

Міністерство освіти і науки України  
Полтавський національний технічний університет  
імені Юрія Кондратюка

Кафедра теплогазопостачання та вентиляції

# **КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ**

**паливо та теорія горіння**  
для студентів спеціальності  
«Теплоенергетика»

**Полтава 2024**

А.Г. Колієнко. Конспект лекцій з дисципліни “ Паливо і теорія горіння» :  
– ПолтНТУ, 2024. –150С.

Відповідальний за випуск : завідувач кафедри теплогазопостачання ,  
вентиляції і теплоенергетики **Ю.С. Голік**,к.т.н., професор

Рецензент: Кутний Б.А., д.т.н. доцент

Затверджено радою університету.  
Протокол № 1 від

## Зміст

Вступ.....	4
1. Склад палива і тепловий ефект його використання.....	6
2. Основні характеристики палива.....	22
3. Історія та етапи розвитку систем газопостачання. Переваги природного газу.....	31
4. Горючі гази.....	42
4.1. Природні гази.....	42
4.1.1. Скраплений природний газ.....	44
4.1.2. Рудниковий газ.....	47
4.2. Штучні гази.....	48
4.2.1. Гази високо- і середньотемпературної перегонки палива.....	48
4.2.2. Гази без залишкової газифікації.....	56
4.2.3. Основи розроблення газогенераторів – печей тривалого горіння... ..	56
4.2.4. Скраплені вуглеводневі гази.....	64
4.3. Синтетичні гази.....	79
5. Якість природного газу.....	87
6. Взаємозамінність газового палива .....	93
Література.....	101

## Вступ

Для забезпечення паливом промислових і комунально-побутових споживачів, одержання високотемпературних теплоносіїв, облаштування опалення приміщень, забезпечення сировиною технологічного устаткування використовують природні, штучні та синтетичні горючі гази.

**Газопостачання** – це складний технічний комплекс самостійних і водночас взаємопов'язаних систем та пристроїв із видобування природних або виробництва штучних і синтетичних газів, підготовки їх до транспортування, захисту трубопроводів та обладнання від корозії, зберігання, транспортування, передачі й розподілу горючих газів для застосування їх як хімічної сировини чи палива.

**Газопостачання** є складовою частиною паливно-енергетичного комплексу країни.

Газова галузь України на сьогодні – це :

- понад 37 тис. км магістральних газопроводів, у тому числі 14 тис.км діаметром 1020-1420 мм; 13 підземних газосховищ загальною місткістю понад 34 млрд. м<sup>3</sup>;
- понад третина транзиту російського газу в країні ЄС, 72 компресорних станції загальною потужністю 5600 МВт. Об'єм транзиту через газотранспортну систему України становить близько 121 млрд. м<sup>3</sup>;
- 41 % первинної енергії, що споживається в Україні;
- наповнення понад 13 % внутрішнього валового продукту (ВВП) та 11 % бюджету за 3,3 % основних фондів і 1% чисельності робітників від загальнодержавних показників;
- 60 % доходів від реалізації та 25 % за транспортування природного газу в структурі загальних доходів НАК «Нафтогаз України» [1];
- 308 тис. км розподільних газових мереж, із них 27,1 тис. км із поліетилену, 51 тис. газорозподільних пунктів ( на 1 жовтня 2005 р.);
- 26 млн. шт. газових приладів, які перебувають на обслуговуванні газових господарств ( у тому числі 17,6 млн. газових плит, 4,6 млн. опалювальних плит, 4,6 млн. водонагрівачів) – на 1 жовтня 2005 р.

Уже з 2010-го року в Україні повинно добуватись до 25-26 млрд. м<sup>3</sup> газу щорічно. Загальний його річний об'єм споживання в Україні складає близько 76,5 млрд. м<sup>3</sup>.

