УДК 621.6.02:621.692(076-5) **doi: 10.32620/aktt.2025.4sup1.06**

К. І. КАПІТАНЧУК, Д. О. ШКЛЯРУК

Державний університет «Київський авіаційний інститут», Київ, Україна

АНАЛІЗ РОБОТИ РОБОЧОГО КОЛЕСА НАГНІТАЧА ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ГАЗО-ВОДНЕВОЇ СУМІШІ

Предметом *дослідження є робоче колесо відцентрового нагнітача газоперекачувального агрегата магістрального газопроводу в умовах транспортування природного газу та його сумішей з воднем.* ***Метою*** *роботи є визначення впливу додавання водню до природного газу на газодинамічні параметри та ефективність роботи нагнітача, а також оцінка граничних можливостей існуючого обладнання.* ***Завдання:*** *дослідити зміну основних фізико-хімічних властивостей газу при додаванні водню; виконати математичні розрахунки режимів роботи нагнітача для сумішей з 0%, 5%, 10%, 15% і 20% H_2 ; провести CFD-аналіз (Computational Fluid Dynamics) течії в робочому колесі нагнітача в ANSYS CFX для різних концентрацій водню; порівняти результати та визначити вплив складу газу на параметри нагнітача (тиск, температуру, швидкість, ККД тощо).* ***Методи*** *розв'язання задач: розрахунково-аналітичний (Mathcad) та чисельно-експериментальний (CFD-моделювання в ANSYS CFX). Отримано* ***результати****: зі збільшенням об'ємної частки водню в суміші густина газу помітно зменшується, що призводить до зниження тиску, температури та коефіцієнта корисної дії нагнітача. Зростання вмісту H_2 супроводжується зсувом робочої точки нагнітача в бік підвищеної витрати й наближення до зони помпажу (діапазон стійкої роботи звужується майже на 30% при 20% H_2).* ***Висновки.*** *Виявлено, що додавання водню до природного газу суттєво впливає на характеристики роботи відцентрового нагнітача: зменшує густину робочого тіла, знижує ефективність роботи та обмежує зону стійкої експлуатації. Для забезпечення стабільної роботи при транспортуванні газо-водневої суміші необхідна адаптація режиму роботи нагнітача – зокрема, збільшення подачі або підвищення швидкості обертання. Отримані результати дозволяють оцінити граничні можливості існуючого обладнання та розробити рекомендації щодо його модернізації для ефективного транспортування газо-водневих сумішей.*

Ключові слова*: відцентровий нагнітач; робоче колесо нагнітача; природний газ; газо-воднева суміш; концентрація водню; CFD-моделювання; ANSYS CFX; газодинамічні параметри; коефіцієнт корисної дії; зона помпажу; транспортування газу.*

Вступ

Воднева енергетика розглядається як один із шляхів декарбонізації промисловості відповідно до стратегії ЄС "EU Hydrogen Strategy", що передбачає широке впровадження водню як палива [1].

Існуючі магістральні газопроводи потенційно можуть використовуватися для транспортування газу з домішкою водню, проте додача водню змінює фізико-хімічні властивості газу (густина, теплота згоряння, число Воббе тощо), що може впливати на роботу компресорних станцій.

Дослідження показують, що підвищення частки водню призводить до зниження енергетичного потенціалу палива, хоча число Воббе газо-водневої суміші залишається майже незмінним при концентраціях H_2 до ~20% [1].

Водночас компресорні агрегати змушені перекачувати газ меншої густини, що може спричинити відхилення режиму роботи нагнітачів від оптимального та зменшення ефективності стиснення.

Актуальною науково-практичною задачею є аналіз роботи відцентрових нагнітачів при транспортуванні газо-водневих сумішей та визначення меж безпечної і ефективної експлуатації без заміни обладнання.

У сучасних публікаціях наведені результати досліджень впливу водню на роботу відцентрових компресорів. Зокрема, чисельні дослідження компресора зі змінним вмістом водню в природному газі показують, що зі збільшенням об'ємної частки H_2 ступінь підвищення тиску в нагнітачі знижується, а коефіцієнт ізоентропійної (політропної) ефективності погіршується [2]. Збільшується і швидкість обертання, необхідна для забезпечення тієї ж продуктивності, що вимагає використання більш потужного приводу або модернізації конструкції нагнітача [1].

В роботі [2] проведено розрахунки режимів роботи газоперекачувального агрегату (ГПА) для сумішей з різною концентрацією водню за двома методиками та зроблено висновок, що існуюче обладнання вітчизняних КС може надійно транспортувати суміші з вмістом водню до ~4% [2].

Creative Commons Attribution NonCommercial 4.0 International

ISSN 1814-4225 (print)
ISSN 2663-2012 (online)

У той же час питання впливу більших концентрацій H_2 (10–20%) на газодинаміку нагнітача та межі його стабільної роботи потребує подальших досліджень.

