

РОЗРАХУНОК ВЛАСТИВОСТЕЙ СУПУТНЬОГО НАФТОВОГО ГАЗУ ДЛЯ ЗАДАЧ ЙОГО ОБЛІКУ

© Матіко Ф.Д., Масняк О.Я., 2007

Викладено результати порівняльного аналізу методів розрахунку властивостей супутнього нафтового газу. Обґрунтовано область застосування окремих методів розрахунку.

Results of comparative analysis of methods for humid oil gas properties calculation are given in the paper. The fields of application for some of the calculation methods are defined.

Постановка проблеми. Видобуток нафти супроводжується видобутком супутнього газу, який містить значну вуглеводневу частину і називається супутній нафтовий газ. Хоча переважну частку у компонентному складі нафтового газу становлять вуглеводні, також до складу нафтового газу входять у великих кількостях такі компоненти, як: азот, двооксид вуглецю, сірководень, кисень та водяна пара. Ще в недалекому минулому велика частка видобутого нафтового газу не знаходила застосування у промисловості, а спалювалася на факелах. Для прикладу, частка нафтового газу, спаленого на факелах у Російській Федерації, яка є основним поставщиком нафтопродуктів у Європі, становила у 1999 році 17.5 % від загальної кількості видобутого нафтового газу за поточний рік, а це становить 6 млрд. м³ нафтового газу.

Останнім часом нафтовий газ знаходить більше застосування у промисловості завдяки своїм властивостям. Нафтовий газ застосовується у двох напрямках: енергетичному та нафтохімічному. Оскільки він є паливом висококалорійним та екологічно чистим, то енергетичний напрямок є домінуючим. Крім того, енергетичне виробництво має практично безмежний ринок.

У будь-якому з напрямів використання нафтового газу в промисловості необхідно проводити облік кількості видобутого газу. Для розрахунку витрати та об'єму нафтового газу необхідно знати його фізичні параметри, такі як густина за робочих умов, коефіцієнт стиснення, показник адіабати, коефіцієнт динамічної в'язкості. Перераховані вище параметри розраховуються за значеннями вимірних температури та тиску та за даними про компонентний склад цього газу.

Аналіз останніх досягнень. Супутній нафтовий газ може містити значну частку важких вуглеводнів, азоту, вуглекислого газу, сірководню, які в діапазонах зміни параметрів газу під час його обліку можуть істотно змінювати його фізичні властивості. Тому для розрахунку властивостей супутнього нафтового газу можуть бути застосовані методи, що працюють за даними про повний компонентний склад газу.

Всеросійським науково-дослідним центром стандартизації (ВНИЦ СМВ) запропонована спеціалізована методика ГСССД МР 113 – 03 [1], призначена для розрахунку властивостей вологого нафтового газу в широких діапазонах зміни температури та тиску. Методика дає змогу обчислити значення густини в робочих умовах, фактора стисливості, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості за відомими значеннями тиску, температури та компонентного складу нафтового газу.

Метод, побудований на основі відомого рівняння стану AGA8-92DC [2], враховує вміст вологи, а тому також може бути застосований для розрахунку властивостей вологого нафтового газу. Однак за складом область дії цього методу є більш обмеженою порівняно із ГСССД МР 113-03 [1]: метод допускає вміст сірководню до 30 мол. %, вміст вуглекислого газу та азоту – до 15 % мол. кожного, вміст бутанів – до 1,5 %. Крім того, метод AGA8-92DC [2], не передбачає розрахунку показника адіабати та

в'язкості. Для розрахунку показника адіабати та в'язкості сухих вуглеводневих сумішей із значним вмістом сірководню може бути застосований метод на основі рівняння стану ВНИЦ СМВ [3].

Формулювання цілі статті. Мета роботи – проведення порівняльного аналізу методики ГСССД МР 113-03 [1] із методиками розрахунку фізичних властивостей природних газів, що ґрунтуються відповідно на рівнянні стану AGA8-92DC [2] та на рівнянні стану ВНИЦ СМВ [3], а також із експериментальними даними про фізичні властивості вуглеводневих сумішей, наведеними в [4, 5].