За обсягом споживання природного газу Україна посідає 4-те місце у світі, поступаючись тільки Німеччині, Росії та США [ 1,2 ], а за його витратами на отримання порівняльних обсягів ВВП знаходиться серед світових лідерів. При цьому названі країни виробляють у десятки разів більші обсяги товарів і послуг. Середня енергоємність промислової продукції у 2005 році в Україні була у 6 разів більша за аналогічний показник у розвинутих країнах світу. Таким чином, основним напрямом розвитку паливоспалювальних галузей промисловості, комунально-побутового й аграрного господарства має бути аналіз ефективності використання палива, вибір оптимальних шляхів його економії з урахуванням економічного фактора, проведення відповідної технічної підготовки

виробництва. Така підготовка включає сукупність науково-дослідних, конструкторських, технологічних, виробничих, будівельно-монтажних, організаційно-планових і економічних робіт, необхідних для освоєння нових та вдосконалення діючих технологічних процесів у найкоротші терміни з найменшими витратами.

## 1.СКЛАД ПАЛИВА І ТЕПЛОВИЙ ЕФЕКТ ЙОГО ВИКОРИСТАННЯ

Великій кількості природних, органічних та неорганічних речовин властиво за певних умов вступати у взаємодію з киснем повітря, тобто окислюватись. У процесі термохімічних реакцій окиснення таких речовин, які класифікуються як **паливо**, відбувається руйнування вихідних молекул речовини, розрив зв'язків між атомами у молекулах, утворення нових стійких хімічних речовин – продуктів окиснення (згорання) і виділення теплоти. Кількість виділеної теплоти називають **тепловим ефектом реакції горіння**  $Q_{\mu}$ , виражають у джоулях або кілоджоулях та відносять до одного моля речовини, Дж/моль чи кДж/кмоль. Теоретично можливі й інші фізико-хімічні засоби трансформації вихідних молекул палива, здобування і використання його природного теплового потенціалу та одержання теплоти, що міститься в паливі у вигляді теплоти утворення, закладеної природою у паливні елементи.

Згідно із законом, відкритим у 1840 р. Г.І.Гессом, тепловий ефект таких перетворень і самий характер перетворень при цьому не впливають на величину теплового ефекту.

Таким чином, **тепловий ефект перетворення будь-якого палива до деяких кінцевих продуктів рівний і протилежний по знаку величині теплоти утворення цього палива з тих же продуктів. А тепловий ефект реакції визначається як сума значень теплоти утворення всіх продуктів реакції мінус сума теплоти утворення вихідних речовин палива**

$$Q_{\mu} = \sum_{i=1}^n \left( Q_{\text{утв } i} \right)_k - \sum_{i=1}^k \left( Q_{\text{утв } i} \right)_n, \text{ Дж/моль}, \quad (1)$$

де  $\sum_{i=1}^n \left( Q_{\text{утв } i} \right)_k$  – сума теплоти утворення кінцевих продуктів розкладу (окиснення палива), Дж/моль;

$\sum_{i=1}^k \left( Q_{\text{утв } i} \right)_n$  – сума теплоти утворення речовин реакції розкладу (окиснення), Дж/моль;

$Q_{\mu}$  – тепловий ефект реакції, Дж/моль.

**Під теплою утворення розуміють кількість теплоти, що виділяється або поглинається при утворенні 1 моля певного хімічного з'єднання із простих вихідних речовин.**

**Теплота утворення** – це зміна ентальпії при протіканні реакції утворення певного хімічного з'єднання із простих речовин за стандартних умов (при температурі 297 К і тиску 101,3 кПа).

Значення величин теплоти утворення в ізобарно-ізотермічних процесах наведені у довідковій літературі [ 3,4 ] .

Для молекул палива величина теплоти утворення являє собою кількість енергії, що була витрачена у природі, для створення відповідної речовини з

використанням енергії Сонця, вулканічних вивержень, геологічних перетворень, хімічних, природних процесів.

Відповідно до існуючої гіпотези, викопні види палива, включаючи газ і нафту, утворились у результаті складних біохімічних процесів, які відбувались із рослинними та тваринними рештками в умовах високих температур і тиску. Такі процеси прискорювались життєдіяльністю бактерій та обумовлювали формування газів: водню, метану й ін. Паралельно протікали процеси гідрогенізації органічних речовин, що приводило до збагачування їх воднем і утворення складних вуглеводів. Процеси полімеризації вуглеводів завершували формування різних вуглеводнів, які являють собою різні типи нафти. Склад нафти та газу, що утворювались, таким чином, залежить від характеру первинного органічного матеріалу й умов протікання біохімічних процесів його розкладу.

