

УДК 681.121:533.275

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ЙОГО КІЛЬКОСТІ

© Крук І.С., Курило Я.В., Крук О.І., 2001
Газопромислове управління "Львівгазвидобування"

Розглянута методика розрахунку вологості природного газу для вимірювання витрати та визначення його кількості. Ця методика дозволяє визначити відносну вологість природного газу через температуру точки роси по воді та оцінити якість природного газу при технологічному процесі сушіння на адсорберах з використанням рідких сорбентів.

При визначенні кількості природного газу на видобувних газових промислах і подальшій подачі його в систему транспортування або систему безпосереднього споживання гостро стоїть питання сушіння газу.

Про власне сухий газ можна судити за значенням його вологості. Прийнято розрізняти абсолютну f та відносну φ вологості газу. Правда, про сухість газу можна говорити і на основі вимірної температури точки роси t_p по воді.

Природний газ вважають сухим, коли його відносна вологість не перевищує 10% ($\varphi \leq 0,1$).

Наявність вологи в газі при його транспортуванні зумовлює утворення твердих гідратних наростів на внутрішній поверхні стінок трубопроводів, що збільшує коефіцієнт гідравлічного опору, зменшує тим самим пропускну здатність трубопроводу, спотворює покази витратомірів і лічильників при визначенні кількості природного газу. Графік залежності абсолютної вологості f в $г/м^3$ від температури точки роси t_p в $^{\circ}C$ для різних значень абсолютного тиску газу наведений на рис. 1.

На газовидобувних промислах для забезпечення подачі сухого газу у подальші системи використовують установки для його сушіння, зокрема, абсорбери, у яких як абсорбент застосовують діетиленгліколь (ДЕГ). Однак, при зменшенні подачі вологого газу на абсорбер, а також при збільшенні витрати ДЕГ є можливим попадання ДЕГ у вихідний трубопровід.

Для визначення вологості природного газу існує багато методів, основними з яких є: спектрально-оптичні, сорбційні, електролітичні, хімічні, конденсаційні, акустичні, психрометричні та інші. Правда, жоден із наведених методів самостійно не може в повній мірі забезпечити вимірювання вологості газу. Це, насамперед, пояснюється наявністю у природному газі таких компонентів, як крапельної рідини, вуглеводневого конденсату, діетиленгліколю, метанолу, компресорного масла,

меркаптанів (сірки), сірководню. Зараз найбільшого застосування набули лише два методи – сорбційний та конденсаційний.

Як технічні засоби вимірювання відносної вологості природного газу широко використовують гігрометри та гігрографи різних типів з діапазоном від 5% до 100% і робочими температурами від $-60^{\circ}C$ до $+60^{\circ}C$ з гранично допустимою абсолютною похибкою Δ_{φ} від 1 до 15% [3]. При наявності у природному газі гліколів чи метанолу як рідкого сорбенту, що використовується у процесі сушіння вологого газу, то цей метод визначає температуру точки роси t_p гліколю чи метанолу разом із водою. У процесі сушіння необхідно обов'язково проводити контроль за наявністю ДЕГ чи метанолу в газі, а також визначати вміст цих речовин у газі. При відомому вмісті гліколів і метанолу в газі можна вводити поправки на визначення вже дійсної температури точки роси t_p по воді. Значення поправок за вмістом метанолу наведені в [3].

При конденсаційному методі вимірювання t_p різниця $\Delta_t = t_k - t_e$ температур конденсації та випаровування при визначенні температури t_p повинна бути меншою за $2^{\circ}C$ при використанні автоматичних вторинних вимірювальних приладів і $4^{\circ}C$ – при ручному управлінні в процесі вимірювання t_p .

Якщо температура точки роси $t_{pв}$ за вуглеводами є нижчою за t_p по воді, то у цьому випадку не виникає питань попереднього видалення із газу максимально можливої кількості вуглеводнів.

Далі наведемо методику визначення вологості природного газу за t_p по воді, сутність якої полягає в наступному:

- 1) вимірюють абсолютний тиск і температуру природного газу відповідно P і t ;
- 2) за значенням t газу розраховують згідно з формулами [5] або таблицями [1] тиск і густину насичених водяних парів у газі відповідно $P_{нт}$ і $\rho_{нт}$;

