

МЕТОДОЛОГІЯ РОЗРАХУНКУ ГУСТИНИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ ВЕЛИКОЇ ПРОТЯЖНОСТІ

О.М. Сусак, Д.А. Волинський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727139,
e-mail: tznng@nuing.edu.ua

Розглядається питання розрахунку густини природного газу за різними рівняннями стану реального газу в умовах його транспортування при значеннях тиску до 25 МПа. Проведено обчислення даного параметра згідно алгоритмів Американської Газової Асоціації (AGA 8), Бенедикта-Вебба-Рубіна, Соаве-Редліха-Квонга та Пенга-Робінсона. За отриманими результатами здійснено порівняльний аналіз щодо точності визначення необхідних показників. Як еталонне рівняння запропоновано застосовувати залежність AGA 8 у зв'язку із найкращою точністю у порівнянні із експериментальними значеннями. Проте, слід відзначити, що рівняння Пенга-Робінсона достатньо точно описує вказаний діапазон робочих тисків, однак характеризується похибкою в $1,6 \div 3,5$ % у порівнянні із залежністю AGA 8, на відміну від інших двох. Тому для практичного застосування у вказаному діапазоні робочих тисків можливе застосування рівняння Пенга-Робінсона. Наводяться переваги та недоліки вище вказаних алгоритмів у процесі їх практичного застосування. Також вказано на важливість врахування фізичних властивостей всіх компонентів під час розрахунку параметрів транспортування природного газу при надвисоких тисках. Для практичного застосування пропонується графічні залежності густини природного газу за різних тисків та температур.

Ключові слова: AGA 8, коефіцієнт стисливості, рівняння стану, фізичні властивості природного газу.

Рассматривается вопрос расчета плотности природного газа по разным уравнениями состояния реального газа в условиях его транспортировки при давлениях до 25 МПа. Проведены вычисления данного параметра согласно алгоритмов Американской Газовой Ассоциации (AGA 8), Бенедикта-Вэбба-Рубина, Соаве-Редлиха-Квонга и Пэнга-Робинсона. По полученным результатам проведен сравнительный анализ точности определения необходимых показателей. В качестве эталонного уравнения предложено применять зависимость AGA 8 в связи с лучшей точностью по сравнению с экспериментальными значениями. Следует отметить, что уравнение Пэнга-Робинсона достаточно точно описывает указанный диапазон рабочих давлений и характеризуется погрешностью в $1,6 \div 3,5$ % по сравнению с зависимостью AGA 8, в отличие от двух других. Поэтому для практического применения в указанном диапазоне рабочих давлений возможно применение уравнения Пэнга-Робинсона. Приводятся преимущества и недостатки вышеуказанных алгоритмов в процессе их практического применения. Также отмечается важность учета физических свойств всех компонентов при расчете параметров транспортировки природного газа при сверхвысоких давлениях. Для практического применения предлагается графические зависимости плотности природного газа при различных давлениях и температурах.

Ключевые слова: AGA 8, коэффициент сжимаемости, уравнение состояния, физические свойства природного газа.

The article refers to the question of natural gas density calculation, applying different equations of real gas state while transporting it at pressures up to 25 MPa. Calculations of this parameter were carried out according to the algorithms of American Gas Association (AGA 8), Benedict-Webb-Rubin, Soave-Redlich-Kwong and Peng-Robinson. A comparative analysis of the accuracy of measurements of required parameters, obtained by these equations, was performed as well. As a reference equation, it is proposed to use AGA 8 equation of state because of its least uncertainty in comparison with the experimental values. However, it should be noted, that the Peng-Robinson equation also accurately describes the specified range of operating pressures, though, it has uncertainty limits $1.6 \div 3.5\%$ in comparison with AGA 8 method, unlike the other two. Therefore, Peng-Robinson equation can be applied in practice in the specified range of operating pressures. The article additionally indicates the advantages and disadvantages of the above mentioned algorithms in the course of their practical application. Furthermore, it is emphasized on the importance of taking into account the physical properties of all components while calculating the parameters of transportation of natural gas under ultrahigh pressures. For practical application it is offered to use diagrams of the natural gas density at different pressures and temperatures.

Keywords: AGA 8, the coefficient of compressibility, equation of state, physical properties of natural gas.

На даний час для проектування та виконання оперативних розрахунків параметрів потоку газу, що транспортується газотранспортною системою ПАТ «Укртрансгаз», використовується фізико-математична модель, викладена у нормативних документах [1, 2]. Дана фізико-математична модель заснована на використанні емпіричних залежностей для розрахунку властивостей природного газу і способів вирішення спрощеної, з постійними коефіцієнтами, стаціонарної системи одновимірних рівнянь гідро-

динаміки. Використана у нормативних документах фізико-математична модель дає змогу наближено обчислювати параметри потоку стаціонарної течії природного газу у трубопроводі при робочих тисках від 1,2 МПа до 10 МПа і температурах від 250 К до 400 К. Під час розрахунків використовуються середні за довжиною ділянки газопроводу теплофізичні властивості газу та параметри навколишнього середовища.

У сучасних умовах розвитку світової газової промисловості існує необхідність для умов ГТС України розробки одновимірної фізико-математичної моделі і алгоритму розрахунку параметрів однофазного потоку природного газу у магістральних газопроводах з робочим тиском до 25 МПа.

На сьогодні вже офіційно введено в експлуатацію дві нитки газопроводу «Північний потік» між Росією та Німеччиною, тиск на вході якого складає 22 МПа. Даний газопровід складається з трьох секцій, кожній із яких відповідає значення робочого тиску 22 МПа, 20 МПа, 17,75 МПа із зменшенням в напрямку до кінцевого пункту призначення газу. Мінімально допустимий тиск в кінці «Північного потоку» не менший за 10 МПа. Поряд з трубопровідним транспортом набуває широкого застосування технологія транспортування стисненого природного газу в якості автомобільного палива замість бензину чи дизельного палива. Такий газ отримують шляхом стиснення (компримування) природного газу у компресорних установках. Його зберігання та транспортування відбувається у спеціальних накопичувачах під тиском 20-22 МПа. На сучасному етапі розвитку газової промисловості України все частіше постає питання розвитку технології перевезення газу у стисненому вигляді (CNG), що є найбільш актуальним варіантом у зонах підвищеної небезпеки руху. Основою цієї технології транспортування природного газу є спеціальні обладнані судна. Науковцями світу запропонована технологія транспортування стисненого природного газу на судах-контейнеровозах, обладнаних стандартними 20- або 40-футовими морськими контейнерами, що містять ємності для зберігання стисненого газу [3, 4, 5].

Серед сучасних вітчизняних публікацій слід відмітити роботу Ф.Д. Матіко [6], де приділяється увага аналізу методів розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу з допомогою різних алгоритмів згідно з національними та міжнародними стандартами та їх порівняння. Даний параметр є важливим при визначенні інших фізичних (наприклад густина) та термодинамічних параметрів (ентальпія, внутрішня енергія тощо) природного газу.

Сучасне програмне забезпечення газової індустрії дає можливість досить легко на етапі проектування та в реальному часі проводити обчислення параметрів природного газу, що транспортується, із врахуванням зміни його фізичних властивостей. В основному, розрахунки виконуються на основі вимірних значень тиску і температури та на основі визначених попередньо та введених значень параметрів складу.