У таблиці 1 наведений приблизний склад природного газу, котрий видобувається у різних країнах світу.

Таблиця 1

Склад природного газу

Компоненти природного газу	Один. вимір.	Країна видобування газу						
		Алжир	Голландія	Країни Близького Сходу	Саудівська Аравія	Венесуела	Україна, Полт. обл.	Росія, Зах. Сибір
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Метан $CH_4$	% об	81,3	69,0	69,8	57,5	80,7	85,8	98,2
Етан $C_2H_6$	% об	6,8	0,9	25,2	13,3	5,5	0,2	0,2
Пропан $C_3H_8$	% об	2,3	-	2,2	5,8	2,4	0,1	-
Бутан $C_4H_{10}$	% об	1,5	0,01	1,8	1,8	0,8	0,1	-
Інші важкі вуглеводні	% об	2,8	2,1	0,09	1,4	0,3	-	-
Діоксид вуглецю $CO_2$	% об	0,5	0,09	1,0	11,4	10,3	0,1	0,21
Азот $N_2$	% об	4,8	-	-	0,8	-	13,7	0,4
Сірководень $H_2S$	% об	-	-	-	7,9	-	-	-
Теплота згорання газу нижча $Q_n^p$	$\frac{МДж}{нм^3}$	39,93	27,19	45,47	39,03	35,94	31,15	35,39
Густина газу $\rho_a$	$\frac{кг}{нм^3}$	0,86	0,57	0,95	1,14	0,93	0,62	0,71

У розроблення теорії утворення палива значний внесок зробили Д.І.Менделєєв, Д.Енглер, І.М.Губкін. Згідно з теорією мінерального походження, висловленою Д.І.Менделєєвим, нафта і газ утворились у результаті дії морської води на вуглецеве залізо в умовах високої температури тиску. Але внаслідок того, що наявність карбідів металів (вуглецевого заліза) в надрах землі не виявлена, теорія мінерального походження не одержала широкого визнання. Отже, на утворення палива природою було витрачено мільйони років.

Так, наприклад, уже серед порід раннього докембрію (близько 3500 млн. років тому) розпізнають осадові відкладення морського походження. А породи початку палеозойської ери (близько 500 млн. років тому) свідчать про бурхливий розвиток рослинного і тваринного світу, залишки якого вже могли бути сировиною для утворення палива.

Період активного використання людством викопних видів палива набагато менший, нараховує не більше 150 – 160 років, а самий процес згорання палива і використання теплоти його згорання триває декілька секунд. Відповідно до законів термодинаміки, такий процес є незворотним і супроводжується збільшенням ентропії системи.

Незворотність процесів перетворення палива в продукти його згорання, а також незворотність процесів переходу теплоти з вищого на нижчий рівень, наявність неминучих утрат теплової енергії у реальних теплових процесах, з одного боку, і величезна різниця часу в процесах природної генерації палива і його техногенного використання, з другого, свідчить про гостру необхідність ощадливого й ефективного використання викопного палива.

Експерти оцінюють світове річне споживання викопних видів палива у  $(0,03 \div 0,035) \cdot 10^{12}$  т умовного палива (теплота згорання умовного палива складає за нормативних умов 7000 ккал/кг або 29330 кДж/кг). Світові ж запаси викопних видів палива оцінюють у  $(12 \div 13)10^{12}$  т у.п., із яких доступні для видобування близько  $4 \cdot 10^{12}$  т у.п. Частка вугілля у вказаних запасах складає близько 88 %, горючих сланців – 6 %, нафти – 3 % і газу – 3 % [5].

До 90 % запасів вугілля сконцентровано в США, Китаї, Росії, Канаді, Україні. Найбільші поклади нафти знаходяться в країнах Близького Сходу, Росії, Південної Америки, США. Запаси газу також розподілені вкрай нерівномірно – найбільше його в надрах країн Близького Сходу, Росії, США, шельфових районах північних країн. Україна входить у двадцятку країн світу з найбільшими покладами газу. Розвідані запаси газу у світі складають близько  $120 \cdot 10^{12}$  м<sup>3</sup>.