Виклад основного матеріалу. Розрахункова область методики ГСССД МР 113-03 обмежена діапазоном абсолютних температур $263 \leq T \leq 500$ К та тисків $0.1 \leq p \leq 15$ МПа [1]. Компонентний склад може включати в різних комбінаціях такі речовини: *метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень та водяну пару*

Для розрахунку густини, фактора стиснення та показника адіабати в розглядуваній методиці застосовуються узагальнене фундаментальне рівняння стану з залежними від компонентного складу афінними перетвореннями для наведених температури і густини базової речовини. Як базова речовина і його рівняння стану прийняті метан і фундаментальне рівняння стану метану [1].

Для розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості в стані розрідженого газу використані строгі вирази молекулярно-кінетичної теорії. Для розрахунку в'язкості за робочого тиску використано розклад по степенях густини, аналогічний до віріального. При цьому як потенціал міжмолекулярної взаємодії для усіх компонентів, крім водяної пари, використаний потенціал Леннарда–Джонса (12–6) з параметрами для чистих компонентів, визначеними у вказаному вище діапазоні температур і тисків за високоточними даними (ССД, РСД) про коефіцієнт динамічної в'язкості. Для розрахунку в'язкості водяної пари використано емпіричний потенціал з параметрами, що дорівнюють параметрам потенціалу (12 – 6–3), отриманий на основі ССД про коефіцієнт динамічної в'язкості водяної пари. Для врахування взаємодії різнорідних молекул потенціальні параметри розраховуються за напівемпіричними правилами комбінування.

Крім вказаних вище теплофізичних властивостей в однофазному стані, ця методика дає змогу також визначити за заданих температури, тиску і концентрацій “сухих” компонентів значення граничної рівноважної концентрації (розчинності) x_p водяних парів в газовій суміші. Розрахунок значень x_p здійснюється за допомогою узагальненого фундаментального рівняння стану для газової фази і рівнянь для конденсованої фази – чистих води і льоду.

В результаті проведеного аналізу автори методики ГСССД МР 113-3 приводять такі оцінки максимальних похибок (з довірчою ймовірністю 95 %) розрахункових значень теплофізичних властивостей:

для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70 % молярних:

по густині – $\delta\rho \leq 0,2$ %; по показнику адіабати – $\delta\kappa \leq 0,8$ %; по показнику динамічної в'язкості – $\delta\mu \leq 3,0$ %;

для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70 % молярних і для вологих газових сумішей:

по густині – $\delta\rho \leq 0,4$ %; по показнику адіабати – $\delta\kappa \leq 1,6$ %; по показнику динамічної в'язкості – $\delta\mu \leq 5,0$ %.

Для порівняння результатів розрахунку густини та коефіцієнта стиснення вологого нафтового газу отриманих за методикою ГСССД МР 113-3, взято рівняння стану для природних газів AGA8-92DC. Рівняння стану AGA8-2DC може бути застосоване для розрахунку фізичних властивостей природних газів з густиною за стандартних умов ($P_C = 0.101325$ МПа та $T_C = 293.15$ К) $\rho_C = 0.668 - 1.05$ кг/м³, в області тисків 0.1–30 МПа та температур 250–340 К [2]. Компонентний склад природного газу може містити такі речовини: *метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, н-октан, азот, діоксид*

вуглецю, сірководень, кисень, аргон, гелій, оксид вуглецю та водяну пару. При розрахунку за рівнянням стану AGA8 – 92DC повинні бути витримані такі діапазони концентрацій компонентів (в мол. %) :

метан	65–100,	етан	≤15,
пропан	≤ 3.5,	бутан	≤1.5,
азот	≤ 15,	діоксид вуглецю	≤15,
сірководень	≤ 30,		
інші	≤ 1.		