Розрахований коефіцієнт стисливості має значний вплив на похибку результатів обчислення параметрів транспортування газу. На сьогодні існує велика кількість рівнянь стану для цього параметра, серед яких кубічні рівняння стану, багатоконстантні рівняння, віріальне рівняння тощо. Світовими центрами із дослідження фізичних властивостей розроблені

стандарти ГОСТ 30319.2-96 [2], ДСТУ ISO12213-2,3:2009 [7, 8], ISO 20765-1:2005 [9], ISO 12213-2:2006 [10]. Вказані нормативні документи мають різні вимоги до формування вхідних даних для виконання розрахунку, різні алгоритми розрахунку, однак межі застосування багатьох із них є близькими.

Станом на сьогодні в Україні введений в дію та застосовується для розрахунку параметрів фізичних властивостей природного газу комплекс Міждержавних стандартів ГОСТ 30319.0,1,2,3-96. До складу цього комплексу входить стандарт ГОСТ 30319.2-96 [2], який безпосередньо стосується розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу і містить чотири методи розрахунку: модифікований метод NX19 мод., модифікований метод Європейської групи газових досліджень GERG-91 мод., метод Американської газової асоціації AGA8-92DC, метод Всеросійського науково-дослідного центру сировини, матеріалів і речовин ВНИЦСМВ. Методи NX19 мод. та GERG-91 мод. вимагають для виконання розрахунку мінімального набору вхідних даних. Склад природного газу для цих методів задають трьома параметрами: густиною за стандартних умов, вмістом азоту та вмістом вуглекислого газу. Для розрахунку коефіцієнта стисливості за методами AGA8-92DC та ВНИЦСМВ необхідно мати дані про повний компонентний склад газу. Стандартом ГОСТ 30319.2-96 [2] для всіх чотирьох методів розрахунку коефіцієнта стисливості визначена однакова область застосування за діапазоном зміни тиску ($0,1 \text{ МПа} \leq P \leq 12,0 \text{ МПа}$), температури ($250 \text{ К} \leq T \leq 340 \text{ К}$), густини газу за стандартних умов ($0,66 \text{ кг/м}^3 \leq \rho \leq 1,05 \text{ кг/м}^3$), вмісту азоту та вуглекислого газу ($0 \leq x_a \leq 15 \text{ мол.}\%$; $0 \leq x_v \leq 15 \text{ мол.}\%$). Даний нормативний документ обмежений максимальним тиском в 12 МПа, що не задовольняє сучасним вимогам розвитку системи транспортування газу. Наказом Державного комітету України з питань технічного регулювання та споживчої політики № 485 від 30.12.2009 [11] затверджено національні стандарти ДСТУ ISO 12213-1,2,3:2009, які є ідентичними до відповідних стандартів ISO 12213-1,2,3:2006. Стандарт ДСТУ ISO 12213-2:2009 [7] містить метод розрахунку фактора стисливості природного газу на основі рівняння стану AGA8-92DC та потребує даних про повний компонентний склад газу.

Для розробки моделі розрахунку параметрів потоку у необхідному діапазоні застосовності, що відповідає робочим параметрам ГТС, часто виникає необхідність вибору методу розрахунку коефіцієнта стисливості для окремої задачі із переліку тих, застосування яких дозволене нормативними документами для умов цієї задачі. Відповідно, в першу чергу, необхідно вибрати рівняння стану, яке задовільно працює в заданих умовах. Вибір методу розрахунку коефіцієнта стисливості найбільш суттєво впливає на похибку обчислення параметрів транспорту газу в системах, які працюють за високого тиску, оскільки систематичне відхилення густини може бути однією із причин ви-

никнення похибки у разі застосування різних методів розрахунку даного параметра.

Метою даної роботи є обґрунтування рівнянь стану реального газу для розрахунку магістральних газопроводів, що працюють за умов робочого тиску понад 12 МПа, визначення меж застосування кожного із запропонованих рівнянь. У роботі застосовуються методи математичного моделювання.

Рівняння стану ідеального газу дійсно добре «працює» для низьких тисків, коли концентрації речовини малі і молекули майже не взаємодіють одна з одною. При підвищенні тиску рівняння стану ідеального газу стає непридатним: розраховані за ним параметри значно відрізняються від результатів вимірювань. У зв'язку з цим були запропоновані різні варіації рівнянь стану, що враховують властивості реального газу. Один з найбільш поширених способів опису властивостей реального газу – це введення в рівняння стану корелюючого множника, так званого коефіцієнта стисливості:

$$Z = \frac{P}{\rho RT} \quad (1)$$

або

$$Pv = ZRT. \quad (2)$$

Коефіцієнт стисливості зазвичай корелюється з приведеною температурою T_r і приведеним тиском P_r [12]:

$$Z = Z(P_r, T_r), \quad P_r = \frac{P}{P_{кр}}, \quad T_r = \frac{T}{T_{кр}}, \quad (3)$$

де $P_{кр}$ – псевдокритичний тиск газу;

$T_{кр}$ – псевдокритична температура газу.

Рівняння (3) для коефіцієнта стисливості Z залежить від двох параметрів. Такі залежності прийнято називати двопараметричними кореляціями. Розрахунки можуть бути виконані за діаграмами для $Z(P_r, T_r)$, або якщо задана аналітична залежність для (3). Обидва методи є наближеними.

Було зроблено багато різних пропозицій, які при збереженні загальної концепції спрямовані на збільшення точності розрахунків і розширення меж застосування способу розрахунку коефіцієнта стисливості Z . Найбільш успішні методи розрахунку часто включають в себе додатковий третій параметр. Як третій корелюючий параметр може використовуватися фактор ацентричності Пітцера. Цей параметр є показником несферичності поля молекулярних сил. Наприклад, значення $\omega = 0$ відповідає сферичній симетрії в розрідженому газі. Передбачається, що молекулам з однаковим фактором ацентричності відповідає однакова функція $Z(P_r, T_r)$. У даному випадку замість підготовки окремих таблиць для кожного фактора ацентричності ω автори [12] припустили, що можна користуватися розкладом виду:

$$Z = z^{(0)}(P_r, T_r) + \omega z^{(1)}(P_r, T_r), \quad (4)$$

у якому функція $z^{(0)}$ характеризує поведінку сферичних молекул, а $z^{(1)}$ являє собою функцію відхилення.

Оскільки неідеальність газу може бути зручно виражена через коефіцієнт стисливості і, враховуючи, що термодинамічні характеристики, розраховуються за допомогою рівняння стану, то його вибір визначає коректність всіх подальших розрахунків.

На сьогоднішній день наявна велика кількість рівнянь стану, що володіють різними перевагами. Однак більшість з них коректно працюють тільки у деякій частині області побудови необхідної фізико-математичної моделі.

В даний час для розрахунку властивостей газу при його транспортуванні системою магістральних газопроводів у США і Європі широко застосовується рівняння стану Американської Газової Асоціації AGA 8, воно також застосоване в ДСТУ ISO 12213-2:2009 [7]. Для розрахунку коефіцієнта стисливості Z використовується рівняння виду:

$$Z = 1 + B\rho_m - \rho_{II} \sum_{n=8}^{13} C_n^* + \quad (5)$$

$$\sum_{n=8}^{53} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_{II}^{k_n}) \rho_{II}^{b_n} \exp(-c_n \rho_{II}^{k_n}),$$

де B і C_n^* – коефіцієнти рівняння стану,

ρ_m – молярна густина, кмоль/м³.