У перерахунку на умовне паливо в Україні в 1990 р. було добуто 163,1 млн. т у.п. при балансі: вугілля – 71,8 % (164,8 млн. т); газ – 19,8 % (28,1 млрд. м<sup>3</sup>); нафта – 6 % (5,3 млн. т); дрова – 0,5 % [1,2].

Рекордне видобування палива в Україні становило:

- вугілля – 218 млн. т – у 1976 р.;
- нафти – 14,4 млн. т – у 1972 р.;
- природного газу – 68,7 млрд. м<sup>3</sup> - у 1976 р.

**Тверде паливо.** Розвідані запаси вугілля в Україні складають 46,7 млрд. т, із них антрацитів – 7,0 млрд. т (15 %) і зосереджені вони в Донецькому (кам'яне вугілля), Львівсько-Волинському (кам'яне вугілля) і Дніпропетровському (буре вугілля) басейнах. 92 % запасів вугілля знаходиться у Донецькому басейні [2].

Видобування вугілля в Україні зменшується. Це пояснюється старінням шахтного фонду й ускладненням гірничо-геологічних умов видобування: на глибоких горизонтах (більше 600 м) працюють понад 60 % шахт; газоносними є близько 80 % шахт.

Питомі витрати теплової енергії на видобування 1 т вугілля у 1994 р. склали 374,2 МДж, а електроенергії – 125,1 кВт при середній теплоті згорання вугілля 22,3 МДж/кг. Низька теплота згорання вугілля приводить до необхідності його сумісного спалювання разом із природним газом у промислових паливоспалювальних агрегатах великої потужності.

**Природний газ.** Балансові запаси природного газу в Україні складають близько 1800 млрд. м<sup>3</sup> і зосереджені в 220-ти родовищах [ 5 ]. 75 % усього видобування природного газу припадає на Дніпровсько-Донецьку, Прикарпатську та Причорноморсько-Кримську газонафтоносні області (з відносним розподілом по областях 85 %, 10 % і 5 % відповідно).

Обсяги використання природного газу в Україні наведені в таблиці 2.

Таблиця 2

Обсяги використання природного газу в Україні

Показник	Обсяг використання газу, млрд. м <sup>3</sup> , за роками					
	1990	1993	1995	1997	2000	2006
Усього	116,4	96,1	84,5	79,7	73,4	81,0
Власний видобуток	28,1	19,2	18,2	18,1	18,1	20,0
Імпорт	88,3	77,6	66,3	61,6	55,3	61,0

Розподіл використання газу за секторами економіки в Україні у 2000 р. мав такий вигляд: населення і комунально-побутовий сектор – 36,5%; електроенергетика – 16,1%; металургія – 12,8%; хімічна промисловість – 11,3%; власні потреби газової промисловості – 11,3%; інші потреби – 12%.

Питомі витрати енергоресурсів на транспортування 1 млн. м<sup>3</sup> природного газу на 1 км по магістральних газопроводах України складають: теплової енергії – 14,7 МДж; електроенергії – 8,3 кВт·год. ( в умовному паливі – 33,7 кг) [2].

**Нафта.** Запаси нафти в Україні оцінюються в 4,0 млн.т. і знаходяться в 122-х нафтових родовищах. Запаси газового конденсату на 1993 рік оцінювались у 80,3 млн. т. Для нафтової промисловості характерним є зменшення виробництва, що пояснюється виснаженням діючих родовищ та відсутністю відкритих за останні роки великих і середніх родовищ (нові родовища незначні за запасами та залягають на значних глибинах).

Питомі витрати електроенергії на транспортування 1 тис. т нафтопродуктів на 1 км магістральних нафтопроводів у 1994 р. становили 10,4 кВт·год. [2].

Балансові запаси торфу в Україні складають близько 730 млн. т. Видобуток торфу в 1995 р. становив 1,7 млн. т.

Розвіданих запасів уранових руд у нашій країні достатньо для виробництва ядерного палива на 150 – 200 років. Замкнутий цикл із виробництва ядерного палива в Україні відсутній.

У 1990 р. в Україні було вироблено близько 299 млрд. кВт·год. електроенергії, у тому числі: на ТЕС – 209,4 млрд. кВт·год. (70%), на АЕС –

76,2 млрд. кВт·год. (26%), на ГЕС – 10,7 млрд. кВт·год. (4%).