Метою даної статті є аналіз аеродинамічної роботи робочого колеса нагнітача при транспортуванні газу зі вмістом водню до 20% та оцінка меж використання існуючого компресорного обладнання без його конструктивної модернізації. Для досягнення поставленої мети в роботі використано чисельні методи розрахунку течії газу та порівняння робочих характеристик нагнітача при різних умовах.

1. Сучасний стан розробок за темою дослідження

Проблематика транспортування водню трубопроводами та його сумішей з природним газом останнім часом активно досліджується як за кордоном, так і в Україні. У Європейському Союзі прийнято стратегії (European Green Deal, Hydrogen Strategy), що передбачають значне підвищення частки водню в енергетиці та можливість транспортування до 20% водню існуючими газомережами [3].

В Україні реалізовано ряд пілотних проєктів з домішуванням водню до природного газу: зокрема, у 2021 р. компанія РГК провела тестову подачу суміші з 10-20% H_2 у фрагменти розподільних мереж, продемонструвавши загальну можливість та виявивши вплив водню на матеріали труб і обладнання. Наукові публікації підтверджують, що додавання водню змінює газодинамічні режими течії в трубопроводах. Так, Середюк (2021) дослідив режими експлуатації низьконапірних газових мереж при концентрації H_2 до 20% і відзначив незначне зниження тиску по довжині мережі та зменшення втрат тиску на локальних опорах при зростанні частки водню [4]. В роботі також вказано, що для запобігання надмірному збільшенню швидкостей в газопроводі за високих концентрацій H_2 може знадобитися зниження подачі газу або інші регулюючі дії.

Щодо компресорних станцій магістральних газопроводів, зарубіжні дослідження пропонують концепції H_2 -ready - модернізації існуючих станцій для роботи на 100% водні або сумішах різного складу [3]. Згідно з аналізом Adam et al. (2020), перехід від метану до водню практично не обмежує енергетичну пропускну здатність трубопроводу, але впливає на вибір типу компресорів та кількість ступенів стиснення, потрібних для досягнення необхідного тиску нагнітання [5].

Автори зазначають, що при домішках водню менше 10% відцентрові нагнітачі можуть продовжувати роботу без суттєвих змін конструкції або режимів, проте при вмісті водню понад 40% вже потрібно замінювати весь компресор або його проточну частину [3]. Подібні висновки роблять і інші дослідники. Зокрема, у звіті лабораторії NREL (Melaina et al., 2013) зазначено, що гранична концентрація H_2 , за якої можна використовувати наявні компресори без значної модернізації, становить ~20%. Водночас для забезпечення оптимальних рівнів тиску на виході відцентрові машини мають працювати на істотно більших швидкостях обертання або застосовувати багатоступеневі схеми стиснення [6].

Отже, аналіз попередніх досліджень [7,8] вказує на необхідність детального чисельного моделювання роботи нагнітача з газо-водневими сумішами у діапазоні концентрацій водню 0-20%, щоб кількісно оцінити вплив водню на основні параметри (тиск, температуру, витрату, ККД) і визначити допустимі режими роботи без втрати стійкості потоку.

2. Матеріали та методи дослідження

2.1. Постановка задачі та методи її розв’язання

Об'єктом дослідження є одноступеневий відцентровий нагнітач магістрального газопроводу (рис.1), оснащений відкритим робочим колесом діаметром близько 0,988 м. Номінальні параметри його роботи (для природного газу без домішок) включають: тиск на вході – 46,113 бар, тиск нагнітання – 56,116 бар, температуру газу перед нагнітачем – 287,15 К, частоту обертання ротора - 4295 об/хв. За цих умов масова витрата газу становить близько 354 кг/с, що відповідає оптимальній зведеній продуктивності нагнітача.

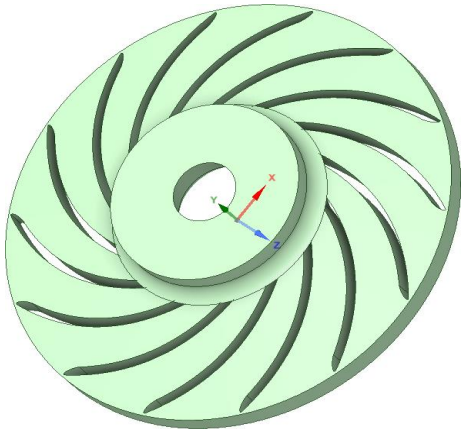

Рис. 1. Об'єкт дослідження

Метою дослідження є визначення змін у режимі роботи нагнітача при поступовому збільшенні об'ємної концентрації водню в природному газі до 20 %. Розглянуто п’ять варіантів газових сумішей із вмістом водню: 0 %, 5 %, 10 %, 15 % та 20 % (за об’ємом).