Константи b_n, c_n, k_n визначаються за таблицями. Приведену густина ρ_{II} визначають за формулою:

$$\rho_{II} = K_m^3 \rho_m. \quad (6)$$

Параметр K_m і коефіцієнти рівняння (5) розраховуються за формулами:

$$B = \sum_{n=1}^{13} a_n T^{-u_n} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j (G_{ij} + 1 - g_n)^{g_n} \times \quad (7)$$

$$\times (Q_i Q_j + 1 - q_n)^{q_n} \times [(F_i F_j)^{0.5} + 1 - f_n]^{f_n} \times$$

$$\times (Q^2 + 1 - q_n)^{q_n} (F + 1 - f_n)^{f_n} U^{u_n}, \quad (8)$$

де N – кількість компонентів у природному газі.

Константи a_n, u_n, g_n, q_n, f_n і характерні параметри компонентів E_i, K_i, G_i, Q_i, F_i є табличними значеннями. Бінарні параметри E_{ij}, G_{ij} і параметри U, K_m, G, Q, F розраховують зрівнянь:

$$E_{ij} = E_{ji} = E_{ij}^* (E_i E_j)^{0.5}, \quad (9)$$

$$G_{ij} = G_{ji} = G_{ij}^* \frac{G_i + G_j}{2}, \quad (10)$$

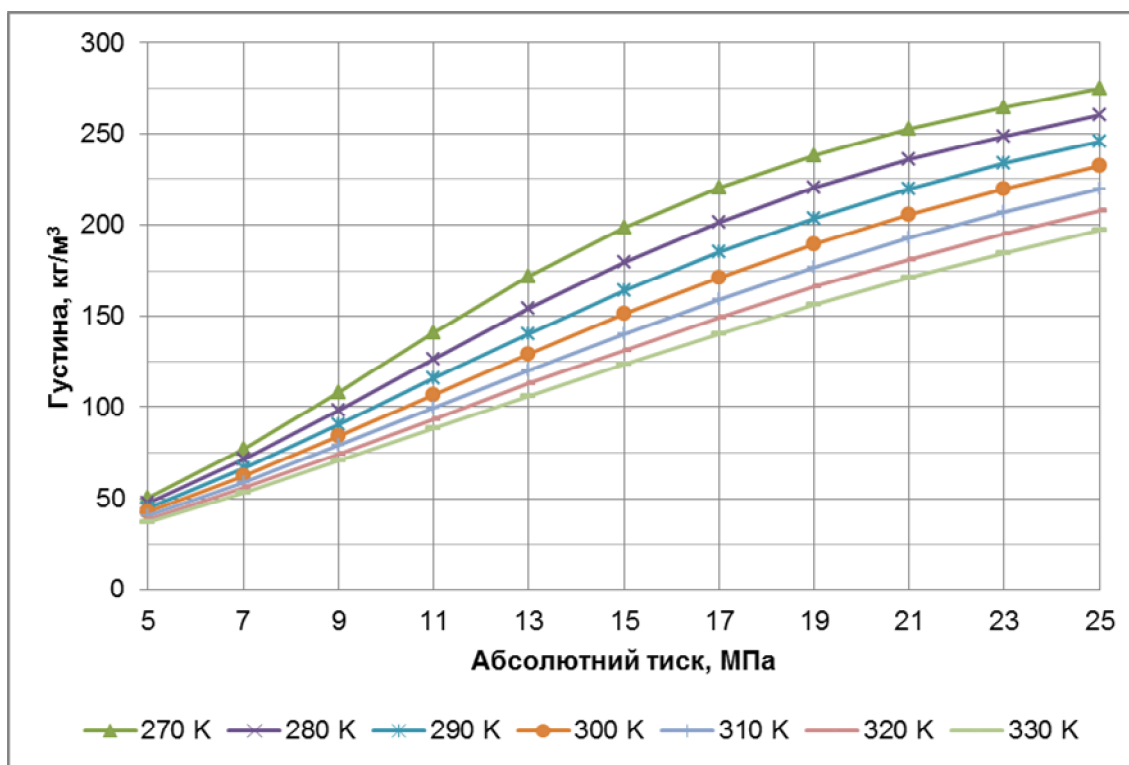


Рисунок 1 – Ізотерми залежності густини природного газу від тиску, отримані за рівнянням стану AGA 8

$$U^5 = \left[\sum_{i=1}^N x_i E_i^{2,5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (U_{ij}^5 - 1) (E_i E_j)^{2,5}, \quad (11)$$

$$G = \sum_{i=1}^N x_i G_i + \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (G_{ij}^* - 1) (G_i + G_j), \quad (12)$$

$$K_m^5 = \left[\sum_{i=1}^N x_i K_i^{2,5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (K_{ij}^5 - 1) (K_i K_j)^{2,5}, \quad (13)$$

$$Q = \sum_{i=1}^N x_i Q_i, \quad (14)$$

$$F = \sum_{i=1}^N x_i^2 F_i, \quad (15)$$

де E_{ij}^* , G_{ij}^* , U_{ij}^* , K_{ij}^* – табличні параметри бінарної взаємодії.

Для розрахунку коефіцієнта стисливості, а також інших властивостей газу за допомогою рівняння AGA 8, необхідно визначити молярну густину при заданих тиску і температурі. Це роблять ітераційно за допомогою методу Ньютона.

Використання даного рівняння стану дає хорошу точність: згідно з даними [9] в області тисків до 30 МПа і температур від 250К до

350К похибка обчислень коефіцієнта стисливості для широкого спектру сумішей природного газу становить до 0,4%. Однак, використання цього рівняння при обчисленнях на практиці, в основному, пов'язано з необхідністю розрахунку властивостей складних багатокомпонентних газових сумішей з істотним вмістом різних компонентів, в тому числі, фракцій вуглеводнів C_{6+} . Більше того, для проведення розрахунків за допомогою рівняння AGA 8 вкрай бажано знати максимально деталізований склад газу, при цьому точність розрахунків буде залежати від точності оцінки відсоткового вмісту кожного з компонентів газової суміші. Окрім цього, даний метод розрахунку виключає можливість оперативного визначення густини газу та вимагає наявності відповідних програмних продуктів.

Для проведення розрахунків та аналізу меж застосування у роботі взято два склади природного газу із відповідними молярними частками компонентів:

а) метан – 0,859, етан – 0,0845, пропан – 0,0234, бутан – 0,0069, н-пентан – 0,0012, н-гексан – 0,0002, н-гептан – 0,0001, н-октан – 0,0001, вуглекислий газ – 0,015, азот – 0,0096;

б) метан – 0,943, етан – 0,017, пропан – 0,01, бутан – 0,004, н-пентан – 0,0033, н-гексан – 0,0026, н-гептан – 0,0012, н-октан – 0,0009, вуглекислий газ – 0,011, азот – 0,007.

На рисунку 1 наведено результати розрахунку густини природного газу складу а), отримані за допомогою рівняння стану AGA 8 в діапазоні значень тиску від 5 МПа до 25 МПа та температур від 270 К до 330 К.