На теплових електростанціях було використано 77,8 млн. т у.п. із такою структурою споживання природного палива: вугілля – 25,8 млн. т у.п.; мазут – 13,4 млн. т у.п.; природний газ – 38,6 млн. т у.п. До 1995 р. виробництво електроенергії зменшилось до 192,6 млрд. кВт·рік [ ].

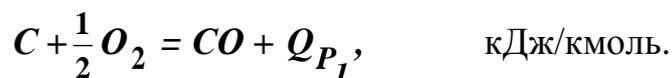
Таким чином, частка власних паливно-енергетичних ресурсів складає в балансі паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) України близько 50%. В умовах обмеженості запасів паливних ресурсів, зменшення видобутку природного палива, необхідності імпорту значної кількості енергоносіїв, високої енергоємності промислового виробництва і зростання вартості енергоресурсів цілком зрозуміло, що альтернативи енергозбереженню в Україні не існує.

Для ізобарно-ізохоричних умов протікання реакції згорання палива у топках паливовикористовуючого обладнання величина теплового ефекту реакції згорання залежить від зміни об'єму системи і величини роботи розширення. За умови, що об'єм палива й окиснювача рівний об'єму продуктів згорання  $V = \text{const}$ , а робота розширення газу в промислових топках відсутня  $l_{\text{розш}} = 0$ , величина теплового ефекту реакції горіння при початковій температурі палива  $T = 0 \text{ K}$  може бути визначена згідно із законом Гесса як різниця ентальпій продуктів згорання  $I_K$  і вихідних компонентів горючої суміші палива та окиснювача  $I_{II}$

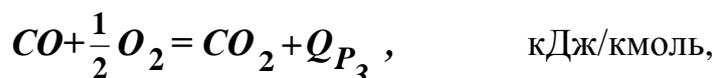
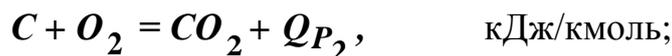
$$Q_{\mu} = I_K - I_{II}, \text{ кДж/кмоль.} \quad (2)$$

За допомогою закону Гесса можна розраховувати тепловий ефект реакцій, які неможливо дослідити експериментально, на основі відомих довідкових значень теплових ефектів інших реакцій або значень теплоти утворення речовин.

Наприклад, необхідно обчислити тепловий ефект реакції неповного окиснення (згорання) вуглецю при  $P=101,3 \text{ кПа}$  і  $t=20 \text{ }^\circ\text{C}$  (293 K)



При цьому відомі теплові ефекти інших реакцій:

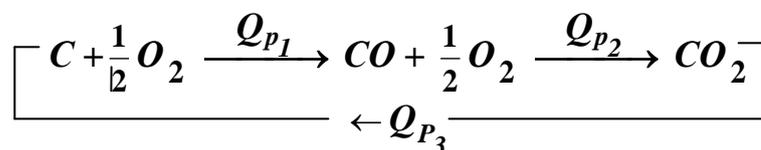


де  $Q_{P_2} = -393785 \text{ кДж/кмоль;}$

$Q_{P_3} = -283187 \text{ кДж/кмоль.}$

Відповідно до закону Гесса, якщо система за допомогою хімічних перетворень здійснює круговий процес, то при ізобарно-ізотермічному процесі алгебраїчна сума теплових ефектів реакцій буде дорівнювати нулю.

Для розв'язання вказаної задачі уявімо такий ізобарно-ізотермічний круговий процес:



Згідно із законом Гесса

$$Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} = 0,$$

звідки шуканий тепловий ефект визначається як

$$Q_{p1} = -Q_{p2} - Q_{p3} = 283187 - 393785 = -110598 \text{ кДж/кмоль.}$$

Паливо складається з **горючої маси та баластних домішок**. До складу горючої маси входять від двох до п'яти елементів. Природний газ і легке рідке паливо складаються тільки із двох горючих елементів: вуглецю С та водню Н<sub>2</sub>, при цьому вміст вуглецю від 3-х до 6-ти разів перевищує вміст водню.