Вважається, що концентрація водню задається у молярних долях, тобто, наприклад, 20 % H_2 означає,

що 20 % об'ємного (молярного) складу газу становить водень, а решта 80 % - метан (як основна горюча компонента природного газу). Інші компоненти природного газу не враховуються, прийнята модель бінарної суміші CH_4 -H_2 .

Вплив водню на фізичні властивості газу проявляється насамперед у зміні середньої молярної маси суміші та адіабатичного показника [9]. Основним ефектом є зменшення густини газу при збільшенні частки водню, оскільки молярна маса водню (2,01568 кг/кмоль) суттєво менша за молярну масу метану (16,043 кг/кмоль).

Для розв'язання поставленої задачі використано комбінацію двох підходів: розрахунку по інженерних залежностях і CFD-моделювання течії в нагнітачі [10]. Аналітичний розрахунок здійснювався за методикою, викладеною в роботі [7], яка передбачає використання зведених параметрів нагнітача та характеристик, отриманих з експериментальних даних. Проведено стаціонарні аеродинамічні розрахунки для кожного складу газу за однакових граничних умов (тиск і температура на вході, масова витрата на виході уточнювалася для досягнення збіжності розрахунку).

Розрахунки проводилися для незмінної кутової швидкості ротора (номінальних обертів). Це дозволяє простежити, як змінюється робоча точка нагнітача (його коефіцієнти подачі, тиску, потужності тощо) лише за рахунок впливу складу газу.

У розрахунках використовувалися такі ключові співвідношення.

Густина природного газу при нормальних умовах:

$$\rho = \sum_i \rho_i \cdot x_i \,, \qquad (1)$$

де ρ_i - густина кожної складової;
x_i - об'ємні частки складових газу.

Ступінь стискування визначається як:

$$\varepsilon = \left[1 + n_{зв}^2 \cdot \left(\varepsilon_н^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{iн}}} - 1\right)\right]^{\frac{k \cdot \eta_i}{k-1}} , \qquad (2)$$

де $\varepsilon_н$ - ступінь стискання у номінальних умовах;
$n_{зв}$ - зведені оберти ротора нагнітача;
k - показник адіабати газової суміші;
$\eta_{iн}, \eta_i$ - індикаторні коефіцієнти корисної дії.

Внутрішня потужність нагнітача з урахуванням реальної густини та температури на вході:

$$N_e = \rho_{вх} \cdot N_{зв} \cdot n_r^3 \,, \qquad (3)$$

де $\rho_{вх}$ - густина газу на вході;
$N_{зв}$ - зведена внутрішня потужність;
n_r - коефіцієнт для частоти обертання.

Індикаторний (газодинамічний) ККД нагнітача визначається відношенням ідеальної роботи стиснення до фактичної:

$$\eta_i = \frac{T_{2s} - T_1}{T_2 - T_1} , \qquad (4)$$

де T_1 - температура на вході;
T_{2s} - температура на виході при ізоентропійному процесі стиснення;
T_2 - фактична температура на виході.

Індикаторний ККД враховує втрати в проточній частині і дозволяє кількісно оцінити ефективність стиснення. Для типового відцентрового нагнітача, що працює у складі компресорної станції магістрального газопроводу, значення зазвичай лежать у межах 0,75–0,86.

Отримані дані дають змогу встановити зміщення робочої точки нагнітача при зміні складу газу та порівняти їх із номінальними параметрами.

2.2. Результати та обговорення

В результаті CFD-аналізу одержано поля течії для природного газу та кожної газо-водневої суміші. На рис. 2, 3 зображено характерний розподіл статичного тиску у меридіональному перерізі робочого колеса нагнітача при перекачуванні метану та суміші з 20% H_2 .

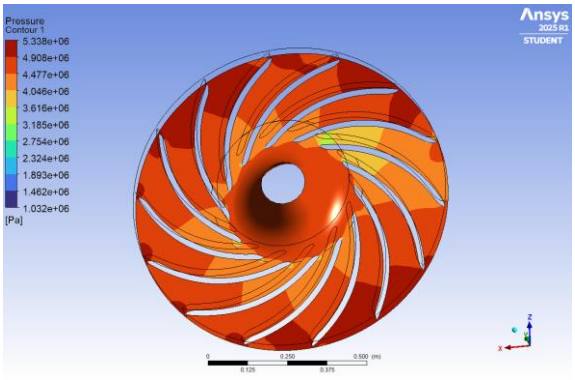

Рис. 2. Розподіл статичного тиску у меридіональному перерізі робочого колеса нагнітача при транспортуванні природного газу (0 % H_2)