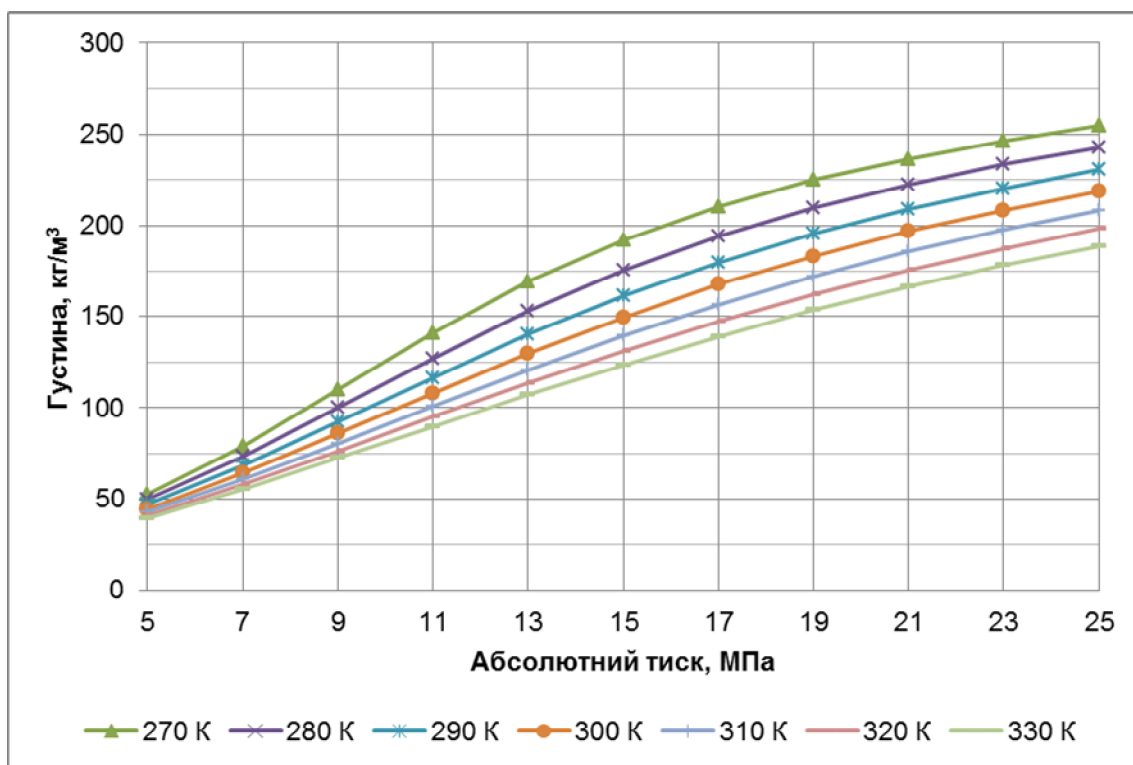


Рисунок 2 – Ізотерми залежності густини природного газу від тиску, отримані за рівнянням стану BWR-LK

Іншим рівнянням стану, що описує властивості компонентів природного газу і газової суміші, є узагальнена форма рівняння Бенедикта, Вебба і Рубіна з трипараметричною кореляцією Пітцера, запропонована Лі та Кесслером [12, 13], далі – рівняння BWR-LK. Коефіцієнт стисливості речовини пов'язується з коефіцієнтом стисливості простої речовини і еталонної, в якості якої обрано н-Октан:

$$Z = z^0 + \frac{\omega}{\omega^R} (z^R - z^0), \quad (16)$$

де z^0 – коефіцієнт стисливості простої речовини;

z^R – коефіцієнт стисливості еталонної речовини;

ω – фактор ацентричності Пітцера. Коефіцієнти стисливості простої і еталонної речовини визначаються за виразом

$$z^{0,R} = \frac{P_r V_r}{T_r}, \quad (17)$$

де V_r залежить від приведених тиску і температури та знаходиться при розв'язанні рівняння

$$\frac{P_r V_r}{T_r} = 1 + \frac{B}{V_r} + \frac{C}{(V_r)^2} + \frac{D}{(V_r)^5} + \frac{c_4}{T_r^3 (V_r)^2} \left(\beta + \frac{\gamma}{(V_r)^2} \right) e^{-\frac{\gamma}{(V_r)^2}}, \quad (18)$$

де

$$B = b_1 - \frac{b_2}{T_r} - \frac{b_3}{T_r^2} - \frac{b_4}{T_r^3}, \quad (19)$$

$$C = c_1 - \frac{c_2}{T_r} + \frac{c_3}{T_r^3}, \quad (20)$$

$$D = d_1 + \frac{d_2}{T_r}. \quad (21)$$

Константи b_1 , c_i і d_1 для простої і еталонної речовини – табличні дані [14].

Це рівняння можна застосувати і для опису суміші газів. Для цього критичні параметри речовини замінюються псевдокритичними, що розраховуються за формулами:

$$V_{kpi} = \frac{(0,2905 - 0,0851\omega_i) R_\mu T_{kpi}}{P_{kpi}}, \quad (22)$$

$$V_{kp} = \sum_i \sum_j y_i y_j (V_{kpi}^{1/3} + V_{kpi}^{1/3})^3, \quad (23)$$

$$T_{kp} = \frac{1}{8V_{kp}} \sum_i \sum_j y_i y_j (V_{kpi}^{1/3} + V_{kpi}^{1/3})^3 (T_{kpi} T_{kpi})^{1/2}, \quad (24)$$

$$\omega = \sum_i y_i \omega_i, \quad (25)$$

$$P_{kp} = \frac{(0,2905 - 0,085\omega) R_\mu T_{kp}}{V_{kp}}. \quad (26)$$

Тут P_{kp} – псевдокритичний тиск суміші, T_{kp} – псевдокритична температура суміші, ω – фактор ацентричності суміші.

На рисунку 2 представлені результати розрахунку густини природного газу складу а), отримані за допомогою рівняння стану BWR-LK.

Рівняння стану Соаве-Редліха-Квонга (SRK) і Пенга-Робінсона (PR) поряд з рівнянням Ван-дер-Ваальса називають кубічними рівняннями стану, тому що розкладання їх у многочлен призводить до кубічного степеня густини [14]. Окрім охоплення широкого діапазону умов, ці рівняння також можуть бути виражені в узагальненій формі за правилами змішування, які дозволяють розрахувати коефіцієнти для різних сумішей. Тому їх іноді називають рівняннями стану сумішей.

Всі кубічні рівняння мають таку форму:

$$P = \frac{RT}{v-b} + \frac{a}{v^2 + Av + B}, \quad (27)$$

де v – молярний об'єм, м³/моль.

Якщо v – це молярний об'єм і A і B рівні нулю, то рівняння (27) набуває вигляду рівняння Ван-дер-Ваальса. Для більш загального рівняння a , b , A і B є функціями температури, які визначаються за допомогою емпіричних залежностей.

Рівняння SRK є модифікацією Соаве моделі рівняння Редліха-Квонга (RK), яке широко використовувалося для розрахунків хімічної рівноваги. Рівняння SRK більш якісно визначає густину рідини. Для рівняння SRK, B у рівнянні (27) перетворюється у нуль і $A = b$. a і b задаються наступним чином:

$$a = \frac{0,42748R^2T_{кр}^2}{P_{кр}} \times \quad (28)$$

$$\times \left[1 + (0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2, \\ b = \frac{0,08664RT_{кр}}{P_{кр}}, \quad (29)$$

де ω – коефіцієнт ацентричності Пітцера,

$$T_r = \frac{T}{T_{кр}} \text{ – приведена температура,}$$

$T_{кр}$ – критична температура.

Числові константи і залежність $T_{кр}$ вибирають таким чином, щоб забезпечити відповідність для тиску парів вуглеводнів.

