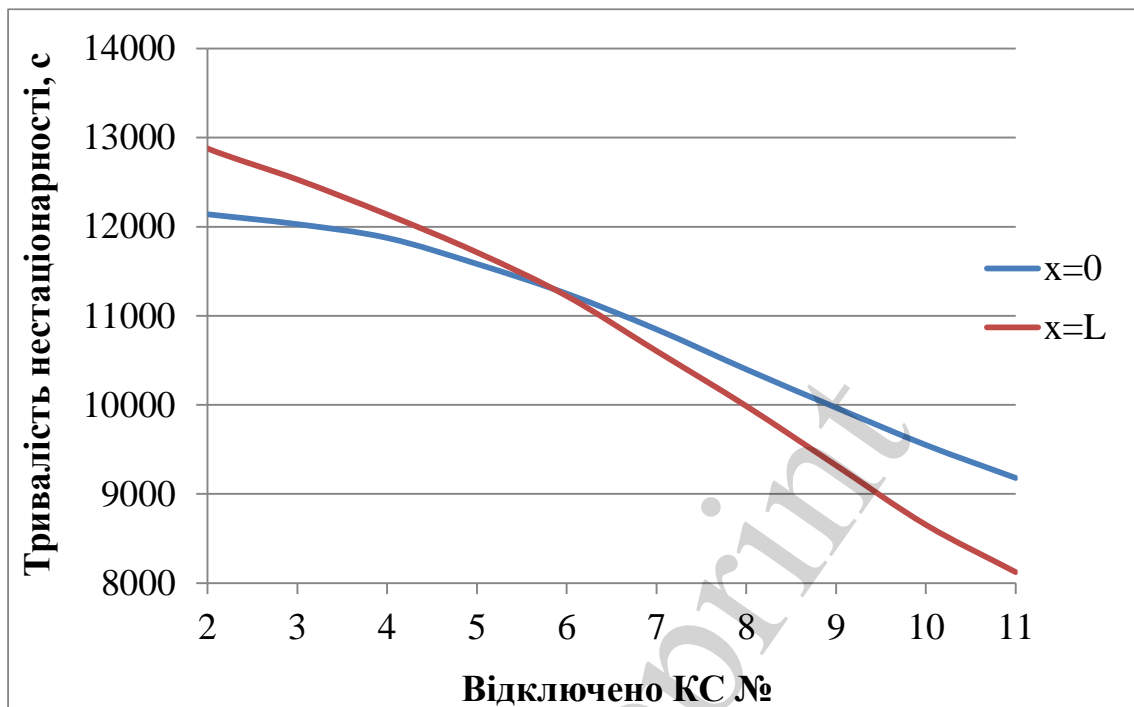


Рис. 5. Тривалість нестационарного процесу, викликаного відключенням компресорних станцій для початкового ($x=0$) і кінцевого ($x=L$) перерізу газопроводу

5. 3. Визначення величини запасу тиску на виході компресорної станції для запобігання перевантаження газопроводу

Аналіз результатів моделювання нестационарного процесу в газопроводі, викликаного стрибкоподібною зміною витрати газу в умовах неповного його завантаження, дозволяє стверджувати наступне. При максимально допустимому стаціонарному тиску на початку лінійної ділянки газопроводу амплітуда коливання тиску може призвести до короткочасного перевантаження стінок труби, тобто до порушення безпечної експлуатації газотранспортної системи. Тому при оперативному керуванні режимами роботи необхідно приймати рішення про забезпечення допустимого тиску на початку лінійної ділянки (на виході компресорної станції) у випадках стрибкоподібної зміни витрати газу. Очевидно, що реалізація математичної моделі у кожному з випадків зміни витрати з метою встановлення амплітуди коливання тиску не може бути використана при оперативному керуванні. Тому з вказаною метою запропоновано побудувати емпіричну залежність максимальної амплітуди коливання тиску на початку ділянки газопроводу (скорочено будемо називати її амплітудою тиску) від характеристик газопроводу і параметрів режиму.