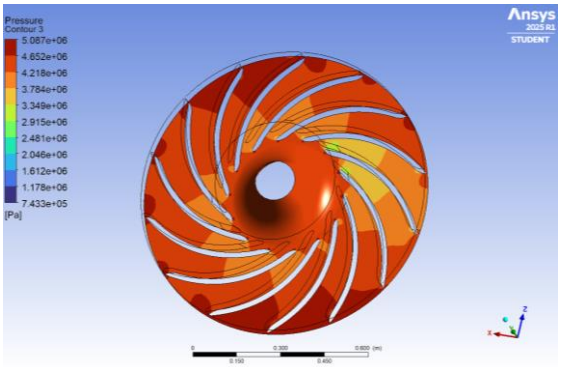

Рис. 3. Розподіл статичного тиску у меридіональному перерізі робочого колеса нагнітача при транспортуванні суміші з 20 % водню

ISSN 1814-4225 (print)
ISSN 2663-2012 (online)

До входу у колесо тиск зберігається поблизу 4,58 МПа; основний приріст формується всередині лопатевих каналів. Максимальний статичний тиск на виході становить 5,02 МПа для метану і лише 4,73 МПа для 20 % H_2 . Тому, збільшення частки водню призводить до зменшення приросту тиску в нагнітачі. Це підтверджується інтегральними характеристиками: ступінь підвищення тиску ε (відношення повного тиску на виході до повного тиску на вході) зменшується майже лінійно зі зростанням концентрації H_2 (рис. 4).

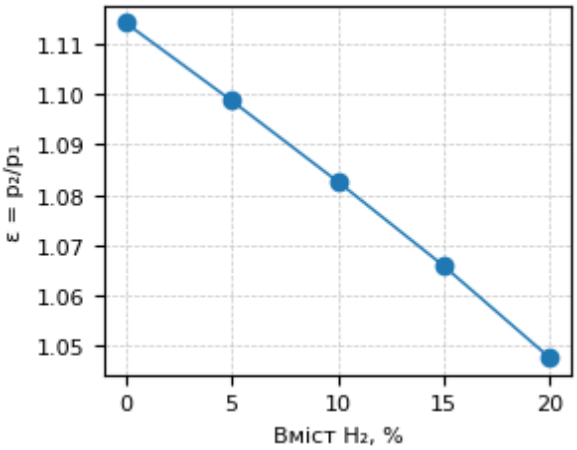

Рис. 4. Залежність ступеня підвищення тиску нагнітача від об'ємної частки водню у газі

Кількісні результати для ключових показників роботи нагнітача зведені в табл. 1. При однакових обертах і витраті маси газу збільшення вмісту H_2 супроводжується зростанням об'ємної витрати та відповідним підвищенням коефіцієнта витрати на вході нагнітача. Так, для 20% H_2 об'ємна витрата на вході більша на ~19,5% порівняно з випадком без водню (рис. 5). Це зміщує робочу точку нагнітача ближче до області високих витрат, де ефективність стискання знижується.

Як видно з табл. 1 і рис. 6, ізентропійний ККД нагнітача падає зі ~81,6% до ~67,9% при зростанні частки водню. Найбільш різке падіння ККД спостерігається при вмісті водню понад 10 - 15%, тоді як при 5% H_2 ефективність змінюється незначно (80,7% проти 81,6%). Отримані дані узгоджуються з відомостями літератури, згідно з якими домішка H_2 ~10% є практично межовою, за якою характеристики компресора починають суттєво відхилятися від номінальних.

На рис. 5 проілюстровано тенденцію зміни об'ємної витрати, а на рис. 6 - ізентропійного ККД нагнітача залежно від концентрації водню. Встановлено, що з ростом частки H_2 зменшується абсолютна величина роботи стиснення, переданої газу в нагнітачі, і відповідно знижується потрібна потужність на валу компресора (табл. 1).

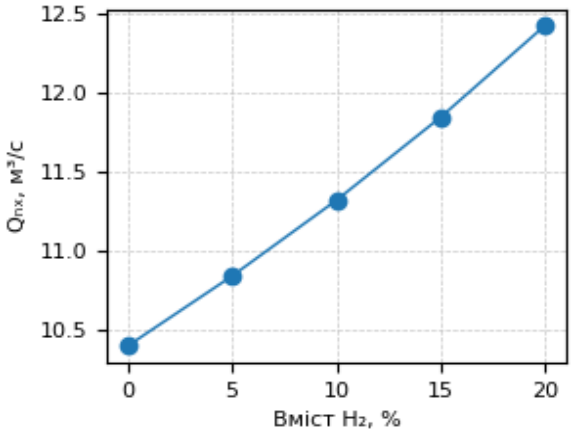

Рис. 5. Залежність об'ємної витрати на вході нагнітача від об'ємної частки водню у газі