Враховуючи a і b з (28) і (29), рівняння SRK має вигляд:

$$P = \frac{RT}{V - \frac{0,08664RT_{кр}}{P_{кр}}} + \left(\frac{\frac{0,42748R^2T_{кр}^2}{P_{кр}}}{V^2 + \frac{0,08664RT_{кр}}{P_{кр}}V} \right) \times \\ \times \left[1 + (0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2. \quad (30)$$

Рівняння (30) може бути виражене через густину $V = \frac{M}{\rho}$:

$$P = \frac{\frac{\rho RT}{M}}{1 - \frac{0,08664\rho RT_{кр}}{MP_{кр}}} + \left(\frac{\frac{0,42748\rho^2 R^2 T_{кр}^2}{M^2 P_{кр}}}{1 + \frac{0,08664\rho RT_{кр}}{MP_{кр}}} \right) \times \\ \times \left[1 + (0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2. \quad (31)$$

У поліномній формі його можна перетворити до вигляду (34):

$$A = \frac{aP}{R^2 T^2}, \quad (32)$$

$$B = \frac{bP}{RT}, \quad (33)$$

$$Z^3 - Z^2 + Z(A - B - B^2) - AB = 0. \quad (34)$$

На рисунку 3 представлені результати розрахунку густини природного газу складу а), отримані за допомогою рівняння стану SRK.

У рівнянні стану Пенга-Робінсона (PR) $A = 2b$, $B = -b^2$,

$$a = \frac{0,45724R^2T_{кр}^2}{P_{кр}} \times \quad (35)$$

$$\times \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2; \\ b = \frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}}, \quad (36)$$

тоді рівняння PR має вигляд:

$$P = \frac{RT}{V - \frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}}} + \quad (37)$$

$$\left(\frac{\frac{0,45724R^2T_{кр}^2}{P_{кр}}}{V^2 + 2\frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}}V - \left(\frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}} \right)^2} \right) \times$$

$\times \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2$, де, знову ж таки, числові константи були отримані відповідно до даних про тиски парів вуглеводнів.

З точки зору густини, рівняння (37) набуває вигляду:

$$P = \frac{\frac{\rho RT}{M}}{1 - \frac{0,07780\rho RT_{кр}}{MP_{кр}}} + \quad (38)$$

$$\left(\frac{\frac{0,45724\rho^2 R^2 T_{кр}^2}{M^2 P_{кр}}}{1 + 2\frac{0,07780\rho RT_{кр}}{MP_{кр}} - \left(\frac{0,07780\rho RT_{кр}}{MP_{кр}} \right)^2} \right) \times \\ \times \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2.$$

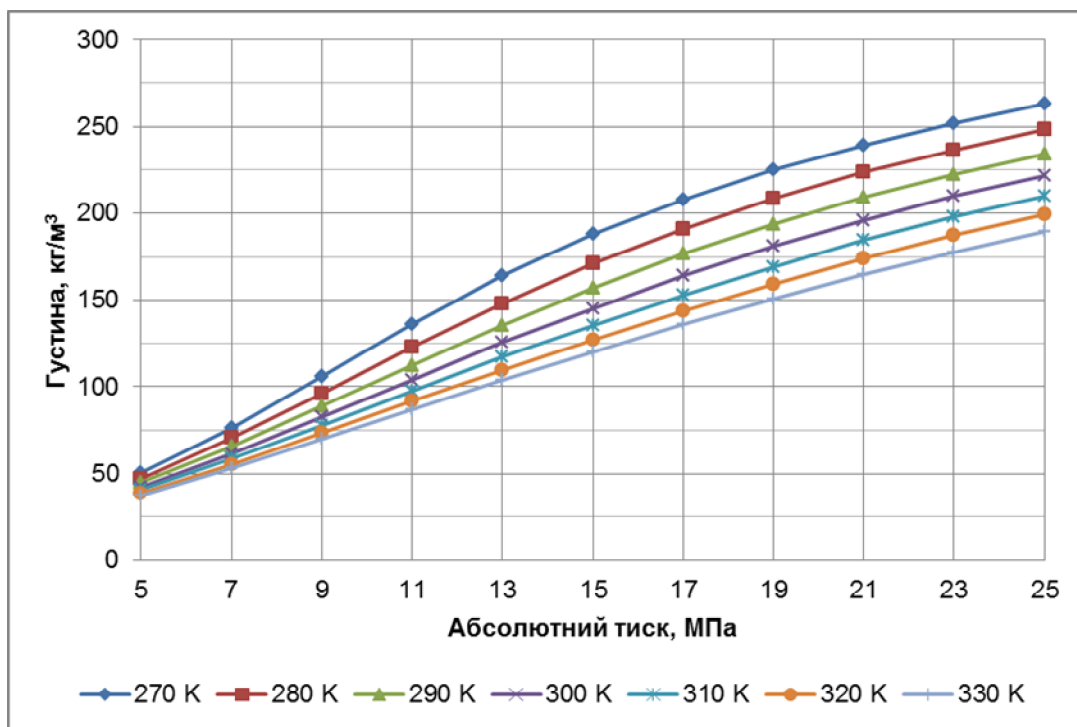


Рисунок 3 – Ізотерми залежності густини природного газу від тиску, отримані за рівнянням стану SRK

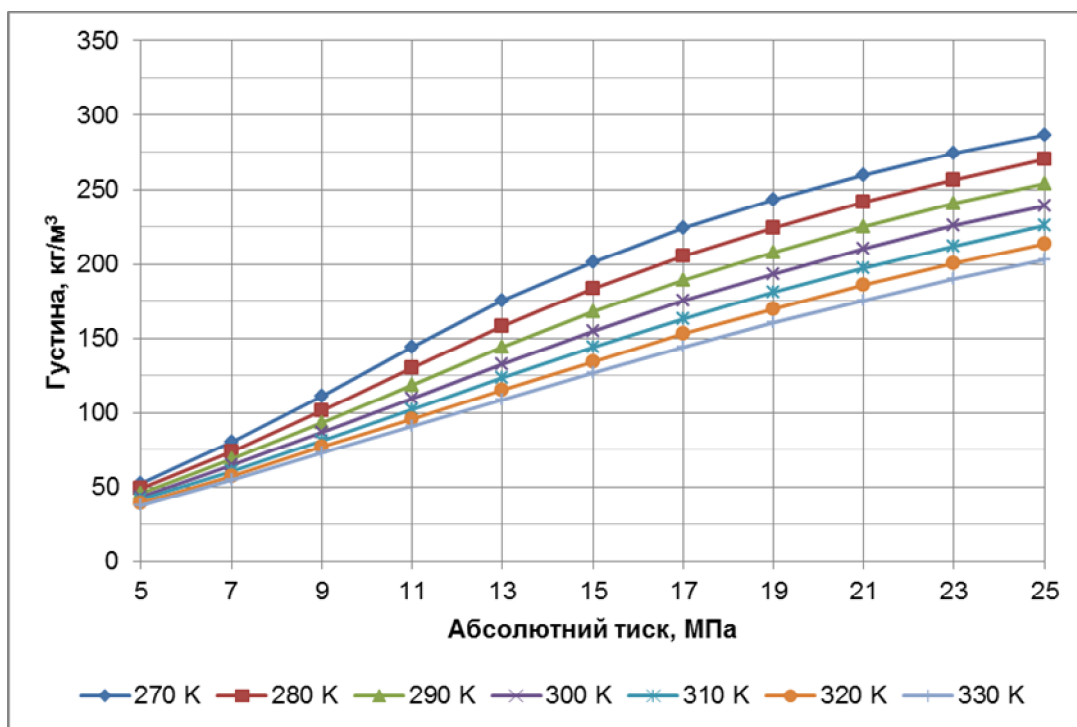


Рисунок 4 – Ізотерми залежності густини природного газу від тиску, отримані за рівнянням стану PR

У поліномній формі вираз (38) набуде вигляду (41):

$$A = \frac{aP}{R^2T^2}, \quad (39)$$

$$B = \frac{bP}{RT}, \quad (40)$$

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0. \quad (41)$$

На рисунку 4 відображені результати розрахунку густини природного газу складу а), отримані за допомогою рівняння стану PR.