Області застосування методик [1] і AGA8-92DC [2] за діапазоном зміни тиску та температури не збігаються, тому для проведення порівняльного аналізу виділимо загальну область, в межах якої і здійснюватимемо порівняння. Ця область має межі за зміною тиску – від 0.1 до 15 МПа, за зміною температури – від 263 до 340 К. Верхню межу області порівняння для тиску можна збільшити до 30 МПа, оскільки рівняння стану AGA8-92DC може бути застосоване в області тисків до 30 МПа. Це дасть змогу також проаналізувати, як працює методика [1] за межами допустимої області розрахунку.

Для порівняння значень показника адіабати, розрахованих за методикою ГСССД МР 113-03 [1], взято методику розрахунку показника адіабати, що ґрунтується на рівнянні стану ВНИЦ СВМ [3]. Вихідними даними для розрахунку показника адіабати за рівнянням стану ВНИЦ СВМ є тиск, температура та компонентний склад, виражений в молярних частках компонентів. Рівняння стану ВНИЦ СВМ призначене для роботи в інтервалі параметрів:

за тиском – до 12 МПа;
за температурою – 240 – 480 К;
за складу в молярних частках:

метан	≥ 0.50,
етан	≤ 0.20,
пропан	≤ 0.05,
н-бутан	≤ 0.03,
і-бутан	≤ 0.03,
азот	≤ 0.30,
діоксид вуглецю	≤ 0.30,
сірководень	≤ 0.30.

Отже, для проведення порівняння значень показника адіабати, розрахованих за методикою ГСССД МР 113-03 та за рівнянням стану ВНИЦ СВМ, обмежимо область розрахунку за тиском від 0.1 до 12 МПа, за температурою – від 263 до 480 К.

Результати порівняння методики [1] із методиками [2 та 3] показано у графічній формі на рис. 1–5. Кожна крива зображає ізотерму у відповідних для окремого рисунка координатах (p , p ; K , p ; δ , p). Кожна ізотерма позначена окремим символом, який визначено в підписках під рисунками.

Для побудови залежностей відносного відхилення між методиками δ від тиску значення відхилення δ_i в кожній i -тій точці розрахунку було знайдено, зокрема для коефіцієнта стисливості, за формулою

$$\delta_i = \left[(K_{\text{РОЗР},i} - K_{\text{ТАБЛ},i}) / K_{\text{ТАБЛ},i} \right] 100\% ,$$

де $K_{\text{РОЗР},i}$ – розрахункове значення коефіцієнта стисливості за методикою [1]; $K_{\text{ТАБЛ},i}$ – значення коефіцієнта стисливості за методикою AGA8-92DC [2].

Правильність програмної реалізації методів було перевірено виконанням контрольних розрахунків, результати яких збіглися з результатами, наведеними в стандартах [1, 2, 3].

Значення максимальної відносної похибки визначення густини за методикою ГСССД МР 113-03 [1] порівняно з визначенням густини за рівнянням стану для природних газів AGA8-92DC для заданого компонентного складу становить 1.91 %, а значення максимальної за модулем похибки розрахунку коефіцієнта стиснення нафтового газу дорівнює -1.88 %. На рис. 3 показано графіки

зміни відносного відхилення розрахункових значень густини за методикою ГСССД МР 113 – 03 від розрахункових значень AGA8-92DC. Із рис. 3 бачимо, що для складу газу за табл. 1 найбільші відхилення методики спостерігаються у діапазоні зміни тиску від 10 до 15 МПа, тобто у робочому діапазоні зміни тиску за [1]. Варто зазначити, що вказаний діапазон тиску виділяє область над пседокритичною точкою, у якій найскладніше описати рТ-поверхню і у якій закономірно спостерігаються найбільші розбіжності різних методик розрахунку фізичних властивостей. За тиску, вищого від 15 МПа, тобто вищого від верхньої межі застосування за [1], методика ГСССД МР 113-03 показує добру збіжність із результатами розрахунку за AGA8-92DC [2] для значної кількості варіантів складу газу. Характер зміни відносного відхилення, отриманий для різних варіантів складу газу, відповідає залежностям, показаним на рис. 3.