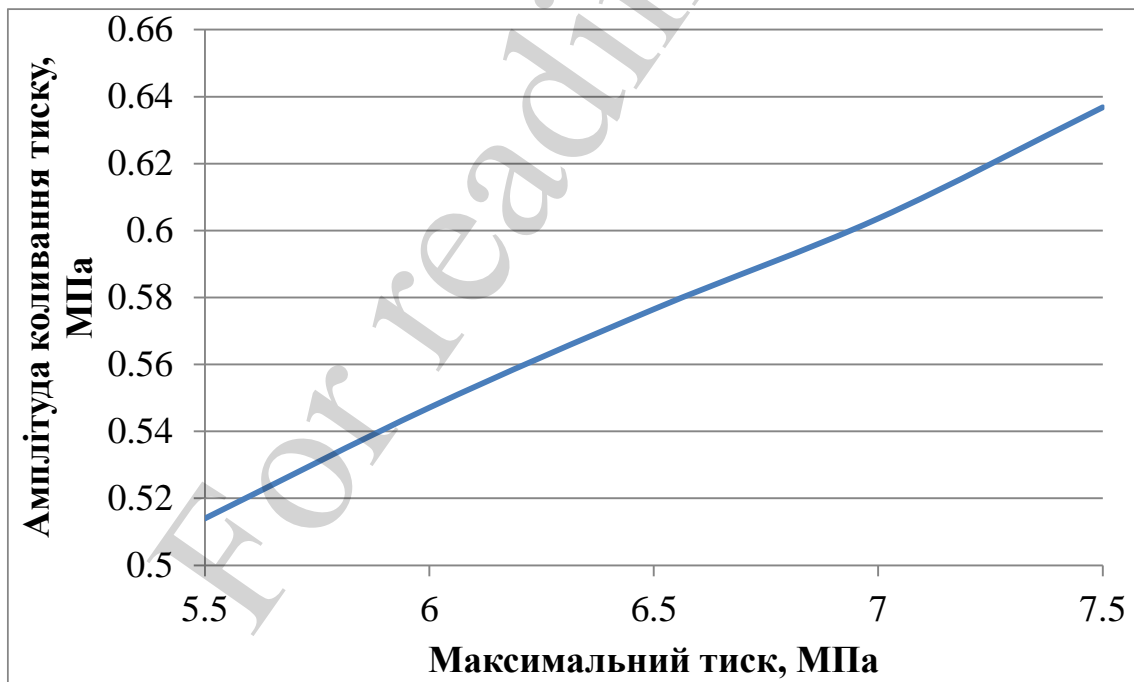
Така залежність може бути отримана на основі результатів математичного моделювання нестационарного процесу, викликаного стрибкоподібною зміною витрати газу.

Побудова емпіричної залежності амплітуди тиску від характеристик газопроводу і параметрів процесу виконано з застосуванням методики раціонального планування експерименту [15].

Максимальна амплітуда коливання тиску ΔP (МПа) розглядалася як функція-відгук. Незалежними параметрами вибрано: величина робочого тиску в газопроводі P_{\max} (МПа); лінійна відносна координата відбору x/L ; швидкість звуку в газі c ; відносна величина витрати відбору q/Q . В якості характеристики лінійної ділянки газопроводу використано об'єм її порожнини V (м³). Кожен із незалежних параметрів міг приймати в даній серії дослідів 5 конкретних значень. Таким чином, функціональні залежності функції-відгуку від незалежних параметрів будувались по п'яти рівнях з метою отримання формули вигляду

$$\Delta P = F(P_{\max}, V, c, x/L, q/Q).$$

Обробка результатів досліджень проводилась за методикою, яка базується на розробці [15] на основі побудованих залежностей, представлених на рис. 6, 7.