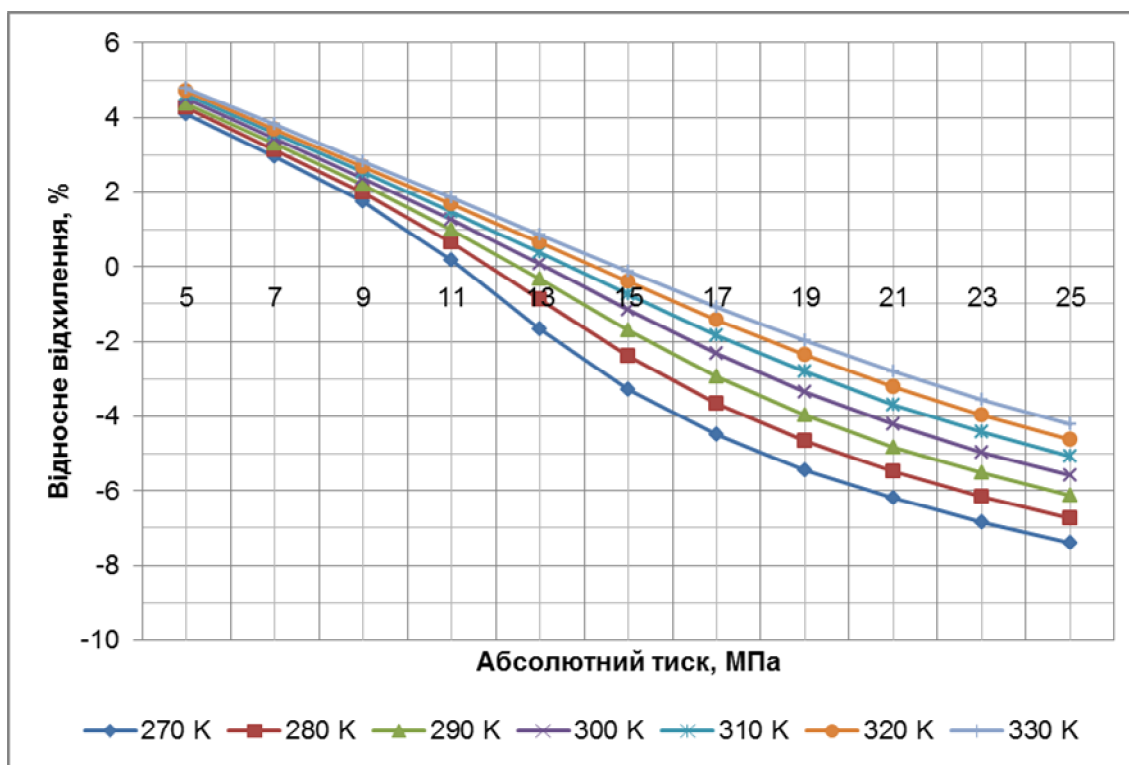


Рисунок 5 – Ізотерми залежності відносного відхилення між методами AGA 8 і BWR-LK від тиску

Рівняння SRK і PR мають спільні проблеми, а саме: вони не є адекватними при високих густинах як для рідин, так і для надкритичних флюїдів. Причина цього полягає в природі міжмолекулярних сил. На відстанях, більших, ніж типова відстань між молекулами у рідині, сила є притягуючою, і змінюється як відносно низький ступінь відстані між молекулами. Як тільки молекули перебувають у контакті, сила стає відштовхуючою, і зростає експоненціально зі зменшенням відстані. Це ще один спосіб довести про те, що молекули нестисливі. Зіштовхування молекул на меншу відстань вимагає їх деформування, якому вони чинять сильний опір.

Кубічні рівняння стану типу моделі Соаве, що використовують правила змішування Ван-дер-Ваальса, не досить добре «справляються» з моделювання фазової поведінки полярних систем. Як свідчить досвід різних дослідників, рівняння PR є більш простим і надійним, ніж багато інших, проте, як PR так і SRK неадекватно моделюють залежність для більш важких сумішей вуглеводнів C₁₀ – C₁₁.

Представлення швидкого збільшення відштовхуючих міжмолекулярних сил з відстанню вимагає залежності від густини, яка є точніша за кубічні співвідношення.

Один зі способів отримати кращу залежність є виведення віріального рівняння із більшою кількістю умов. Проблема в тому, що багато параметрів є обов'язковими. До того ж, велике число коефіцієнтів, які повинні бути оцінені з даними, може погіршити загальну залежність в цілому.

При виконанні даної роботи авторами також проведено порівняння результатів значення густини газу а), отриманих за наведеними рівняннями стану. Графіки для наочного зіставлення представлені на рисунках 5, 6, 7. За основу порівняння взято відносну похибку відносно методу AGA 8, яка обчислювалася за формулами:

$$\delta = \frac{\rho_{BWR-LK} - \rho_{AGA8}}{\rho_{AGA8}} \cdot 100, \quad (42)$$

$$\delta = \frac{\rho_{SRK} - \rho_{AGA8}}{\rho_{AGA8}} \cdot 100, \quad (43)$$

$$\delta = \frac{\rho_{PR} - \rho_{AGA8}}{\rho_{AGA8}} \cdot 100. \quad (44)$$

З рисунку 5 видно, що значення відносного відхилення між методами AGA 8 і BWR-LK розподілені у півплощині як додатних, так і від'ємних значень. За еталонне рівняння прийнято застосовувати залежність AGA 8 у зв'язку із найкращою точністю у порівнянні із експериментальними значеннями. Виходячи із даного положення слід відзначити, що застосування рівняння BWR-LK прийнятне в діапазоні 9,5÷12,5 МПа, за умови зростання тиску похибка розрахунку сягає 6%, що є не прийнятним для точних розрахунків параметрів стану речовини.

На рисунку 6 наведено ізотерми залежності відносного відхилення між методами AGA 8 і SRK від тиску. За результатами розрахунку слід відмітити, що рівняння SRK суттєво занижує значення густини природного газу за умов абсолютного робочого тиску більше 10 МПа, а