Таблиця 1

**Компонентний склад вологого нафтового газу
(13 компонентів + $\alpha = 8 \text{ г/м}^3$ – абсолютна вологість)**

№ з/п	1	2	3	4	5	6	7
Компонент	<i>метан</i>	<i>етан</i>	<i>пропан</i>	<i>i-бутан</i>	<i>n-бутан</i>	<i>i-пентан</i>	<i>n-пентан</i>
Частка, %	76.987	9.5996	3.4999	0.61998	1.24	0.28999	0.22999
№ з/п	8	9	10	11	12	13	14
Компонент	<i>гексан</i>	<i>гептан</i>	<i>кисень</i>	<i>азот</i>	<i>двооксид вуглецю</i>	<i>водяна пара</i>	<i>сірководень</i>
Частка, %	0.099996	0.019999	0.57998	5.5598	1.27	0.0038807	0.0099996

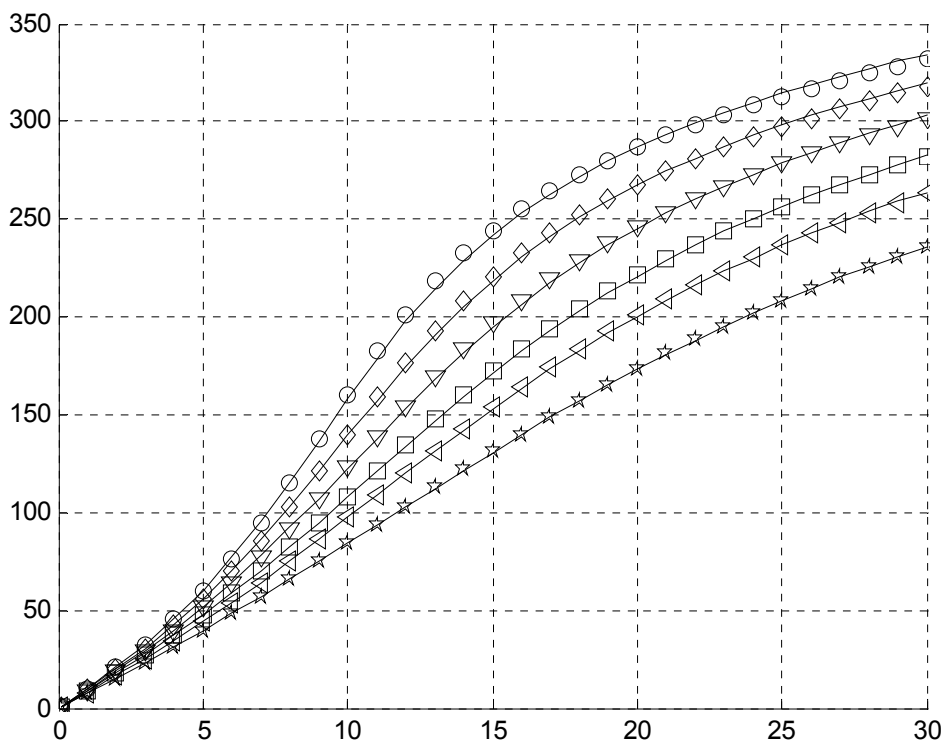


Рис. 1. Залежність густини нафтового газу від тиску за температурами:
 O – 263 K; ◊ – 273 K; ▽ – 285 K; □ – 300 K; ◁ – 315 K; ☆ – 340 K.
 Символами позначено розрахункові значення за методикою [1];
 суцільною лінією – за рівнянням стану AGA8-92DC