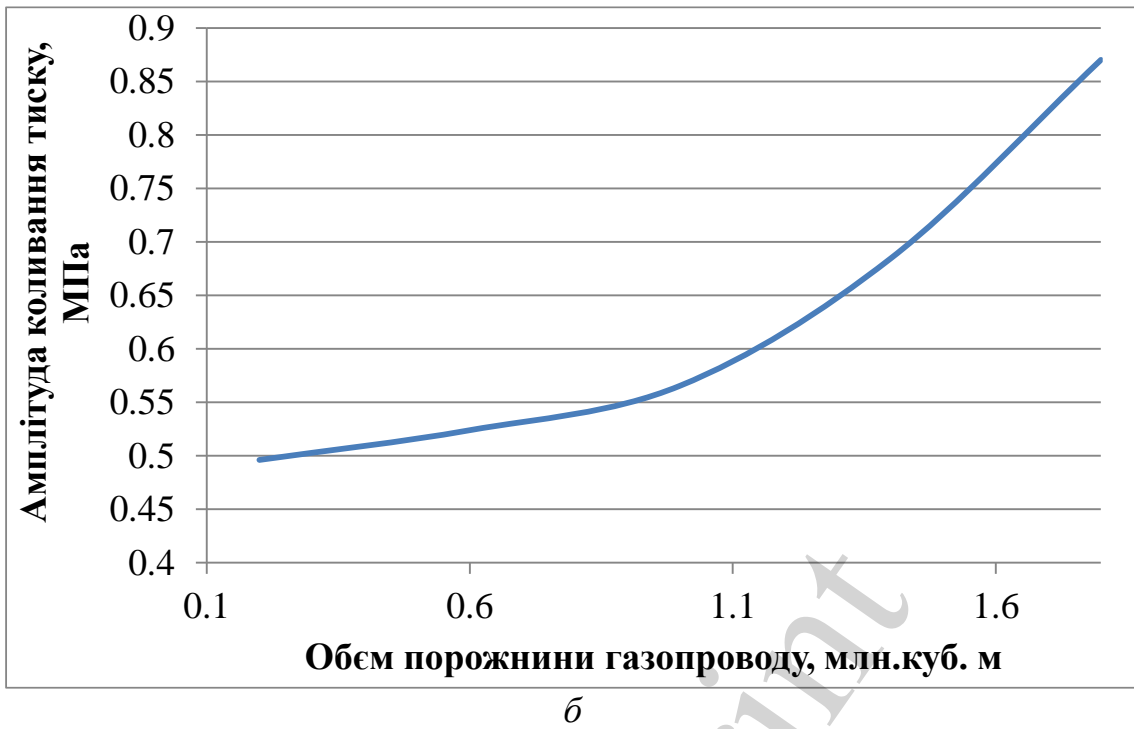
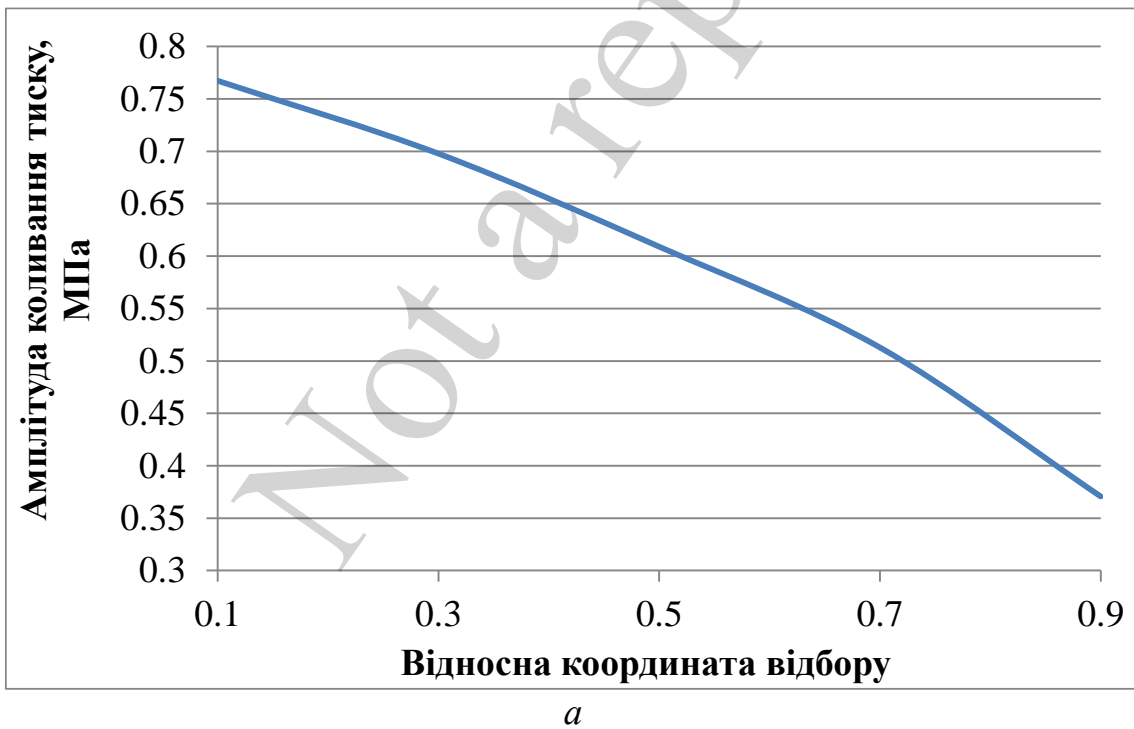


