

Особливості визначення точки роси за вуглеводнями природного газу на підземних сховищах газу

Віктор Луценко¹, Юрій Пономарьов¹, Світлана Протас¹ та Вадим Краснокутський¹

¹ Інститут транспорту газу" АТ "Укртрансгаз", 16, бульвар Гончарівський, Харків, 61004, Україна

Анотація

У статті використано матеріали досліджень Американської школи газовимірювальних технологій (ASGMT) та практичні спостереження фахівців «Укртрансгазу», отримані під час введення в експлуатацію відповідного обладнання на підземних сховищах газу. За результатами їх аналізу у звіті зроблено ґрунтовні висновки.

Ключові слова

природний газ; точка роси вуглеводнів; рівняння стану; невизначеність кореляції

Abstract

The article uses research materials of the American School of Gas Measurement Technology (ASGMT) and practical observations of Ukrtransgaz specialists obtained during the commissioning of the relevant equipment at underground gas storage facilities. Based on the results of their analysis, the report draws substantial conclusions.

Keywords

natural gas; hydrocarbon Dew Point; equation of state; uncertainty of the correlation

1. Вступ

У процесі добування, транспортування, зберігання, розподілення природного газу технічні умови контрактів висувають цілком конкретні вимоги до параметрів його якості. Однією з властивостей, що визначає якість природного газу, є температура точки роси за вуглеводнями (HCDP - HydroCarbon DewPoint).

Стандарти [1] та [2] визначають HCDP як температуру за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися.

Наявна велика кількість способів і методів вимірювання HCDP. Найбільш відомим є пряме вимірювання за допомогою ручних та/або автоматичних приладів із охолодженням дзеркалом.

Крім того, є непрямий метод визначання HCDP, із визначенням компонентного складу за допомогою газового хроматографа (ГХ). Вхідною інформацією для аналітичного розрахунку HCDP є компонентний склад природного газу, отриманий за допомогою ГХ, разом із тиском проби газу.

* Corresponding author.

† These authors contributed equally.

✉ lutcenko-va@utg.ua (В. Луценко); ponomarev-yv@utg.ua (Ю. Пономарьов); protas-sa@utg.ua (С. Протас); krasnokutskiy-vs@utg.ua (В. Краснокутський)

ORCID: 0000-0003-0491-3280 (В. Луценко); 0000-0002-5677-3657 (Ю. Пономарьов); 0009-0009-6144-6835 (С. Протас); 0009-0009-6823-2661 (В. Краснокутський)



© 2024 Copyright for this paper by its authors. Use permitted under Creative Commons License Attribution 4.0 International (CC BY 4.0).

2. Щодо аналітичного визначання HCDP за компонентним складом від газового хроматографа

У доповіді використані матеріали досліджень Американської школи газовимірювальної техніки (ASGMT) та практичні спостереження фахівців АТ «Укртрансгаз».

Типи помилок, які погіршують розрахунки HCDP: помилка розподілу важких вуглеводнів у суміші; помилка, що виникає під час зниження тиску; помилка від похибки газового хроматографа; помилка, що обумовлена використанням конкретного рівняння стану; помилка, одержувана під час відбору репрезентативної проби для ХАЛ.

2.1. Помилка розподілу важких вуглеводнів у суміші

Більшість ГХ, що використовують в умовах експлуатації, вимірюють компонентний склад природного газу до C₆+. Тобто, такі ГХ вимірюють N₂, CO₂, C₁-C₅, а всі більш важкі вуглеводні об'єднують в групу C₆+

Таку практику є сенс використовувати для визначення теплотворної здатності. Але для аналітичного визначення HCDP вона неприйнятна, тому що HCDP залежить від концентрації важких вуглеводнів.

Були спроби вводити C₉+GC. Це частково вирішувало проблему, оскільки всі компоненти, важчі за C₉, містяться в одному контейнері. Невизначеність у такому випадку складала до 20 °C.

2.2. Помилка, що виникає під час зниження тиску

ГХ працюють за тиску, який близький до атмосферного. Однак більшість операцій, що стосуються транспортування газу трубопроводами, зберігання його в підземних сховищах, стиснення тощо, виконують за підвищених надлишкових тисків до 150 бар. Таке зниження тиску може суттєво змінити склад газу, якщо тільки його не виконували в кілька етапів зі значним зовнішнім нагріванням.

