

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 6

ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ ВОДЯНОЇ ПАРИ У ГАЗІ

6.1 Мета роботи

Засвоїти основні поняття вологості газу, вивчити методи визначення вмісту водяної пари у газі, набути навички визначення вмісту водяної пари у газі ваговим методом.

6.2 Теоретична частина

У пластових умовах природний газ постійно контактує з пластовими водами (зв'язаною, підошовною, крайовою) і завжди насичений парами води. У процесі видобування газу внаслідок зміни термодинамічних умов (тиску і температури) можливе виділення з газу крапельної вологи по всьому шляху його руху з пласта до споживача (у стовбурі і викидних лініях (шлейфах) свердловин, на установці промислової підготовки газу, у внутрішньо-промислових і магістральних газопроводах).

Після осушування газу на промислових установках вміст водяної пари у газі повинен бути доведений до величини, яка регламентується технічними умовами. Тому на виході з промислу, а також на головних спорудах магістральних газопроводів повинен здійснюватись контроль за вмістом водяної пари у газі.

Дотримування технічних умов попереджує виділення з газу крапельної вологи, поява якої в системі транспортування газу призводить до зниження пропускної здатності газопроводу внаслідок утворення водяних корків і порушення роботи контрольновимірних приладів, сприяє корозії металу і може призвести до утворення льоду та гідратів і часткового чи повного закупорювання трубопроводу.

Основними характеристиками вологості природного газу є його абсолютна і відносна вологість, вологоємність і температура точки роси за вологою.

1. Абсолютна вологість (вологовміст) характеризує кількість водяної пари, яка фактично міститься в одиниці маси (кг/кг) або в одиниці стандартного об'єму (кг/м^3) сухого газу за заданих тиску і температури.

2. Вологоємність – це максимально можлива кількість водяної пари, яка міститься в одиниці маси або об'єму газу за заданих тиску і температури. Газ при цьому повністю насичений парами води.

3. Відносна вологість – відношення вологовмісту (абсолютної вологості) газу до його вологоємності у відсотках або в частках одиниці за заданих тиску і температури. Характеризує ступінь насичення газу водяною парою.

Відносну вологість φ виражають також як відношення парціального тиску водяної пари в газі $p_{\text{г}}$ до тиску насиченої пари $p_{\text{н}}$ за такої самої температури:

$$\varphi = p_{\text{г}}/p_{\text{н}}. \quad (6.1)$$

4. Температура точки роси за вологою – характеризує найвищу температуру, за якої починається утворення у вологій газовій суміші крапель води за заданого тиску. Газ при цьому містить максимально можливу кількість водяної пари і називається насиченим.

Вологоємність газу (максимально можливий вміст водяної пари у газі) залежить від тиску, температури, складу газу та складу води. Вологоємність газу зростає із збільшенням температури і зменшується із збільшенням тиску, густини (молекулярної маси) газу і мінералізації (солоності) води. Вплив молекулярної маси газу на його вологоємність зростає з підвищенням температури. Всі природні гази від метану до газу з відносною густиною 1,0 мають молекулярну масу між 16 і 30. В цьому інтервалі зміни вплив молекулярної маси на вміст водяної пари у газі не перевищує 3 – 4 %. Наявність у складі газу сірководню та діоксиду вуглецю сприяє збільшенню

вмісту водяної пари у газі, а за наявності азоту вологоємність газу зменшується. Вміст водяної пари у газі знаходять експериментально, за аналітичними залежностями і по номограмах, складених за результатами обробки експериментальних даних чи за результатами розрахунків. Найбільш поширеним в інженерній практиці аналітичним методом розрахунку вмісту водяної пари у газі є метод Р.Бюкачека, який дозволяє визначати вологоємність газу в межах тиску від 0,1 до 70 МПа і температур від мінус 40 до 230 °С. Помилка у визначенні вмісту водяної пари у газі за цим методом не перевищує 4 %. Для визначення вмісту водяної пари у газі використовується рівняння:

$$W = \frac{A}{P} + B, \quad (6.2)$$

де W – вміст водяної пари у газі, г/м³; P – тиск газу, МПа; A – коефіцієнт, який дорівнює вологовмісту ідеального газу; B – коефіцієнт, який залежить від складу газу. Значення коефіцієнтів A і B наведено в роботах [1, 8, 12] і в таблиці 6.1.