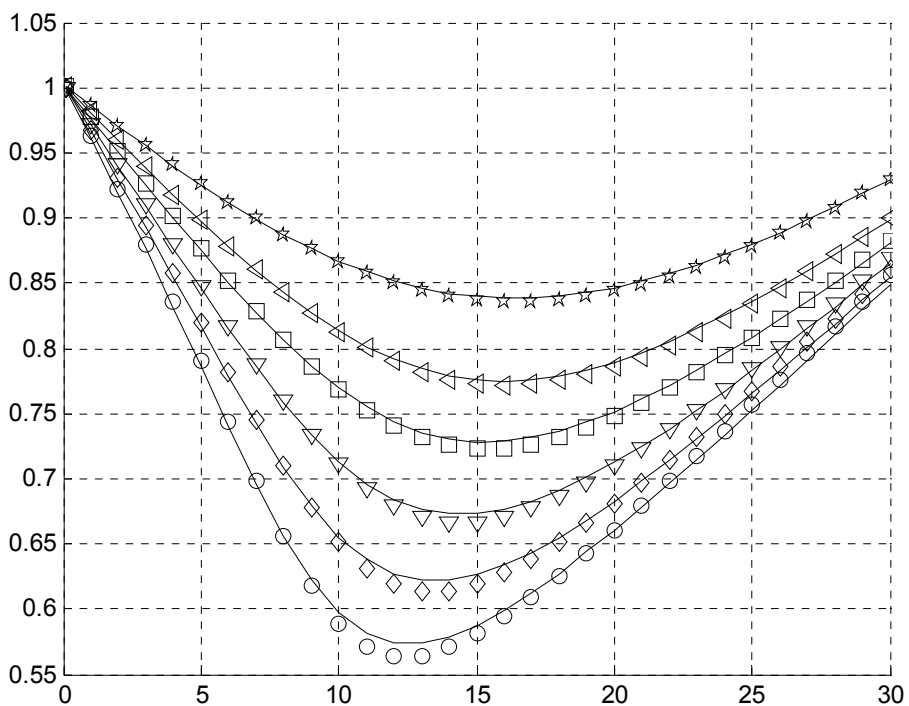


Рис. 2. Залежність коефіцієнта стисливості нафтового газу від тиску за температур:

O – 263 K; \diamond – 273 K; ∇ – 285 K; \square – 300 K; \triangleleft – 315 K; \star – 340 K.

Символами позначено розрахункові значення за методикою [1];

суцільною лінією – за рівнянням стану AGA8 – 92DC

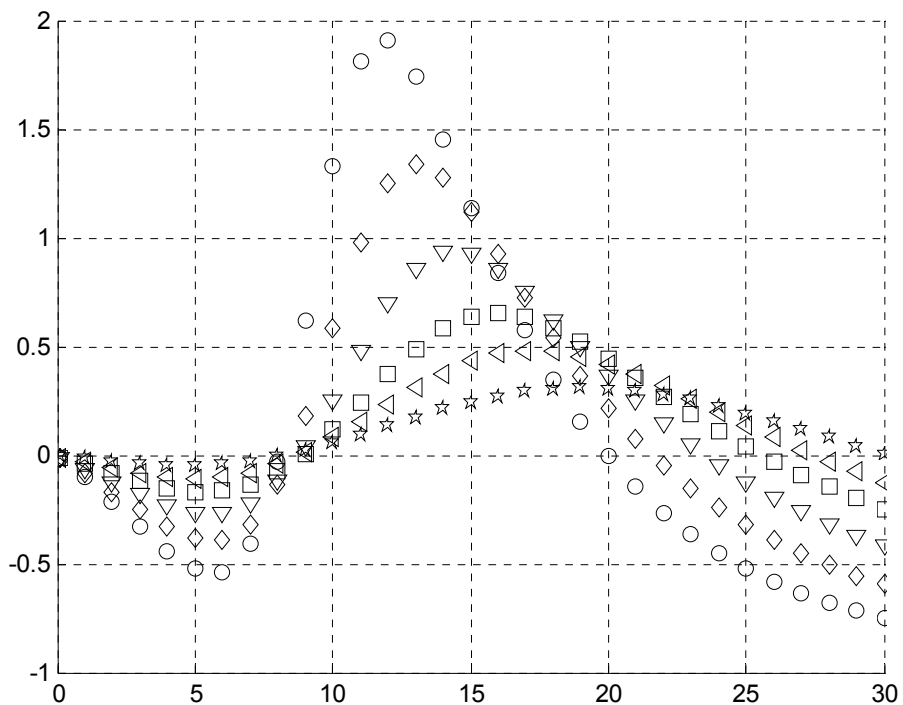


Рис. 3. Залежність відносного відхилення розрахункових значень густини від тиску за температур:

O – 263 K; \diamond – 273 K; ∇ – 285 K; \square – 300 K; \triangleleft – 315 K; \star – 340 K

**Компонентний склад нафтового газу для розрахунку показника адіабати
(13 компонентів + $\alpha = 0 \text{ г/м}^3$ – абсолютна вологість)**

№ з/п	1	2	3	4	5	6	7
Компонент	<i>метан</i>	<i>етан</i>	<i>пропан</i>	<i>i-бутан</i>	<i>n-бутан</i>	<i>i-пентан</i>	<i>n-пентан</i>
Частка, %	65	14	1.3	0.4	0.4	0	0
№ з/п	8	9	10	11	12	13	14
Компонент	<i>гексан</i>	<i>гептан</i>	<i>кисень</i>	<i>азот</i>	<i>двооксид вуглецю</i>	<i>водяна пара</i>	<i>сірководень</i>
Частка, %	0	0	0	13.8	5	0	0.1

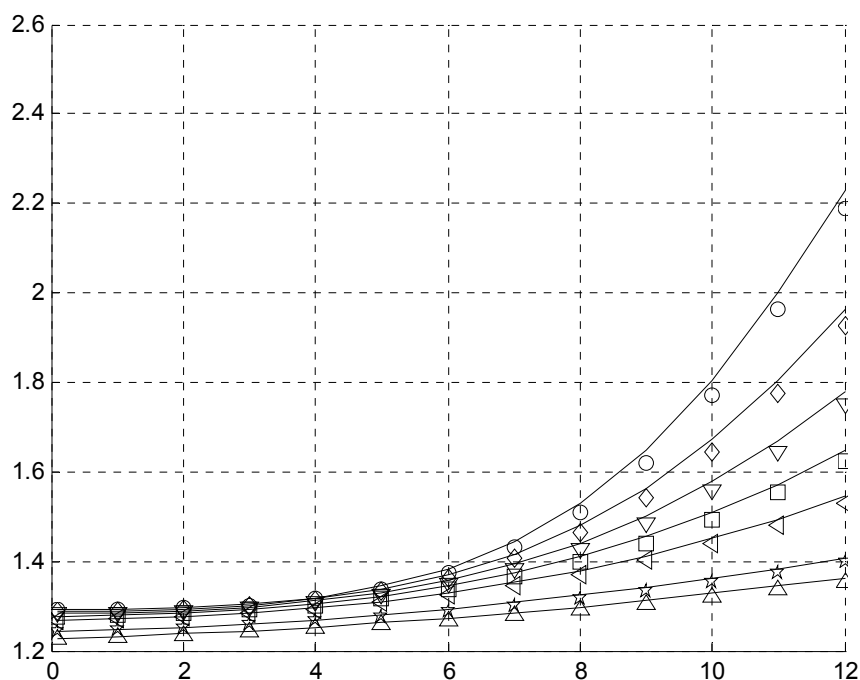


Рис. 4. Залежність показника адіабати нафтового газу від тиску за температур:

O – 263 K; \diamond – 273 K; ∇ – 285 K; \square – 300 K; \triangleleft – 320 K; \star – 380 K; Δ – 420 K.

Символи – розраховані значення за методикою [1];

суцільна лінія – за рівнянням стану ВНИЦ СМВ

На рис. 4 показано результати розрахунку показника адіабати за методикою ГСССД МР 113-03 за заданого тиску та температури газової суміші порівняно із розрахунками, проведеними за рівнянням стану ВНИЦ СМВ.