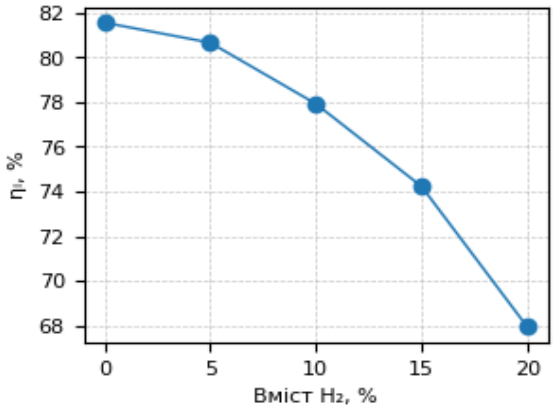

Рис. 6. Зниження ізентропійного ККД нагнітача при підвищенні концентрації H_2 (0 - 20%)

Таблиця 1

Залежність основних параметрів нагнітача від концентрації водню

Вміст H_2 , %	Ступінь підвищення тиску ε	Ізентропійний ККД, %	Потужність на валу, МВт	Об'ємна витрата на вході, м³/с
0	1,142	81,56	6,733	10,3992
5	1,0987	80,66	6,439	10,8412
10	1,0826	77,92	6,127	11,3200
15	1,0658	74,23	5,775	11,8457
20	1,0475	67,94	5,366	12,4249

Наприклад, при 20% H_2 споживана потужність на ~20% менша, ніж при перекачуванні чистого метану, однак при цьому і досягнутий тиск нагнітання значно нижчий. Отже, для підтримання необхідного тиску в трубопроводі за висоководневих сумішей доведеться або підвищувати частоту обертання нагнітача, або застосовувати інші заходи (збільшення кількості ступенів, послідовне увімкнення додаткового нагнітача тощо).

За результатами моделювання виявлено також вплив водневої домішки на термодинамічні параметри газу. Температура на виході з нагнітача T_2 дещо знижується із зростанням вмісту H_2 (табл. 1), що відповідає меншій мірі стиску та меншому перепаду ентальпії газу. Різниця між T_2 для 0% і 20% H_2 склала ~3 К, що є незначним у контексті оцінки міцності чи термічних режимів роботи обладнання. Густина газу на вході ρ_1 пропорційно спадає зі збільшенням частки водню (для 20% H_2 густина суміші при 5 МПа і 288 К становить ~28,5 кг/м³ проти ~33,9 кг/м³ для метану).

Відповідно, згідно з рівнянням стану, зменшується швидкість звуку в газі, а отже, змінюються умови газодинамічної подібності. При однаковій окружній швидкості ротора величина відносного числа Маха на лопатках буде більшою для легшого газу (водневого), що може дещо посилювати хвильові втрати та втрати на аеродинамічні опори. Це сприяє зниженню ефективності нагнітача при перекачуванні сумішей з високим вмістом H_2 . Зокрема, результати чисельного моделювання (рис. 7) демонструють зміну поля швидкостей в лопатевих каналах колеса для сумішей з високим вмістом водню, що підтверджує вплив зменшення густини на течію та енергетичні параметри роботи агрегату.

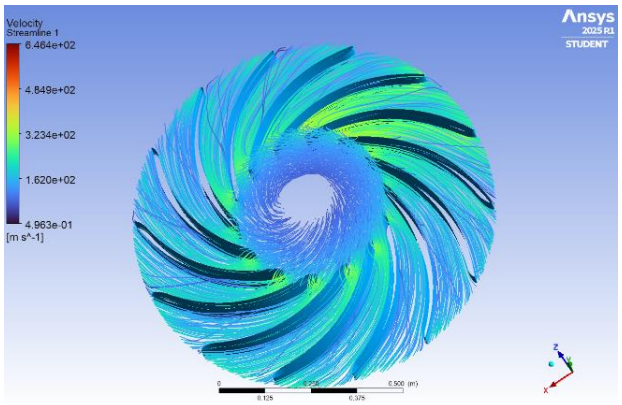

Рис. 7. Розподіл швидкості та траєкторії ліній току в лопатевих каналах робочого колеса при перекачуванні суміші метану з 20 % водню

2.3. Наукова новизна

В межах проведеного дослідження вперше отримано кількісні залежності зміни газодинамічних і енергетичних характеристик існуючого відцентрового нагнітача ГПА від вмісту водню в перекачуваному газі (0-20% об.).

1. Показано, що домішка водню суттєво впливає на робочу точку нагнітача: при 20% H_2 зведена витрата зростає майже на 20% порівняно з чистим метаном, що еквівалентно зміщенню робочої точки на характеристиці компресора в область підвищених витрат.
2. Встановлено закономірності лінійного зниження ступеня стиску та нелінійного (прискореного) зниження ККД нагнітача зі збільшенням концентрації H_2 .
3. Отримано критичне значення концентрації водню (~10%), перевищення якого призводить до різкого погіршення показників нагнітача та наближення режиму до межі стійкості (зони помпажу).
4. Зроблено висновок про допустимість роботи двостороннього відцентрового нагнітача типорозміру 655 в діапазоні концентрацій водню 0–10% без конструктивних змін, тоді як для сумішей з >10% H_2 доцільно розглянути підвищення частоти обертання приводу або використання нагнітачів іншого типорозміру для забезпечення необхідного тиску нагнітання.