**Водень.** Теплота згорання водню Н<sub>2</sub> у 4,2 разу перевищує теплоту згорання вуглецю С. У зв'язку із цим, підвищення вмісту водню у паливі приводить до зростання його загальної теплоти згорання. Пояснюється це тим, що наявність водню у горючій масі підвищує швидкість горіння й реакційну спроможність палива.

Продуктом згорання водню є екологічно безпечна водяна пара, тому водень називають екологічно безпечним паливом.

**Вуглець.** Вуглець і водень входять до горючого складу палива у вигляді складних вуглеводневих органічних сполук. При повному згоранні вуглецю утворюється газоподібний діоксид вуглецю СО<sub>2</sub>, який може слугувати мірилом теплового забруднення атмосфери, що відбувається при будь-якому спалюванні палива. Крім того, маючи необмежену розчинність у воді, СО<sub>2</sub> у поєднанні з водяними парами, в умовах конденсації останніх, призводить до утворення кислотних атмосферних опадів.

Продуктом неповного згорання вуглецю є газоподібний монооксид вуглецю. СО – токсичний газ, що призводить до небезпечного забруднення атмосфери.

У важкому рідкому паливі – мазуті, крім вуглеводнів, містяться смоли, асфальтени й інші органічні з'єднання, до складу яких, крім вуглецю і водню, входить незначна кількість сірки S, кисню О<sub>2</sub> та азоту N<sub>2</sub>.

**Кисень.** У горючій масі деяких твердих палив уміст кисню в декілька разів перевищує кількість водню, наприклад у деревині він більший у 7 разів.

Високим умістом кисню характеризується горюча маса рослинного палива, торфу і бурого вугілля. Значно менше кисню міститься в кам'яному вугіллі. В антрациті обсяг кисню складає 1–2 %.

Наявність кисню в горючій масі палива зменшує його теплоту згорання. Це пояснюється двома факторами. По-перше, кисень у складі палива відповідно знижує процентну частку в ньому горючих речовин – водню та вуглецю.

По-друге, кисень, що входить до складу горючої маси, утворює з воднем і вуглецем частково окиснені речовини, що помітно зменшує кількість теплоти, яка виділяється при їх згоранні (доокисненні).

Наявність 1% кисню в горючій масі палива зменшує його теплоту згорання внаслідок часткового окиснення вуглецю та водню в середньому на 26 ккал/кг.

Кисень у горючій масі палива зменшує витрати атмосферного повітря, необхідного для процесу горіння, оскільки деяка частина кисню, потрібного для окиснення палива, міститься у хімічному складі самого палива. Такі види палива характеризуються високим виходом летких речовин, легко запалюються і мають високу реакційну здатність.

Наявність кисню у складі природних та штучних горючих газів призводить до того, що ці суміші набувають властивості самозаймистості без присутності атмосферного повітря, що робить гази дуже небезпечними. Використання таких киснемістких газів для промислових і комунально-побутових споживачів забороняється.

**Сірка.** Органічна сірка  $S^{\circ}$  входить до складу горючої частини палива. При спалюванні палива з незначним надлишком повітря органічна сірка згорає з утворенням  $SO_2$  і виділенням 2180 ккал на 1 кг сірки. Це складає 26 ккал на 1% горючої сірки у складі палива. Для порівняння: 1 кг вуглецю при згоранні виділяє 8100 ккал, а 1 кг водню – близько 28640 ккал. Таким чином, наявність сірки дещо зменшує теплоту згорання висококалорійного палива.

Вона значно зменшує цінність палива, особливо при використанні його в технологічному паливоспалювальному обладнанні. Так, наприклад, при виплавленні металу сірка з палива переходить у метал, що надає йому ламкості. У горючі гази вона входить у вигляді сірководню  $H_2S$  та інших органічних з'єднань.

При згоранні сірки утворюється  $SO_2$  і частково  $SO_3$  – токсичні гази, які мають шкідливий вплив на навколишнє середовище. За наявності водяної пари у складі продуктів згорання та їх конденсації утворюється сірчана кислота ( $SO_3 + H_2O = H_2SO_4$ ), що призводить до значної хімічної корозії. Для запобігання процесу конденсації димові гази відводять із паливоспалювального обладнання при більш високій температурі, що зменшує його ККД.