Рис. 6. Залежність функції-відгуку від параметрів: a – тиску P_{\max} ; \bar{b} – об'єму V



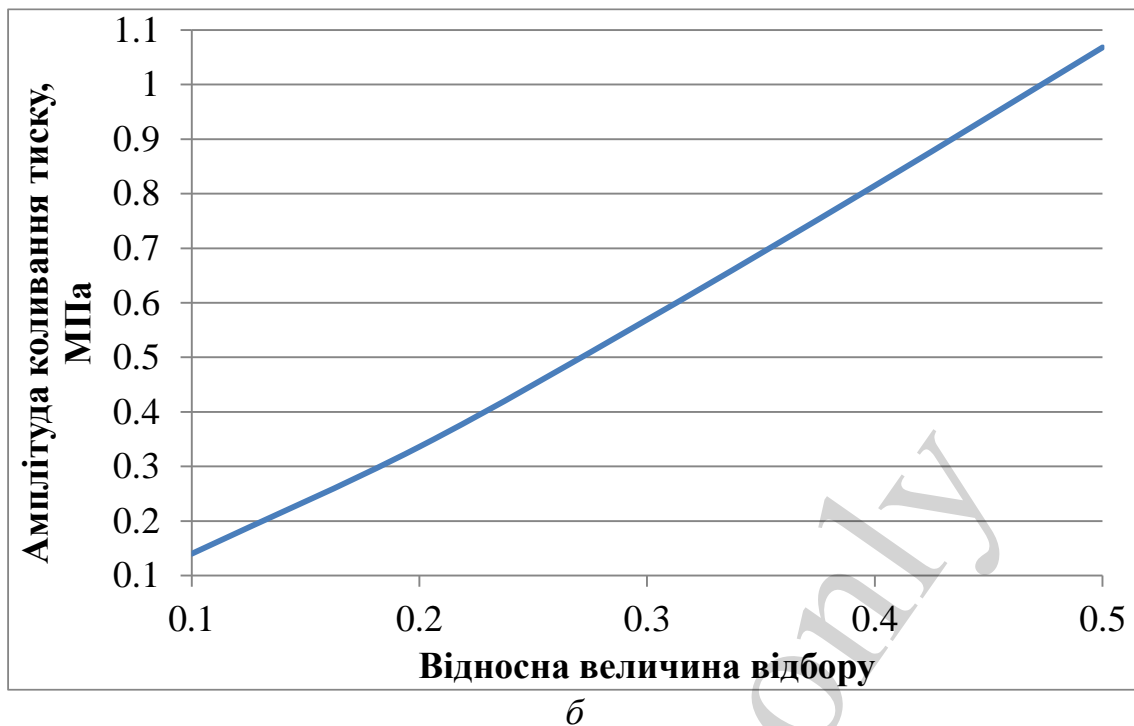


Рис. 7. Залежність функції-відгуку від параметрів: a – координати відбору x/L ; b – величини відбору q/Q

У результаті отримано регресійними методами [14] емпіричну залежність, що має вигляд

$$\Delta P = 0,987V^{0,11}P_{\max}^{0,55} [1 - (x/L)]^{0,33} c^{0,04} (q/Q)^{1,28},$$

де ΔP - амплітудне значення підвищення тиску, МПа;

V - геометричний об'єм порожнини ділянки, млн.м³;

P_{\max} - максимальний тиск в газопроводі, МПа;

c - швидкість звуку в газі, м/с;

x/L - відносна відстань до відбору;

q/Q - відносна величина стрибкоподібного відбору.

Одержана залежність добре корегує з аналітичними виразами, одержаними на основі реалізації математичної моделі, що підтверджує достовірність проведених досліджень.

6. Обговорення результатів дослідження нестационарних процесів в газопроводах при їх неповному завантаженні

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи [16] основними причинами нестационарності слід вважати періодичну зміну продуктивності з метою забезпечення заданих обсягів транспортування газу. При цьому важливими технологічними задачами є встановлення тривалості нестационарного процесу і амплітуда коливання тиску при цьому.

Аналіз результатів дослідження показує, що при стрибкоподібній зміні витрати газу хвиля тиску розповсюджується з швидкістю звуку до початкового перерізу газопроводу, тиск в якому максимальний. Виникає коливальний процес, амплітуда і частота якого поступово зростають і досягають максимуму