Висновки

Газо-воднева суміш характеризується меншою густиною та адіабатичним показником, ніж природний газ, що при інших рівних умовах призводить до зменшення ступеня підвищення тиску та підвищення об'ємної витрати в відцентровому нагнітачі. CFD-аналіз робочого колеса нагнітача підтвердив лінійну залежність ступеня стиснення від вмісту водню (ε знижується з ~1,11 до ~1,05 при [H_2] 0–20%).

Енергетична ефективність компресора помітно погіршується при збільшенні частки H_2 понад 10%. Ізентропійний коефіцієнт корисної дії впав з ~81,6% (0% H_2) до ~67,9% (20% H_2).

Основними причинами є зміщення робочої точки нагнітача в область високих витрат та зростання відносних газодинамічних втрат у проточній частині при стисканні легшого газу. Температура газу на виході з нагнітача при цьому дещо знижується (на ~3 К при 20% H_2), що свідчить про менший приріст ентальпії газу.

Для дослідженого нагнітача граничною є концентрація водню близько 10% об.: при цій домішці зберігається достатній запас до помпажного режиму і ККД знижується менш ніж на 5% відносно.

ISSN 1814-4225 (print)
ISSN 2663-2012 (online)

Домішки водню 5% практично не впливають на характеристики нагнітача. При більших вмістах H_2 (15-20%) компресор працює далеко від оптимального режиму, його продуктивність значно зростає, а напір падає, що може вимагати перегляду числа одночасно працюючих агрегатів на станції або підвищення частоти обертання ротора.

Отримані результати узгоджуються з відомими оцінками, згідно з якими існуюче компресорне обладнання газотранспортних систем може бути використане для транспортування сумішей з вмістом водню до ~10% без модифікацій, тоді як для вищих концентрацій необхідна поетапна адаптація.

За результатами роботи можна рекомендувати при плануванні домішування водню в газопровід проводити перевірку характеристик нагнітачів на предмет забезпечення необхідного тиску. Для малих концентрацій H_2 доцільно підтримувати номінальні режими роботи нагнітачів, контролюючи віддаленість робочої точки від зони помпажу.

За концентрацій >10% варто розглянути зменшення кількості паралельно працюючих ГПА або заміну робочих коліс нагнітачів на такі, що оптимізовані під більші витрати.

Перспективним напрямом є дослідження роботи багатоступеневих компресорів та повних компресорних станцій при різних вмістах водню із взаємозв'язком «нагнітач – газопровід – споживач».

Внесок авторів: огляд та аналіз інформаційних джерел – **К.І. Капітанчук, Д.О. Шклярук**; формулювання мети і постановка задач дослідження – **К.І. Капітанчук, Д.О. Шклярук**; проведення математичного моделювання – **Д.О. Шклярук**; аналіз результатів дослідження – **К.І. Капітанчук, Д.О. Шклярук**; формулювання висновків – **Д.О. Шклярук**; написання статті – **Д.О. Шклярук**.

Конфлікт інтересів

Автори заявляють, що немає конфлікту інтересів щодо цього дослідження, фінансового, особистого, авторського чи іншого, який міг би вплинути на дослідження та його результати, представлені в цій статті.

Фінансування

Дослідження проводилося без фінансової підтримки.

Наявність даних

Рукопис не містить пов'язаних даних.

Використання штучного інтелекту

Автори підтверджують, що вони не використовували технології штучного інтелекту при створенні даної роботи.

Усі автори прочитали та погодилися з опублікованою версією рукопису

Література

1. *Андріїшин, М. П. Визначення ефективності роботи газопере-качувального агрегату компресорної станції за даними її експлуатації [Текст] / М. П. Андріїшин, К. І. Капітанчук, & Н. М. Андріїшин // Наукоємні технології. – 2021 – №1 (49).– С. 49–56.*

2. *Dong, J. Research on aerodynamic performance of centrifugal compressors for hydrogen-mixed natural gas [Text] / J. Dong, B. Song, & X. Yuan // PLoS ONE. – 2024. – Vol. 19, № 10. – 17 p. doi: 10.1371/journal.pone.0312829*

3. *Hydrogen-fueled gas turbines [Electronic resource] – GE Gas Power, 2023. – Available at: https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/ hydrogen-fueled-gas-turbines (accessed 10 October 2023).*