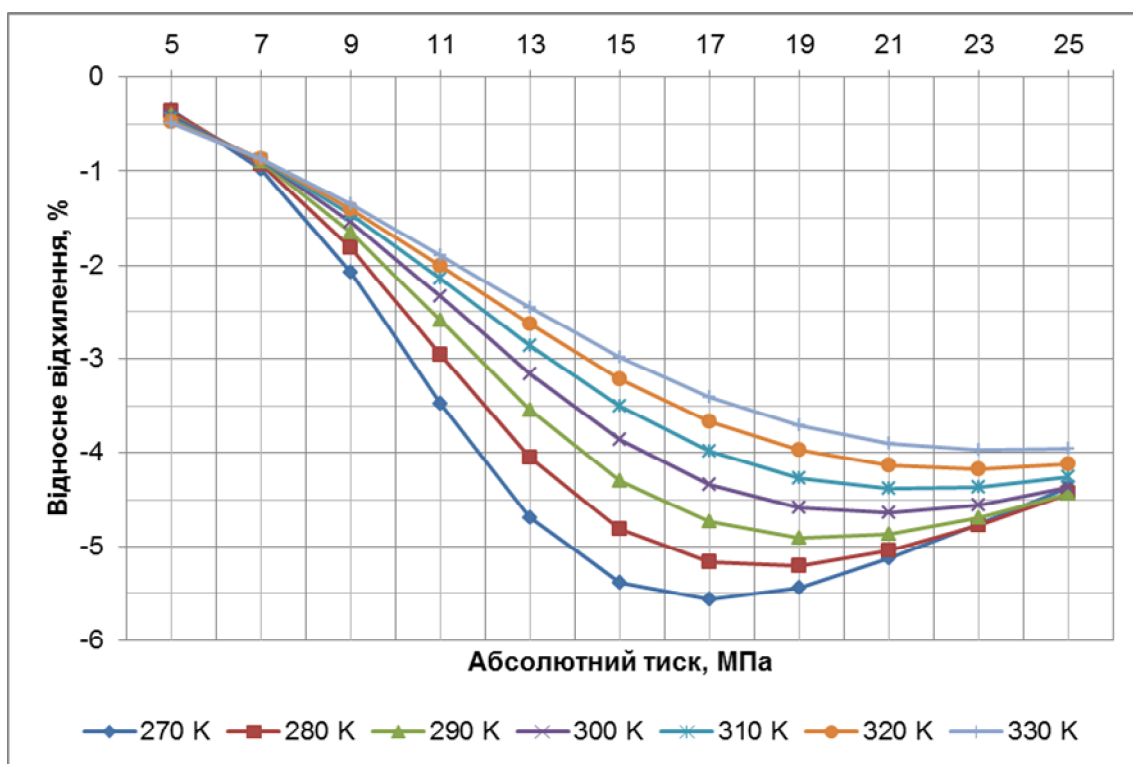


Рисунок 6 – Ізотерми залежності відносного відхилення між методами AGA 8 і SRK від тиску

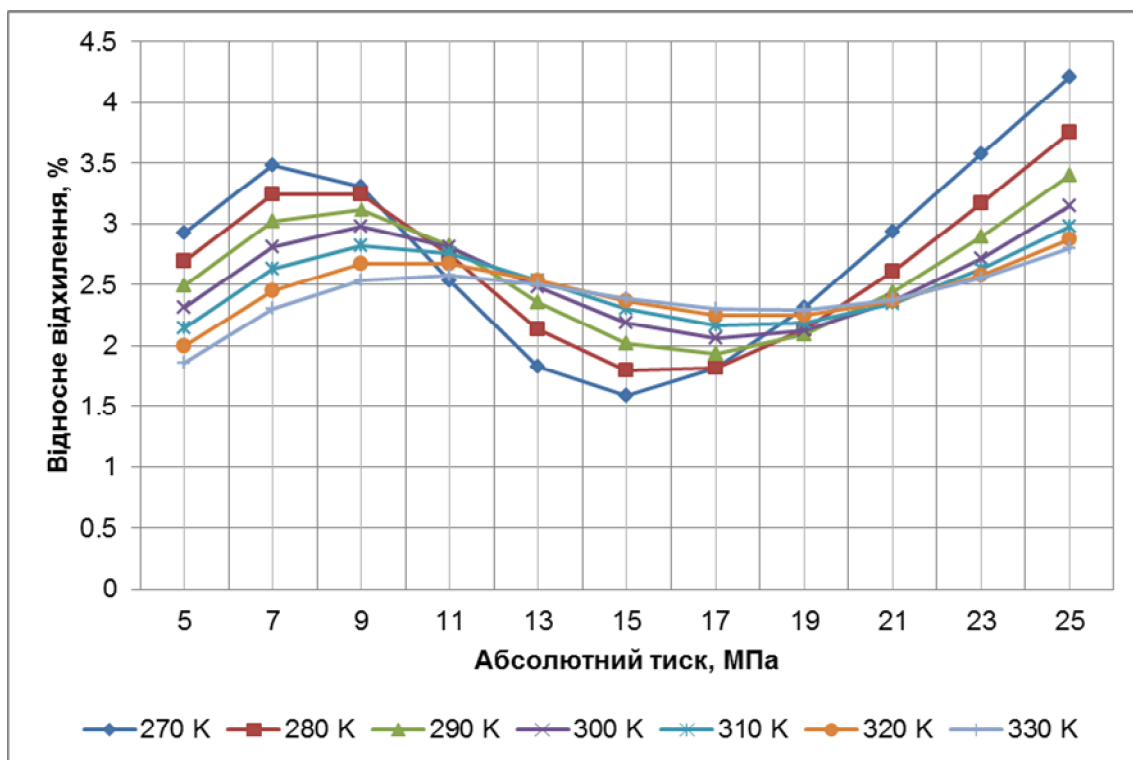


Рисунок 7 – Ізотерми залежності відносного відхилення між методами AGA 8 і PR від тиску

тому дана залежність має обмежене застосування у вказаному діапазоні робочих тисків.

На рисунку 7 ізотерми залежності відносного відхилення між методами AGA 8 і PR від абсолютного тиску. Слід відзначити, що рівняння PR краще описує вказаний діапазон робочих тисків, ніж рівняння SRK, однак теж ха-

рактеризується похибкою в 1,6÷3,5 % у порівняння із залежністю AGA 8. У зв'язку із значною складністю розрахунків за залежністю AGA 8 для практичного застосування у вказаному діапазоні робочих тисків можливе застосування рівняння PR.

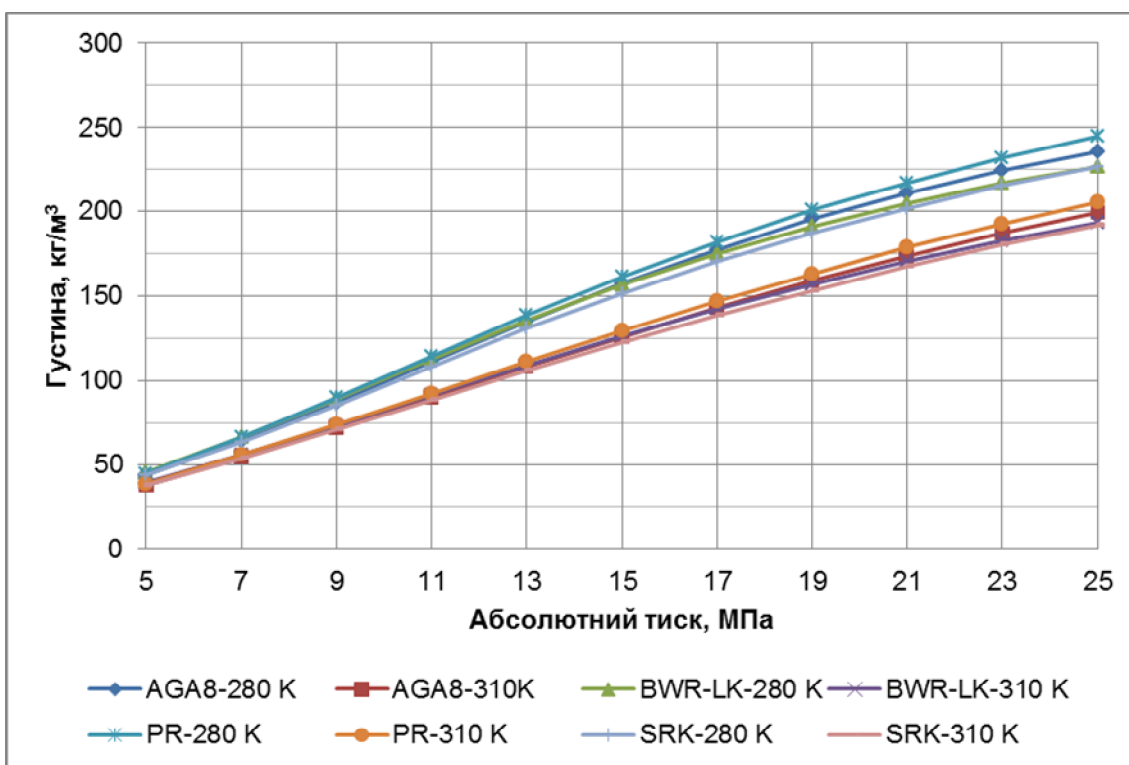


Рисунок 8 – Ізотерми залежності густини природного газу від тиску за рівняннями стану AGA 8, BWR-LK, SRK та PR