Рівняння (6.2) отримане для природного газу з відносною густиною 0,6, який знаходиться в контакті з прісною водою. Для природних газів більшої густини і при наявності мінералізованої води рівняння (6.2) записується у вигляді:

$$W = \left(\frac{A}{P} + B \right) \cdot C_p \cdot C_s \cdot C_t, \quad (6.3)$$

де C_p , C_s , C_t , – поправочні коефіцієнти відповідно на густину газу, солоність води (вміст у воді солей) і на температуру (в області мінусових температур), частка одиниці. $C_p < 1$, $C_s < 1$, $C_t < 1$.

Значення поправочних коефіцієнтів C_p , C_S і C_t наведено в роботах [1, 3, 8].

Таблиця 6.1 – Значення коефіцієнтів A і B у рівнянні вологовмісту газу.

Температура, °C	A	B	Температура, °C	A	B
– 40	0,01451	0,00347	32	3,610	0,1895
– 38	0,01780	0,00402	34	4,050	0,207
– 36	0,02189	0,00465	36	4,520	0,224
– 34	0,02670	0,00538	38	5,080	0,242
– 32	0,03235	0,00623	40	5,625	0,263
– 30	0,03930	0,00710	42	6,270	0,285
– 28	0,04715	0,00806	44	6,925	0,310
– 26	0,05660	0,00921	46	7,670	0,335
– 24	0,06775	0,01043	48	8,529	0,363
– 22	0,08090	0,01168	50	9,400	0,391
– 20	0,09600	0,01340	52	10,300	0,422
– 18	0,11440	0,01510	54	11,400	0,454
– 16	0,1350	0,01705	56	12,60	0,487
– 14	0,1590	0,01927	58	13,80	0,521
– 12	0,1868	0,021155	60	15,20	0,562
– 10	0,2188	0,02290	62	16,65	0,599
– 8	0,2550	0,0271	64	18,33	0,645
– 6	0,2990	0,3035	66	20,05	0,691
– 4	0,3480	0,03380	68	21,90	0,741
– 2	0,4030	0,03770	70	23,85	0,793
– 0	0,4670	0,04180	72	26,00	0,841
2	0,5400	0,04640	74	28,30	0,902
4	0,6225	0,0515	76	30,60	0,965
6	0,7150	0,0571	78	33,50	1,023
8	0,8200	0,0630	80	36,30	1,083
10	0,9390	0,0696	82	39,40	1,148
12	1,072	0,0767	84	42,70	1,205
14	1,239	0,0855	86	46,20	1,250
16	1,394	0,0930	88	50,10	1,290
18	1,575	0,1020	90	53,75	1,327
20	1,787	0,1120	92	58,25	1,327
22	2,015	0,1227	94	62,40	1,405
24	2,280	0,1343	96	67,20	1,445
26	2,550	0,1453	98	72,50	1,487
28	2,870	0,1595	100	77,60	1,530
30	3,230	0,1740	110	109,30	2,620

Всі методи визначення вмісту водяної пари у газі ґрунтуються на двох явищах:

зміні фізико-хімічних властивостей речовин, які взаємодіють з вологим газом;

зміні властивостей системи “водяна пара – газ” при зміні його параметрів або під зовнішнім впливом.

Одержані в дослідженнях зміни властивостей фіксуються візуальним, ваговим, електричним, оптичним, акустичним та спектрографічним способами. До методів, які базуються на взаємодії речовин з вологим газом, можна віднести такі методи.

1 Ваговий метод – газ пропускають через трубки, які заповнені поглиначем вологи (сорбентом). За зміною ваги трубок, тобто за кількістю поглинутої вологи з виміряного об’єму пропущеного газу, вираховують вміст водяної пари у газі.

2 Метод Фішера і карбідний – ґрунтуються на даних реакції взаємодії водяної пари з реактивом Фішера або карбідом кальцію.

3 П’єзоелектричний метод – базується на законі зміни частоти власних коливань залежно від ваги тіла, яке коливається.