2.3. Помилка від похибки газового хроматографа

Як і всі прилади, ГХ має притаманну йому похибку. Похибка визначання важких вуглеводнів зазвичай більша. Під час вимірювання концентрації компонентів природного газу виробники ГХ вказують невизначеність (похибку), що дорівнює 2 %. Однак, типові ГХ в умовах експлуатації, фактично мають похибку 5 % і більше.

2.4. Помилка, що обумовлена використанням конкретного рівняння стану

На сьогодні відома велика кількість рівнянь стану для визначення властивостей реального газу або суміші газів, якою є природний газ [5-8].

Найбільш популярні – модель Пенга-Робінсона (PR), модель Соаве-Редліх-Квонга (SRK), модель GERG-2008. Деякі з цих моделей кращі за умови високих тисків, деякі – за низьких тисків. Можна застосувати дві різні моделі та отримати два абсолютно різних результати для розрахунку HCDP.

2.5. Помилка, одержувана під час відбору репрезентативної проби для ХАЛ

З огляду на всі перераховані вище помилки виникає спокуса отримувати пробу газу, використовуючи більш технологічний ГХ до C₁₂. Хоча ГХ C₁₂ усуває деякі помилки розподілу важких вуглеводнів, він додає ще один набір помилок, а саме похибку відбирання та транспортування проби[6].

Більш того, коли пробу транспортують і потім повторно нагрівають, після використання в лабораторії, може бути внесена додаткова невизначеність.

Похибки обладнання та результати його експлуатування на ПСГ АТ «Укртрансгаз» (експериментального або промислового) наведені в таблиці 1.

Таблиця 1

Похибки обладнання

Найменування	Принцип роботи	Похибка	Виробник	Країна
Торос	Насичення газу вологою за підвищеного тиску зниженням тиску до робочого	$\pm 0,5$ °C	ПП "Прибор-центр", м. Київ.	Україна
ФОГ-ЗГ	Конденсаційний вузол вимірювача виконано за класичною схемою	± 1 °C	«Хімтест Україна +»	Україна
Dewpoint Duo	Використовує метод CEIRS™[8]	$\pm 0,5$ °C	ZEGAZ Instruments	USA

Висновки

1. Точність розрахунку температури HCDP на основі газової хроматографії не може бути вищою за точність вимірювання температури HCDP автоматизованим пристроєм з охолодженням дзеркалом.
2. Пристрої, принцип дії яких заснований на використанні інфрачервоної спектроскопії, мають велику перспективу використання для аналітичного визначення HCDP (наприклад, технології *CEI RSTM*).
3. ПосиланняДля моніторингу працездатності потокового хроматографа щодо визначення HCDP, доцільно використовувати аналітичний алгоритм на основі рівняння стану (рівняння стану, при цьому треба підбирати для конкретних умов і сумішей природного газу).

Посилання

- [1] ДСТУ ISO/TR 11150:2016 (ISO/TR 11150:2007, IDT) Природний газ. Точка роси вуглеводнів та вміст вуглеводнів.
- [2] ДСТУ EN ISO 14532:2022 (EN ISO 14532:2017, IDT; ISO 14532:2014, IDT) Природний газ. Словник термінів.
- [3] ДСТУ EN ISO 23874:2021 (EN ISO 23874:2018, IDT; ISO 23874:2006, IDT) Природний газ. Вимоги до аналізування методом газової хроматографії для обчислювання точки роси за вуглеводнями.
- [4] Eric Kelner and Darin L. George, American School of Gas Measurement Technology, Sept. 2008. 1.
- [5] Darin L. George, Ph.D., Andy M. Barajas and Russell C. Burkey, Pipeline & Gas Journal, Sep. 2005.
- [6] Sohrab Zarrabian, NGSTECH, January 2014 iv Sohrab Zarrabian, Mahmood Moshfeghian, GPA Annual Convention, Apr. 2013.
- [7] K. K. Shah, G. Thodos, Ind. Eng. Chem., 1965, 57 (3), pp 30–37.
- [8] Sohrab Zarrabian, Measuring hydrocarbon and water dewpoints, ZEGAZ Instruments, 2023.