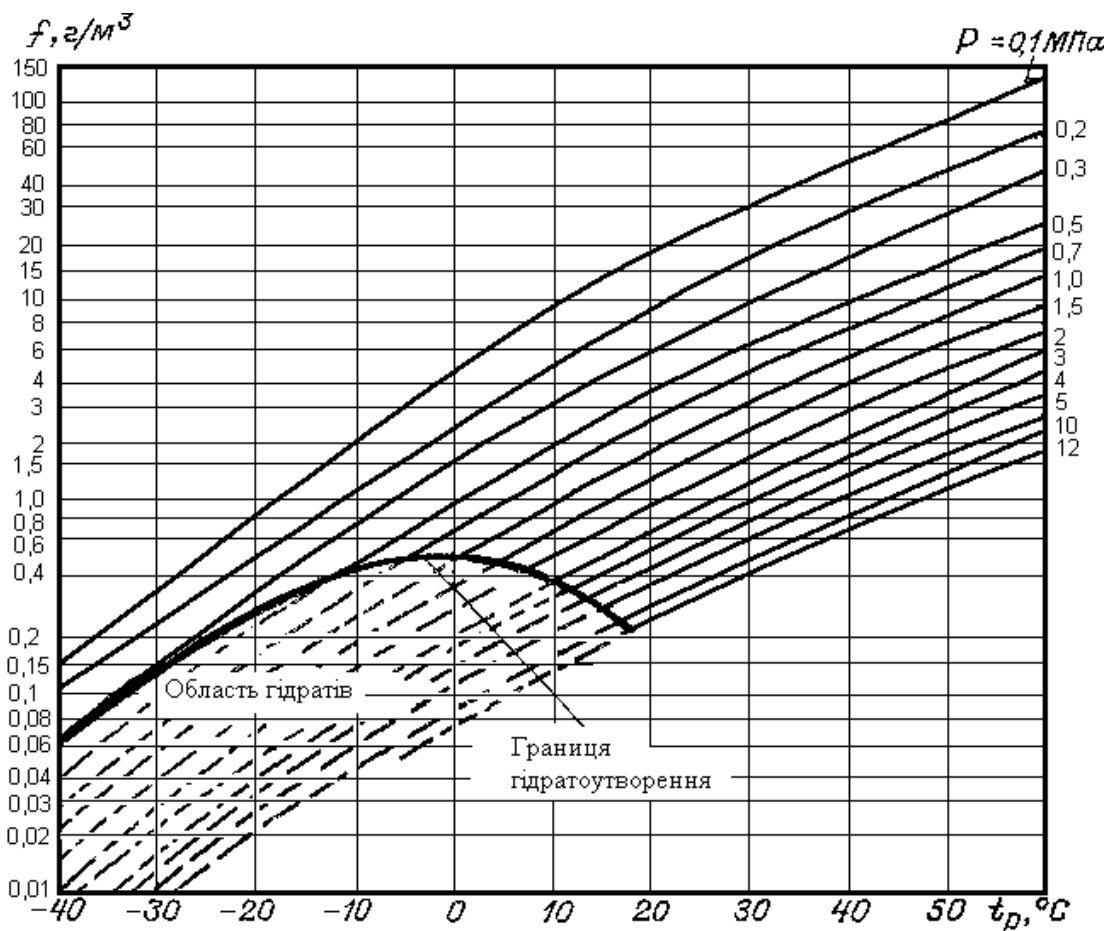


Рис. 1. Залежність абсолютної вологості природного газу від температури точки роси і абсолютного тиску.

3) визначають температуру точки роси t_p по воді, наприклад, приладом Харків-2М;

4) використовуючи залежності $A = f(t_p)$ і $B = f(t_p)$ [2] для знайденої температури t_p , розраховують коефіцієнти A і B ;

5) за формулою

$$f = \left(\frac{A \cdot 101,325}{P} + B \right) \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

знаходять вміст (концентрацію) водяних парів у газі при абсолютному тиску P газу в кПа та стандартних умовах вимірювання ($T_c = 293,15^0 \text{ K}$ і $P_c = 101,325 \text{ Па}$);

6) враховуючи виміряну за допомогою обчислювача кількість газу F_Σ в одиницях об'єму, приведеного до стандартних умов вимірювання, визначають масу водяних парів у кількості газу F_Σ таким чином:

$$F_{ВП}^M = F_\Sigma \cdot f, \quad (2)$$

або об'єм водяних парів

$$F_{ВП}^O = \frac{F_\Sigma \cdot f}{\rho_{ВП}}, \quad (3)$$

7) відносну вологість природного газу розраховують за таким відношенням:

$$\varphi = \frac{F_{ВП}^O}{F_\Sigma} \cdot 100\%. \quad (4)$$

Нижче наведений приклад розрахунку відносної вологості природного газу для таких вихідних даних:

абсолютний тиск газу $P = 4 \text{ МПа}$, температура газу $t = 0^0 \text{ C}$, температура точки роси по воді $t_p = -20^0 \text{ C}$, кількість газу $F_\Sigma = 50000 \text{ м}^3$.