На рис. 5 показано графіки зміни відносної похибки розрахунку показника адіабати за методикою ГСССД МР 113-03 порівняно з розрахованими значеннями показника адіабати за рівнянням стану ВНИЦ СМВ. Абсолютне значення максимальної відносної похибки визначення показника адіабати за методикою ГСССД МР 113-03 порівняно зі значеннями показника адіабати, розрахованими за рівнянням стану ВНИЦ СМВ для заданого компонентного складу, становить 1.88 %, що задовольняє вимогам до точності розрахунку показника адіабати для задач обліку. Хоча із рис. 5 зрозуміло, що відхилення між методиками [1, 3] мають систематичний характер, що може бути однією із причин розбіжностей розрахункових значень витрати під час застосування у вузлах обліку різних методик розрахунку показника адіабати.

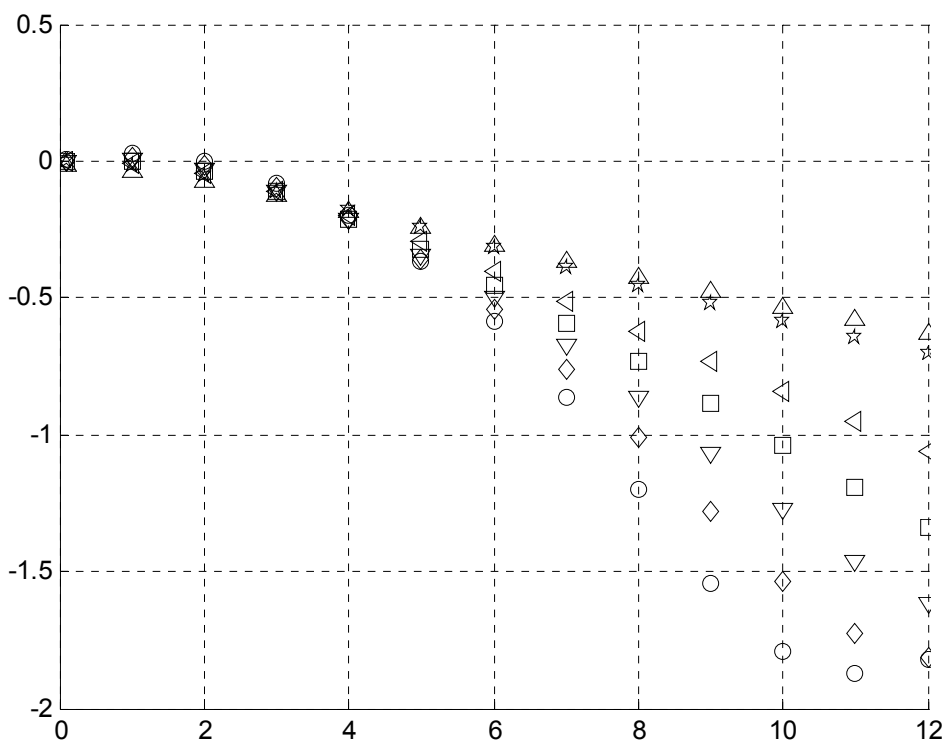


Рис. 5. Залежність відносної похибки розрахунку показника адіабати від тиску за температур: \circ – 263 K; \diamond – 273 K; ∇ – 285 K; \square – 300 K; \triangleleft – 320 K; \star – 380 K; \triangle – 420 K

Висновки. Отже, за результатами порівняльного аналізу авторами пропонуються такі підходи за вибору методики розрахунку фізичних властивостей вологого нафтового газу для задач його обліку:

1) для нафтового газу із вмістом метану менше 65 % необхідно застосовувати методику [1], яка дає змогу обчислити значення густини в робочих умовах, фактора стисливості, показника адіабати та в'язкості, що достатньо для більшості задач обліку;

2) для нафтового газу із вмістом метану більше 65 % та діапазонів вмісту інших компонентів, визначених у [2], можуть бути застосовані і методики AGA8-92DC для розрахунку густини та коефіцієнта стисливості та ВНИЦ СМВ – для розрахунку густини, коефіцієнта стисливості, показника адіабати та в'язкості;

3) в навіолокритичній області необхідно уточнити метрологічні характеристики методики [1] та вказати максимальну відносну похибку розрахунку коефіцієнта стисливості і густини 2,0 %.