4. *Середюк, М. Д. Газодинамічні режими експлуатації газових мереж низького тиску при транспортуванні газо-водневих сумішей [Електронний ресурс] / М. Д. Середюк // Інтернаука. – 2021. – №1. – С. 52-62. doi: 10.25313/2520-2057-2021-1-6822.*

5. *Adam, P. Readying pipeline compressor stations for 100 % hydrogen [Electronic resource] / P. Adam, R. Bode, & M. Groissboeck // Turbomachinery Magazine. – 2020. – Vol. 61, № 6. – Available at: https://www.turboma-chinerymag.com/view/readying-pipeline-compressor-stations-for-100-hydrogen (accessed: 15.05.2025).*

6. *Melaina, M.. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks [Text] : A Review of Key Issues / M. Melaina, O. Antonia, & M. Penev // National Renewable Energy Laboratory. – 2013. – 160 p..*

7. *Компресорні станції магістральних газопроводів: методичні рекомендації до виконання курсового проекту [Текст] : метод. посіб. ; уклад. : М. П. Андріїшин, К. І. Капітанчук, В. В. Козлов. – Київ : НАУ, 2018. – 60 с.*

8. *Андріїшин, М. П. Дослідження впливу газоводневої суміші на газотермодинамічні параметри роботи газопере-качувального агрегату компресорної станції [Текст] / М. П. Андріїшин, К. І. Капітанчук, & Н. М. Андріїшин // Наукоємні технології. – 2023 – №57 (1). – С. 77-85. doi: 10.18372/2310-5461.57.17447.*

9. *Капітанчук, К. І. Аналіз можливості транспортування газо-водневої суміші через газотранспортну систему [Текст] / К. І. Капітанчук, М. П. Андріїшин, & Д. О. Шклярук // Промислова гідравліка і пневматика: матеріали XXIV Між. наук.-тех. конф., [Київ], 26-27 груд. 2024 р. / Він. аграр. ун-т. – Вінниця, 2024. – С. 53-56.*

10. Андріїшин, М. П. CFD-аналіз чисельного моделювання процесу стиснення газо-водневої суміші в відцентрових компресорах при транспортуванні [Текст] / М. П. Андріїшин, К. І. Капітанчук, & Д. О. Шклярук // Двигуни та енергетичні установки: матеріали XVII Між. наук.-тех. конф., [Київ], 18–20 квіт. 2025 р. / Київ. авіац. ін-т. – Київ, 2025. – С. 6.33–6.37.

References

1. Andriyishyn, M., Kapitanchuk, K., & Andriyishyn, N. Vyznachennya efektyvnosti roboty hazopere-kachuval'noho ahrehatu kompresornoyi stantsiyi za danymy yiyi ekspluatatsiyi [Determining the efficiency of the gas transmission and pumping unit of a compressor station based on its operation data]. *Naukoyemni tekhnolohiyi*, 2021, vol. 1, no. 49, pp. 49–56. (In Ukrainian).

2. Dong, J., Song, B., & Yuan, X. Research on aerodynamic performance of centrifugal compressors for hydrogen-mixed natural gas. *PLoS ONE*, 2024, vol. 19, no. 10. 17 p. doi: 10.1371/journal.pone.0312829

3. Hydrogen-fueled gas turbines. *GE Gas Power*, 2023. Available at: https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydro-gen-fueled-gas-turbines (accessed 10 October 2023).

4. Seredyuk, M. Hazodynamichni rezhymy ekspluatatsiyi hazovykh merezh nyz'koho tysku pry transportuvanni hazo-vodnevykh sumishey [Gas-dynamic operating modes of low-pressure gas networks when transporting gas-hydrogen mixtures]. *Internauka*, 2021, vol. 1, pp. 52-62. doi: 10.25313/2520-2057-2021-1-6822. (In Ukrainian).

5. Adam, P., Bode, R., & Groissboeck, M. Readying pipeline compressor stations for 100 % hydrogen. *Turbomachinery Magazine*, 2020, vol. 61, no. 6. Available at: https://www.turbomachinerymag.com/view/readying-pipeline-compressor-stations-for-100-hydrogen (accessed: 15.05.2025).

6. Melaina, M., Antonia, O., & Penev, M., Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. *National Renewable Energy Laboratory*, 2013, 160 p.

7. Andriishyn, M., Kapitanchuk, K., & Kozlov, V. *Kompresorni stantsiyi mahistral'nykh hazo-provodiv: metodychni rekomendatsiyi do vykonannya kursovoho proektu* [Compressor stations of main gas pipelines: methodological recommendations for the implementation of a course project]. Kyiv, NAU Publ., 2018. 60 p. (In Ukrainian).