через 4–6 періодів коливань, після чого починається зниження амплітуди і частоти процесу. Загальна тривалість коливального процесу з високими значеннями амплітуди і частоти лежить в межах 50–60 с, що вважається короткочасним переваженням трубопроводу. В подальшому амплітуда і частота коливань тиску суттєво знижуються, і на протязі 1800–2100 с коливальний процес повністю загасає, переводячи роботу газопроводу в новий стаціонарний режим.

Серії виконаних розрахунків за запропонованою математичною моделлю дозволили встановити ряд закономірностей характеру коливального процесу, викликаного стрибкоподібною зміною витрати газу. Зокрема, встановлено, що при зменшенні робочого тиску в газопроводі загальна тривалість як високочастотного діапазону коливального процесу, так і нестаціонарного процесу в цілому, зростає, а частота коливань і їх амплітуда зменшуються. Так, при зниженні робочого тиску з 7,5 МПа до 7 МПа (на 6,7 %) максимальна амплітуда коливань тиску знижується з 0,199 МПа до 0,18 МПа, тобто на 9,5 %. При зниженні робочого тиску до 6,5 МПа (на 13,3 %) зниження амплітуди коливання тиску становить 34,7 %. Максимальна частота коливального процесу при робочому тиску 7,5 МПа складає 0,44 Гц, а при зниженні тиску до 7 МПа зменшується на 21,8 %, а при подальшому зниженні тиску до 6,5 МПа – на 39,4 %. З фізичної точки зору така закономірність пояснюється зниженням пружності середовища поширення коливальних хвиль, що призводить до зменшення швидкості розповсюдження збурень і, як наслідок, зростання тривалості нестаціонарного процесу і його високочастотної смуги.