Розглянуті у цій роботі методики працюють на основі даних про повний компонентний склад газу. Авторами виконується аналіз можливості розробки спрощених методик, які б уможливили обчислювати значення фізичних властивостей в окремих піддіапазонах складу за спрощеними даними про склад супутнього нафтового газу.

1. Методика ГСССД МР 113-03. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 K при давлениях до 15 МПа / А.Д. Козлов, Ю.В. Мамонов, М.Д. Роговин, С.И. Рыбаков. Всеросс. научно-исслед. центр стандартизации, информации и сертификации сырья, материалов и веществ Госстандарта Российской Федерации. – М., 2003. – 48 с. 2. ГОСТ 30319.2 – 96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – М.: Изд-во стандартов. 3. ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния. – М.: Изд-во

стандартів. 4. Голубев И.Ф., Гнездилов Н.Е. Вязкость газовых смесей. – М.: Изд-во стандартов, 1971. – 280 с. 5. Загорученко В.А. Вязкость природных газов и их основных компонентов // Теплофизические свойства веществ и материалов. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – Вып. 24. – С. 124–132.

УДК 681.121.04

Ф.Д. Матіко, Я.В. Грень, М.Б. Гутник

Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових і хімічних процесів

АНАЛІЗ ПОХИБОК ВИТРАТОМІРІВ ЗМІННОГО ПЕРЕПАДУ ТИСКУ В УМОВАХ НЕСТАЦІОНАРНОГО ПОТОКУ

© Матіко Ф.Д., Грень Я.В., Гутник М.Б., 2007

Розглянуто похибки вимірювання витрати та кількості природного газу за допомогою витратомірів змінного перепаду тиску за нестационарного руху потоку.

In this paper are described the errors of gas volume measurement at non stationary flow with using differential pressure meters.

Постановка проблеми. Для вимірювання витрати та кількості природного газу найчастіше застосовують витратоміри змінного перепаду тиску із стандартними пристроями звуження потоку (діафрагмами) та тахометричні лічильники. Вимірювання витрати за стаціонарного руху потоку за допомогою СПЗ достатньо розвинуте і забезпечує вимірювання витрати та кількості з відомими та цілком прийнятними похибками. Однак бувають ситуації, коли потік речовини є нестационарним. Нестационарність потоку виникає поблизу компресорних станцій, за рахунок завихрень потоку в місцях значних та різких перепадів рівня трубопроводу тощо. Застосування в цьому випадку витратомірів змінного перепаду тиску призводить до похибок вимірювання, які значно перевищують похибку за стаціонарного потоку. З іншого боку, дешевизна, простота конструкції, висока надійність, придатність для вимірювання як для малих, так і для великих витрат різноманітних середовищ, практично за будь-яких тисків і температур спричиняє потребу до розвитку методу змінного перепаду тиску для вимірювання витрати за нестационарних режимів потоку.

Огляд літератури. Усунення похибки вимірювання витрати за нестационарного потоку неможливе без з'ясування джерела цієї похибки.

У разі, коли нестационарність потоку спричинена його завихреннями, доцільно застосовувати випрямлячі потоку [1]. Однак випрямлячі потоку дають змогу усунути лише нестационарність, пов'язану із завихреннями потоку.

Найочевидніше джерелом похибки вимірювання пульсуючої витрати є квадратична залежність між витратою і перепадом тиску на пристрої звуження потоку. Дифманометр через свою інерцію покаже усереднений перепад тиску, корінь квадратний з якого більший за середнє значення кореня квадратного з миттєвих значень перепаду тиску. Звідси виникає похибка вимірювання середнього значення пульсуючої витрати. Ця похибка завжди додатна, але через випадковий характер зміни частотного складу пульсацій її неможливо компенсувати відповідними поправками.

Іншим джерелом похибки є вплив місцевого прискорення за нестационарного потоку. У [2] пропонується для визначення цього впливу використовувати критерій $(\Delta p_a Sh / \Delta p)^{-1}$, в якому Δp_a – амплітуда пульсації тиску після пульсатора, $Sh = fx/v$ – число Струхалія, а Δp – перепад тиску на