Розраховані значення параметрів:

$A = 0,9600 \text{ г/м}^3$; (табл. 1 [2]), $B = 0,01340 \text{ г/м}^3$ (табл. 1 [2]), густина насиченої водяної пари при температурі $t=0^0 \text{ C}$ $\rho_{ВП} = 0,004814 \text{ кг/м}^3$ (додаток 6 [1]), вміст водяних парів у газі при абсолютному

тиску P : $f = 0,037718 \text{ г/м}^3$, маса водяної пари в газі $F_{\text{ен}}^m = 1,8859 \text{ кг}$, об'єм водяної пари в газі $F_{\text{ен}}^o = 389,1 \text{ м}^3$, відносна вологість природного газу $\varphi = 0,78 \%$.

Для даних розрахунку природний газ є сухим, оскільки $\varphi < 10\%$ [1].

1. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1982. 2. ГОСТ 20060-83 Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. Изд-во стандартов. М.: 1983, 16с

3. Международный стандарт ИССО 6327-81. Анализ газов. Определение точки росы воды природного газа. Гигрометры с охлаждаемой поверхностью. Изд-во стандартов. М.: 1984, 9с. 4. Плотников В. М. и др. Приборы и средства учёта природного газа и конденсата. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1989. – 238 с. 5. Лесовой Л. В., Крук И. С. Аналитические зависимости для определения давления и плотности насыщенного водяного пара. Вестник Львов. политехн. ин-та, № 184. Теплоэнергетические и электромеханические системы. Львов: Высшая школа, Изд-во при Львов. ун-те, 1984. С. 75 – 76

УДК 681.122:533.21

ЗАСТОСУВАННЯ ТАБЛИЦЬ ЗНАЧЕНЬ КОЕФІЦІЄНТА КОРЕКЦІЇ ДЛЯ МЕТРОЛОГІЧНОЇ АТЕСТАЦІЇ ТА ПОВІРКИ КОРЕКТОРІВ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ

© Пістун Є. П., Лесовой Л. В., Химко О. М., 2001
Національний університет “Львівська політехніка”

Пропонується уточнення методики метрологічної атестації та повірки коректорів лічильників природного газу. Розглянуто існуючі методики розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу. Наведена таблиця стандартних значень коефіцієнта корекції для метрологічної атестації та повірки коректорів таких лічильників.

На сьогоднішній день при визначенні кількості природного газу широко застосовують роторні або турбінні лічильники природного газу. Лічильники вимірюють кількість природного газу - об'єм газу в робочих умовах, а для порівняння вимірної кількості з іншими вимірами здійснюють перерахунок цього об'єму в стандартні умови. Для того, щоб зменшити похибку визначення об'єму природного газу в стандартних умовах, тепер застосовують коректори, які побудовані на мікропроцесорних пристроях, що автоматично перераховують кількість природного газу із робочих умов у стандартні.

Об'єм природного газу V_{LCi} в стандартних умовах за певний i -ий проміжок часу, тобто за проміжок часу, на протязі якого здійснюється вимірювання об'єму газу в робочих умовах, а також вимірювання абсолютних тиску і температури природного газу, розраховується за рівнянням

$$V_{LCi} = V_{Li} \cdot \frac{P_i}{P_C} \cdot \frac{T_C}{T_i} \cdot \frac{1}{K_i}, \quad (1)$$

де V_{Li} - об'єм природного газу в робочих умовах,

визначений за допомогою лічильника за цей же i -ий проміжок часу; P_i та T_i - відповідно середні значення абсолютних тиску та температури природного газу за i -ий проміжок часу; K_i - коефіцієнт стискуваності природного газу, розрахований за значеннями P_i та T_i ; P_C та T_C - відповідно абсолютні тиск та температура стандартних умов, які рівні $P_C = 101325 \text{ Па}$ та $T_C = 293,15 \text{ К}$. Коректор, який служить для знаходження V_{LCi} , повинен реалізовувати залежність (1).

Коефіцієнт

$$K_{KOP} = \frac{P_i}{P_C} \cdot \frac{T_C}{T_i} \cdot \frac{1}{K_i}, \quad (2)$$

який згідно з (1) рівний $K_{KOP} = V_{LCi} / V_{Li}$, називають коефіцієнтом корекції (перерахунку об'єму природного газу). Такий коефіцієнт застосовувався при ручному коректуванні об'єму газу V_{Li} лічильника, і може застосовуватись для перевірки роботи коректора. Адже при значенні $V_{Li} = 1$ значення $V_{LCi} = K_{KOP}$.