Лінійна координата зосередженого відбору газу має суттєвий вплив на характер протікання нестаціонарного процесу, зокрема на величину амплітуди коливання тиску та частоту. З наближенням місця зосередженого відбору до початкового перерізу лінійної ділянки, де стаціонарний тиск максимальний, амплітуда коливання тиску зростає, а частота зменшується. Якщо зосереджений відбір газу знаходиться посередині лінійної ділянки газопроводу, то максимальна амплітуда коливання тиску на її початку на 18,3 % менша, ніж у випадку розміщення зосередженого відбору в початковому перерізі газопроводу. Якщо зосереджений відбір газу перенести в кінцевий переріз лінійної ділянки, то зменшення амплітуди складе 48,5 % при інших ідентичних умовах. Частота коливального процесу змінюється в меншому діапазоні. Так, в першому випадку (зосереджений відбір знаходиться посередині лінійної ділянки) зростання частоти складає 7,2 %, а в другому (зосереджений відбір знаходиться в кінці лінійної ділянки) – 11,4 %.

Зміна швидкості звуку в меншій мірі впливає на характер коливання тиску в нестаціонарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, причому збільшення швидкості звуку призводить до зростання амплітуди і частоти коливань. При збільшенні швидкості звуку з 400 м/с до 440 м/с (на 10 %) зростання амплітуди складає 5,7 %, а частоти – 3,1 %, при зростанні швидкості звуку до 480 м/с (на 20 %) зростання амплітуди складає 8,5 %, а частоти – 4,9 %.

В найбільшій мірі впливає на величину амплітуди і частоти коливання тиску на початку лінійної ділянки газопроводу в нестационарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, величина зосередженого відбору газу. Якщо стрибкоподібна витрата зосередженого відбору складає 10 % від загальної витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму, то максимальна амплітуда коливання тиску в нестационарному процесі, викликаному раптовою появою витрату, складе 0,154 МПа. При зростанні витрати зосередженого відбору до 20 % амплітуда коливань тиску збільшується до 0,287 МПа тобто в 2,45 рази.

Якщо витрата зосередженого відбору складе 30 % від загальної витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму, то амплітуда коливання тиску складе 0,517 МПа, тобто зросте в 3,55 рази. При стрибкоподібному збільшенні витрати зосередженого відбору до 50 %, від витрати газу в газопроводі, амплітуда коливання тиску складе 1,14 МПа. А це може становити загрозу безпечній експлуатації газопроводу, внаслідок короткочасного перевантаження.

Максимальна частота коливання тиску в нестационарному процесі з зростанням витрати зосередженого відбору зменшується. При збільшенні витрати зосередженого відбору з 10 % від витрати газу в газопроводі до 20 % максимальна частота коливання тиску знижується на 5,8 %. При подальшому зростанні витрати зосередженого відбору до 30 % від витрати газу в газопроводі зниження максимальної частоти коливання тиску складає 12,3 %.

Відключення окремих КС з метою регулювання продуктивності газопроводу призводить до виникнення нестационарного процесу, для дослідження якого створено математичну модель з урахуванням підвищення тиску на КС і періодичності їх включення чи зупинки. Відмінність застосованої моделі від існуючих полягає в тому, що дана модель враховує втрати на тертя та інерційні втрати енергії, а підвищення тиску на КС моделюється з використанням функції джерела Дірака.

Зауважимо, що при моделюванні режиму роботи КС прийнято припущення, що підвищення тиску на всіх станціях однаково і не залежить від витрати газу. В дійсності ступінь підвищення тиску на КС зв'язана з витратою газу рівнянням характеристики газоперекачувального агрегату. Однак така залежність повинна містити як параметри швидкість обертання ротора агрегату і схему їх роботи, що надзвичайно ускладнить модель.

Таким чином, дана модель може бути використана для прогнозування режимів роботи протяжних складних газотранспортних систем. Реалізація запропонованої моделі для умов трансукраїнської системи газопроводів дозволила отримати нові закономірності режимів експлуатації.