4 Електричний метод – ґрунтується на зміні електропровідності розчину (хлористого літію, бромистого літію та ін.) залежно від кількості поглинутої вологи.

5 Сорбційний метод – ґрунтується на використанні оксидної поглинальної пластинки.

6 Термоелектричний метод – базується на зміні електропровідності при фазовому переході в системі “пара – насичений розчин – тверда фаза”.

7 Хроматографічний метод – базується на реакції пари води з яким-небудь з реагентів, в результаті чого одержують газоподібний продукт, який направляється в калібровану хроматографічну колонку.

8 Кулонометричний метод – базується на законі Фарадея, згідно з яким кількість електрики для електролітичного розкладання одного моля води, який міститься в газі, становить від 2,965 до 19300 кулонів.

Основні недоліки методів визначення вмісту в газі водяної пари, які ґрунтуються на взаємодії з вологим газом, такі:

у взаємодію вступають не тільки пари води, а й домішки, які містяться в газі: H_2S , CO_2 , органічні кислоти та ін.;

на сорбенти і реактиви впливають пари метанолу, ДЕГу та інгібіторів корозії і солевідкладень;

конденсат і важкі вуглеводні газів також вступають у взаємодію з реактивами.

У найменшій мірі цих впливів зазнає кулонометричний метод, і він рекомендований для стандартизації.

Суть кулонометричного методу полягає у пропусканні певної кількості газу, який очищений від механічних домішок, через трубку, заповнену одним з осушувачів (таблиця 6.2).

Таблиця 6.2 – Характеристика осушувачів природного газу

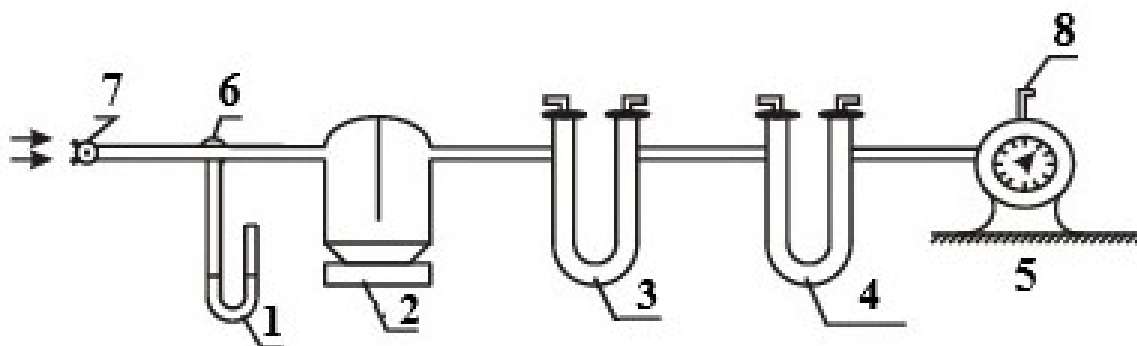
Осушувач	Залишкова волога, г/м ³
Хлористий кальцій обезводнений	0,36
Силікагель	0,066
Хлорат натрію	0,002
Окис алюмінію	0,001
Фосфорний ангідрит	0,00025

Приважку, яка одержана в трубках, приймають за вагу води. По приважці розраховують вміст водяної пари у газі.

6.3 Обладнання та прилади

Для проведення роботи необхідно мати вагу аналітичну, U-подібні скляні трубки, секундомір, газовий лічильник ГСБ-400, силікагель.

Установка для визначення вмісту водяної пари у газі (рисунок 6.1) складається з двох U-подібних трубок 3, 4. Трубки заповнюються висушеним хлористим кальцієм (осушування при 200 °С впродовж 4 – 6 годин). Одна трубка 3 є робочою, друга трубка 4 являється контрольною і служить для перевірки повноти вбирання вологи в першій робочій трубці. Перед робочою трубкою розміщений скруббер 2, який служить для видалення з газу механічних домішок. Для вимірювання витрати газу використовують газовий лічильник 5. Контроль за надлишковим тиском на установці здійснюється за допомогою U-подібного манометра 1. Для попередження похибки, пов'язаної з випаровуванням рідини в U-подібному манометрі, його підключають до системи періодично на нетривалий період часу. Газ в установку поступає через триходовий кран 6. Триходовий кран 7 використовується для продування U-подібних трубок сухим повітрям.