8. Andriishyn, M., Kapitanchuk, K., & Andriishyn, N. Doslidzhennya vplyvu hazo-vodnevoyi sumishi na hazotermodynamichni parametry roboty hazopere-kachuval'noho ahrehatu kompresornoyi stantsiyi [Study of the influence of a gas-hydrogen mixture on the gas-thermodynamic parameters of the gas-pumping unit of a compressor station]. *Naukoyemni tekhnolohiyi*, 2023, vol. 57, no. 1, pp. 77-85. doi: 10.18372/2310-5461.57.17447 (In Ukrainian).

9. Kapitanchuk, K., Andriishyn, M., & Shkliaruk, D. Analiz mozhlyvosti transportuvannya hazo-vodnevoyi sumishi cherez hazotransportnu systemu [Analysis of the possibility of transporting a gas-hydrogen mixture through the gas transportation system]. *XXIV Mizh. nauk.-tekh. konf. "Promyslova hidravlika i pnevmatyka"* [XXIV International Scientific and Technical Conference "Industrial Hydraulics and Pneumatics"]. Kyiv, 2024, pp. 53-56. (In Ukrainian).

10. Andriishyn, M., Kapitanchuk, K., & Shkliaruk, D. CFD-analiz chysel'noho modelyuvannya protsesu stysnennya hazo-vodnevoyi sumishi v vidtsentrovykh kompresorakh pry transportuvanni [CFD analysis of numerical modeling of the compression process of a gas-hydrogen mixture in centrifugal compressors during transportation]. *XVII Mizh. nauk.-tekh. konf "Dvyhuny ta enerhetychni ustanovky"* [XVII International Scientific and Technical Conference "Engines and Power Plants"]. Kyiv, 2025, pp. 6.33–6.37. (In Ukrainian).

Надійшла до редакції 10.06.2025, розглянута на редколегії 18.08.2025

ANALYSIS OF THE PERFORMANCE OF THE COMPRESSOR IMPELLER DURING THE TRANSPORTATION OF NATURAL GAS AND GAS-HYDROGEN MIXTURE

Kostiantyn Kapitanchuk, Dmytro Shkliaruk

The **research object** is the impeller of a centrifugal compressor used in gas-pumping units of main gas pipelines under conditions of transporting natural gas and its mixtures with hydrogen. This study **aims** to determine the impact of hydrogen addition to natural gas on gas-dynamic parameters and compressor efficiency and to assess the operating limits of existing equipment. **The research objectives** include: investigating changes in the fundamental physico-chemical properties of gas with hydrogen addition; performing mathematical calculations for compressor operating modes at hydrogen concentrations of 0%, 5%, 10%, 15%, and 20% H_2 ; conducting Computational Fluid Dynamics

ISSN 1814-4225 (print)
ISSN 2663-2012 (online)

(CFD) analysis of the gas flow in the impeller using ANSYS CFX for different hydrogen concentrations; comparing the obtained results; and determining the influence of gas composition on compressor parameters (pressure, temperature, velocity, efficiency, etc.). **The following methods were** used for solving the tasks: analytical calculation (using Mathcad software) and numerical-experimental method (CFD modeling in ANSYS CFX). Obtained **results**: An increase in the hydrogen volumetric fraction significantly reduces the gas density, causing a decrease in the compressor's generated pressure, temperature, and efficiency. The rising hydrogen content shifts the compressor's operating point toward higher flow rates and closer to surge conditions, narrowing the stable operation region by approximately 30% at 20% hydrogen concentration. **Conclusions.** The addition of hydrogen to natural gas significantly affects the performance of centrifugal compressors by reducing gas density, lowering efficiency, and limiting the stable operating range. To ensure stable operation during transportation of gas-hydrogen mixtures, adjustments in compressor operation modes-specifically, increasing flow rates or rotational speed, are necessary. The results obtained allow evaluation of existing equipment limits and provide recommendations for modernization to enable efficient transportation of gas-hydrogen mixtures.

Keywords: centrifugal compressor; compressor impeller; natural gas; gas-hydrogen mixture; hydrogen concentration; CFD modeling; ANSYS CFX; gas-dynamic parameters; efficiency; surge region; gas transportation.

Капітанчук Костянтин Іванович – канд. техн. наук, доц., проф. каф. авіаційних двигунів, Державний університет «Київський авіаційний інститут», Київ, Україна.

Шклярук Дмитро Олександрович – асп. каф. авіаційних двигунів, Державний університет «Київський авіаційний інститут», Київ, Україна.

Kostiantyn Kapitanchuk - Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Professor at the Department of Aircraft Engines, State University "Kyiv Aviation Institute", Kyiv, Ukraine,
e-mail: kostiantyn.kapitanchuk@npp.kai.edu.ua, ORCID: 0000-0003-3605-0977.

Dmytro Shkliaruk – PhD Student of the Department of Aircraft Engines, State University "Kyiv Aviation Institute", Kyiv, Ukraine,
e-mail: amiako7250@gmail.com, ORCID: 0009-0007-6699-9047.