Аналіз графічних залежностей коливання масової витрати газу на початку ($x=0$) та в кінці ($x=L$) газотранспортної системи дозволили визначити тривалість нестационарного процесу, викликаного поетапним відключенням кожної з компресорних станцій. Зауважимо, що нестационарні процеси в газопроводах є збитковими з точки зору енерговитрат на трубопровідний транспорт, оскільки викликають появу інерційних сил в потоці неперервного середовища, робота яких призводить до зниження загального ККД системи.

Тому найвигіднішим режимом (при інших ідентичних умовах) слід вважати режим, для якого тривалість нестационарного процесу мінімальна.

Як показали розрахунки реалізації приведеної математичної моделі, найбільша тривалість нестационарного процесу характерна для відключення КС-2 Борова і складає на початку газотранспортної системи (на виході КС Новопсков) 12252 с (3 год. 24 хв. 12 с) і в кінці траси 13316 с (3 год. 42 хв.). Отже, тривалість нестационарного процесу в кінці системи на 30,6 % більша ніж на початку, що пояснюється значною відстанню від зупиненої КС до кінця траси. При відключенні КС Борова продуктивність нового стаціонарного режиму менша за пропускну здатність (при всіх працюючих КС вона становить 675 кг/с) на 22,5 %.

При відключенні КС Хуст (друга від кінця траси компресорна станція) тривалість нестационарного процесу найменша і складає 9180 с (2 год. 33 хв.) на початку газотранспортної системи і 8123 с (2 год. 15 хв. 23 с) в кінці траси. Тривалість нестационарного процесу на початку системи на 11,3 % більша, ніж в кінці траси, що пояснюється різницею у віддальх від зупиненої КС до кінців трубопроводу. Зниження продуктивності газопроводу в порівнянні з пропускну здатністю складає 7,6 %.

Отже, тривалість нестационарного процесу, викликаного відключенням КС, зменшується на початку і в кінці газопроводу з зростанням номера відключеної станції. На початку газопроводу тенденція зменшення продуктивності має більш пологий характер, ніж в кінці. При відключенні КС-2 відношення тривалості нестационарного процесу в кінці траси до відповідної тривалості на початку газопроводу складає 1.306. При відключенні КС-5, таке співвідношення рівне 1.022, а при відключенні КС-10 воно становить 0.935. Цю обставину слід враховувати при прогнозуванні регулювання режимів роботи газотранспортної системи шляхом відключення окремих КС для безперебійного забезпечення споживачів газом.

Результати проведених досліджень на основі математичного моделювання дозволили встановити закономірності протікання нестационарних процесів в газотранспортних системах великої протяжності з значною кількістю компресорних станцій. Зокрема доведено, що на тривалість нестационарного перехідного режиму має суттєвий вплив розміщення відключеної КС на трасі газопроводу. З збільшенням порядкового номера КС в системі тривалість нестационарного процесу і величина зниження продуктивності зменшуються.

При неповному завантаженні системи суперпозиція тисків при верхній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску. Тому для запобігання перенавантаженню трубопроводу слід до певної міри знижувати початковий тиск по відношенню до максимального. З цією метою одержано емпіричну залежність, яка дозволяє визначити величину максимального тиску з похибкою, що не перевищує 3,5 % для діапазону робочих тисків 7,5–5 МПа.

7. Висновки

1. На основі математичного моделювання нестационарних процесів газотранспортної системи, яка працює в умовах неповного завантаження, встановлено, що діапазон амплітуди коливання тиску в початковому перерізі газопроводу може до-

сягати 1 МПа. У зв'язку з цим виникає загроза короткочасного перевантаження трубопроводу, що може призвести до порушення його безаварійної експлуатації.

2. Реалізація математичної моделі дозволила встановити закономірності процесу коливання тиску і вплив технологічних параметрів на амплітуду і частоту коливань. Запропоновано емпіричну залежність максимальної амплітуди коливання тиску від характеристик газопроводу і режимних параметрів, яка дозволяє вести контроль за безпечною експлуатацією газотранспортної системи за умов її неповного завантаження.