1 – U-подібний манометр; 2 – скруббер; 3 – робоча U-подібна трубка; 4 – контрольна U-подібна трубка; 5 – газовий лічильник; 6,7 – триходові крани; 8 – вихід з лічильника

Рисунок 6.1 – Установка для визначення вмісту водяної пари у вуглеводневих газах ваговим методом

6.4 Порядок виконання роботи та обробка результатів

Спочатку на аналітичній вазі з точністю 0,0001 г зважують U-подібні трубки 3, 4, які заповнені силікагелем. Результати зважування трубок заносять в таблицю 6.3. Потім збирають установку і перевіряють її на герметичність. Для цього закривають гумовим корком вихід з лічильника 8, запускають в установку через кран 6 порцію газу, що аналізується, і піднімають тиск до 300 – 400 мм водяного стовпа. Закривають кран 6 і залишають установку в такому положенні на 30 хв. Якщо за цей час тиск впаде не більше, ніж на 5 – 10 мм водяного стовпа, то схему можна вважати герметичною. Потім виймають гумовий корок з виходу лічильника, записують показ лічильника, відкривають кран 6, який підключено до джерела газу, включають секундомір і пропускають через установку від 10 до 100 л газу із швидкістю 10 л/год. За допомогою секундоміра контролюють швидкість руху газу. Періодично записують температуру і тиск газу, та температуру в приміщенні. Після пропускання заданого об'єму газу закривають триходовий кран 6 і одночасно записують показ лічильника 5. Потім продувають через кран 7 U-подібні трубки сухим повітрям в кількості 0,5 л. Трубки від'єднують і кожну зважують на аналітичній вазі. Якщо збільшилась вага контрольної трубки, то це свідчить про поглинання нею водяної пари внаслідок високої швидкості руху газу під час проведення роботи або про перенасиченість водою осушувача першої (робочої) трубки. В цьому випадку необхідно замінити осушувач в обох трубках і повторити роботу. Визначення вважається вдалим якщо вага контрольної трубки не змінюється.

За результатами виконання роботи (таблиця 6.3) визначають вміст водяної пари у газі за формулою:

$$W = \frac{\Delta G}{Q} \quad (6.4)$$

де $\Delta G = (G_{p2} - G_{p1}) + (G_{k2} - G_{k1})$, де G_{p1} , G_{k1} – вага відповідно робочої і контрольної трубок до пропускання газу, г; G_{p2} , G_{k2} – вага відповідно робочої і контрольної трубок після пропускання газу, г; Q – кількість пропущеного газу, м³.

Таблиця 6.3 – Результати дослідів та обчислень

Вага трубок (робочої і контрольної) до пропускання газу		Вага трубок (робочої і контрольної) після пропускання газу		Приважка трубок	Кількість пропущеного газу	Температура	Тиск	Густина газу за стандартних умов	Вміст водяних парів у газі
G_{p1} , г	G_{k1} , г	G_{p2} , г	G_{k2} , г	$\Delta G = (G_{p2} - G_{p1}) + (G_{k2} - G_{k1})$, г	Q , м ³	t , °C	P , мм вод. стовпа	ρ , кг/м ³	W , г/м ³

6.5 Контрольні запитання

6.5.1. Наведіть визначення абсолютної і відносної вологості газу, вологоємності і температури точки роси газу за вологою.

6.5.2. До яких наслідків під час видобування, транспортування та підземного зберігання газу може призвести наявність в ньому водяної пари?

6.5.3. З якою метою визначають вологовміст вуглеводневих газів?

6.5.4. Які є методи визначення вмісту водяної пари в газі і в чому вони полягають?

6.5.5. Охарактеризуйте ваговий метод визначення вмісту водяної пари в газі?

6.5.6. Як обробляють результати дослідів з визначення вмісту водяної пари у газі ваговим методом?

6.5.7. Охарактеризуйте промислові методи осушування природних вуглеводневих газів.