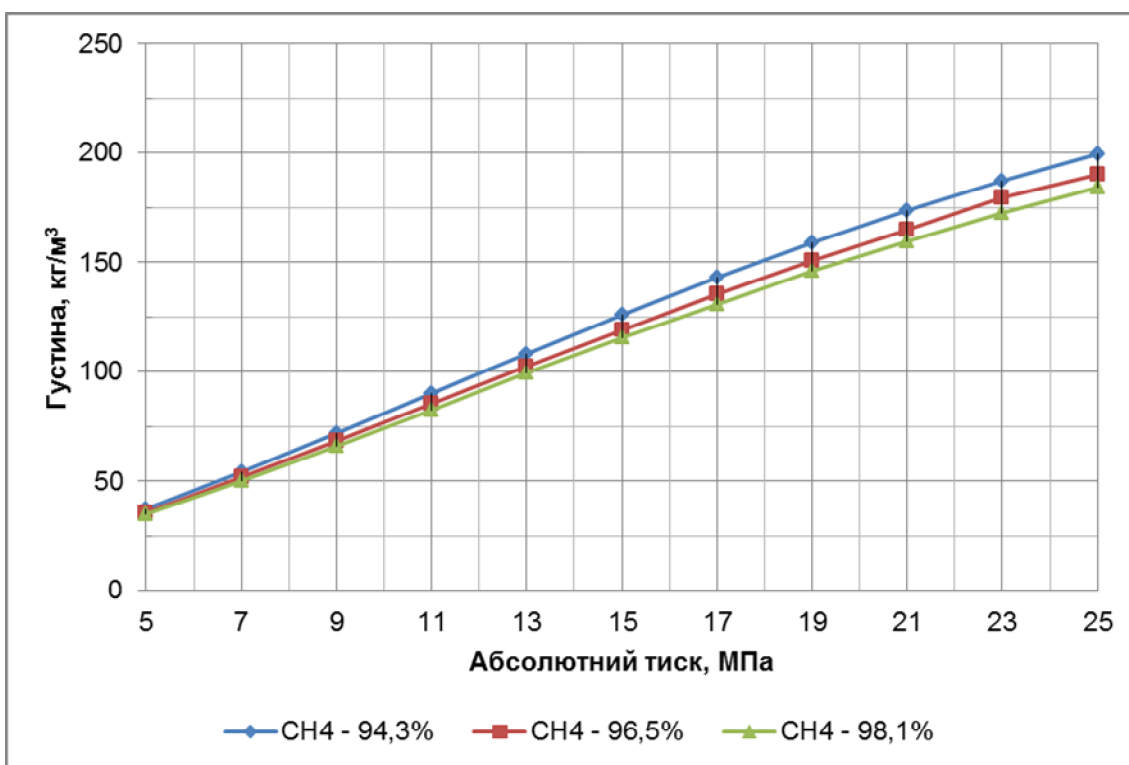


Рисунок 9 – Ізотерми залежності густини природного газу з різним вмістом метану від тиску за температури 310 К за рівнянням стану AGA 8

На рисунку 8 зображено ізотерми залежності густини природного газу від тиску за рівняннями стану AGA 8, BWR-LK, SRK та PR для складу газу а) при температурі 280 К (верхній блок кривих) та 310 К (нижній блок кривих).

На рисунку 9 зображено графічні залежності ізотерми залежності густини природного газу з різним вмістом метану від тиску за температури 310 К за рівнянням стану AGA 8. З графіка на рисунку 9 можна зробити висновок, що за значень тиску вище 7 МПа для розрахунку

ку фізичних властивостей та параметрів транспортування нехтувати компонентним складом газу, беручи до уваги тільки характеристики метану не можна, адже це може призвести до накопичення похибки і, відповідно, до небалансу газу у ГТС.

ВИСНОВКИ

Запропоновані рівняння стану газу дають змогу визначати густину природного газу за умов високого тиску (до 25 МПа). Найбільш точним із запропонованих рівнянь є рівняння стану газу AGA 8, однак його використання обмежено у зв'язку із значною складністю алгоритму розрахунку, а тому для практичного використання пропонується графічні залежності густини природного газу за різних тисків та температур. Використання рівняння SRK та PR обмежено для високих тисків у зв'язку із значною (до 7 %) похибкою. Однак слід відмітити, що рівняння PR більш якісно описує вказаний діапазон, та є більш зручне для практичних розрахунків. За умов абсолютного тиску більше 7 МПа слід більш точно враховувати склад газу, особливо наявність важких вуглеводневих компонентів.

Література

- 1 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.1–96. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 15 с.
- 2 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости : ГОСТ 30319.2–96. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 53 с.
- 3 Крижанівський Є.І. Використання CNG технології для постачання газу до України / Є.І. Крижанівський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – № 2(32). – С. 11-14.
- 4 Шендрік О.М. Контейнерне транспортування газу як альтернативний спосіб вирішення питань енергетичної безпеки / Шендрік О.М., Фик М.І. // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – № 2(32). – С. 15-23.
- 5 Сусак О.М. Особливості розрахунку режимів розвантаження CNG суден у існуючі газотранспортні системи / О.М. Сусак // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – № 2(32). – С. 24-31.
- 6 Матіко Ф.Д. Методи розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу на основі спрощеного набору параметрів його складу / [Матіко Ф.Д., Матіко Г.Ф., Шоловій С.Ю.] // Методи та прилади контролю якості. – 2010. – № 25. – С. 22-26.
- 7 Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 2. Обчислення на основі мольного складу (ISO 12213–2:2006, IDT) : ДСТУ ISO 12213–2:2009. – [Чинний від 01.01.2011]. – К.: Держспоживстандарт України, 2009. – 32 с.– (Національний стандарт України).
- 8 Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей (ISO 12213–3:2006, IDT) : ДСТУ ISO 12213–3:2009. – [Чинний від 01.01.2011]. – К.: Держспоживстандарт України, 2009. – 38 с.
- 9 Natural gas – Calculation of thermodynamic properties. Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications. ISO 20765–1:2005.
- 10 Natural gas – Calculation of compression factor. Part 2: Calculation using molar-composition analysis. ISO 12213–2.
- 11 Про затвердження та скасування чинності національних стандартів України: Наказ Державного комітету України з питань технічного регулювання та споживчої політики № 485 від 30.12.2009.
- 12 Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие; Пер. с англ. [Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.] / под ред. Б.И. Соколова.- 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – Нью-Йорк, 1977. – 592 с.
- 13 Lee B.I., Kesler M.G. A generalized thermodynamic correlation based on tree-parameter corresponding states. // The American Institute of Chemical Engineers Journal. – 1975. – Vol. 21, №3. – P. 510-527.
- 14 Reid R.C., Prausnitz J.M., Poling B.E.. The Properties of Gases and Liquids. Fourth Edition. – McGraw-Hill, Inc., 1987. – 741 p. – ISBN 0-07-051799-1.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.09.13*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Костівим В.В.
(УМГ «Прикарпаттрансгаз»,
м. Івано-Франківськ)*