3. Результати проведених аналітичних досліджень дозволили встановити закономірності протікання нестационарних процесів в газотранспортних системах великої протяжності з значною кількістю компресорних станцій. Зокрема доведено, що на тривалість нестационарного перехідного режиму має суттєвий вплив розміщення відключеної КС на трасі газопроводу, причому з збільшенням її порядкового номера в системі тривалість нестационарного процесу і величина зниження продуктивності зменшуються.

Література

1. Грудз, В. Я., Середюк, М. Д. (2015). Оптимізація режимів роботи газонафтогазотранспортних систем України в умовах їх неповного завантаження. Тези доповіді в комітеті з енергозбереження Верховної Ради.

2. Бобровский, С. А., Щербаков, С. Г., Яковлев, Е. И. и др. (1976). Трубопроводный транспорт газа. М.: Наука, 491.

3. Грудз, Я. В. (2012). Энергоэффективность газотранспортных систем. Ивано-Франківськ: Лілея-НВ, 208.

4. Zapukhliak, V., Poberezhny, L., Maruschak, P., Grudz, V., Stasiuk, R., Brezinova, J., Guzanova, A. (2019). Mathematical Modeling of Unsteady Gas Transmission System Operating Conditions under Insufficient Loading. *Energies*, 12 (7), 1325. doi: <https://doi.org/10.3390/en12071325>

5. Grudz, V., Grudz, Y., Zapukhliak, V., Chudyk, I., Poberezhny, L., Slobodyan, N., Bodnar, V. (2020). Optimal Gas Transport Management Taking into Account Reliability Factor. *Management Systems in Production Engineering*, 28 (3), 202–208. doi: <https://doi.org/10.2478/mspe-2020-0030>

6. Doroshenko, Y., Doroshenko, J., Zapukhliak, V., Poberezhny, L., Maruschak, P. (2019). Modeling computational fluid dynamics of multiphase flows in elbow and T-junction of the main gas pipeline. *Transport*, 34 (1), 19–29. doi: <https://doi.org/10.3846/transport.2019.7441>

7. Meshalkin, V. P., Moshev, E. R. (2015). Modes of functioning of the automated system “pipeline” with integrated logistical support of pipelines and vessels of industrial enterprises. *Journal of Machinery Manufacture and Reliability*, 44 (7), 580–592. doi: <https://doi.org/10.3103/s1052618815070109>

8. Александров, А. В., Яковлев, Е. И. (1972). Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта. М.: Недра, 93.

9. Жидкова, М. О., Руднік, А. А. (2001). Формування системи розрахункових моделей для оцінювання ефективності функціонування лінійних ділянок магістральних газопроводів. *Экотехнологии и ресурсосбережение*, 6, 66–70.

10. Яковлев, Е. И., Казак, А. С., Михалкив, В. Б. та ін. (1992). Режимы газотранспортных систем. Львів: Світ, 170.
11. Яковлев, Е. И., Казак, А. С., Михалкив, В. Б. и др. (1984). Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы. К.: Союзпроект, 112.
12. Березин, В. Л., Громов, Н. И. (1988). Поточное строительство магистральных трубопроводов. М.: Недра, 259.
13. Гухман, А. А. (1973). Введение в теорию подобия. М.: Высшая школа, 332.
14. New operation strategies in heavy crude pipeline will increase profit margin (2013). Oil & Gas Journal. URL: <https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/17239507/new-operation-strategies-in-heavy-crude-pipeline-will-increase-profit-margin>
15. Ермаков, С. М., Бродский, В. З., Жиглявский, А. А. и др. (1983). Математическая теория планирования эксперимента. М.: Наука, 392.
16. Енергетична галузь України: підсумки 2016 року. Київ: “Заповіт”, 163. URL: https://razumkov.org.ua/uploads/article/2017_ENERGY-FINAL.pdf

Not a reprint