Очищення димових газів від  $SO_2$  і  $SO_3$  здійснюється за допомогою складного й дорогого обладнання, яке до того ж не гарантує стовідсоткового

позбавлення від шкідливих інгредієнтів і призводить до забруднення стічних вод сполуками, що містять сірку.

Наявність сполук сірки є характерною лише для Оренбургського газоконденсатного родовища (Росія) та деяких попутних (нафтових) газів Поволзьких родовищ (Росія).

Рис.1.

Важливим є також те, що при спалюванні сірчистого палива спостерігається різке збільшення точки роси продуктів згорання палива, що призводить до конденсатоутворення при значно більших температурах продуктів згорання порівняно з паливом, яке не містить сірки.

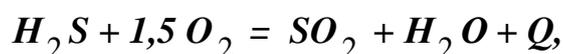
На рис. 1 показаний графік залежності точки роси продуктів згорання від концентрації сірки у паливі.

Орієнтовний уміст сірки в основних видах палива поданий у табл. 3.

Уміст сірки в горючій масі палива і приведена сірчистість робочого палива

Паливо	Уміст сірки у горючій масі, %	Приведена сірчистість робочого палива, %
Бензин	0,15	0,015
Дизельне паливо	1,0	0,1
Малосірчистий мазут	0,5	0,05
Сірчистий мазут	2,0	0,2
Кокс донецький	2,0	0,3
Напівантрацит донецький	2,5	0,35
Високосірчистий мазут	3,5	0,35
Кам'яне вугілля донецьке	3–5	0,4–0,8

Важливо знати, що навіть незначний уміст сірки у паливі при його згоранні призводить до значного утворення токсичних діоксиду  $SO_2$  і триоксиду  $SO_3$  сірки. Так, наприклад, при об'ємній концентрації сірководню у складі природного газу, не більше 0,01% об., згідно зі стехіометричною реакцією згорання сірководню



буде утворюватись до 537 мг діоксиду сірки  $SO_2$ . Концентрація  $SO_2$  в продуктах згорання такого горючого газу складатиме до 50 мг/нм<sup>3</sup>. Для порівняння: гранично допустима концентрація  $SO_2$  у повітрі населених пунктів становить не більше 0,5 мг/нм<sup>3</sup>.

Крім органічної та колчеданної сірки, що згорає до  $SO_2$ , в паливі міститься сульфатна сірка, яка входить до складу  $CaSO_4$ ,  $FeSO_4$  й інших сірчаноокислих солей. При згоранні палива сульфатна сірка переходить у золу. У рідкому паливі сірка міститься у вигляді органічних з'єднань. Виробництво моторних палив і мастильних матеріалів із високосірчистої нафти значно ускладнюється необхідністю їх очищення від сірчистих речовин.

Для запобігання утворенню сірчаного ангідриду  $SO_3$  замість сірчистого  $SO_2$  та попередження виникнення хімічної корозії обладнання процес спалювання сірчаномістких палив необхідно здійснювати при мінімально можливих коефіцієнтах надлишку повітря (близько 2–3%).

У штучних газах (доменних, ваграночних, генераторних) основним горючим компонентом є оксид вуглецю, у якому вміст кисню за масою більший за вуглець.

**Баластні домішки.** До складу баласту входить водяна пара  $H_2O$  (волога  $W$ ), азот  $N_2$ , діоксид вуглецю  $CO_2$ , сірка  $S$ , котра міститься у мінеральних домішках, що утворюються при згоранні палива, і зола  $A$  – мінеральні речовини.  $CO_2$ ,  $H_2O$  й  $N_2$  належать до баласту газового палива. Баластні домішки у складі палива не тільки не горять та не дають теплоти при спалюванні горючої маси палива, але й відбирають значну кількість теплоти із зони горіння для свого нагрівання, призводять до утворення токсичних газів – продуктів неповного згорання палива. Більша частина баластних домішок мають значну густину, що обумовлює збільшення загальної густини палива і додаткові витрати на його транспортування.

Наявність баластних речовин у твердому й рідкому паливі призводить до шлакоутворення у процесі горіння, забруднення продуктів згорання палива та атмосферного повітря, спрацювання обладнання.

**Волога.** Уміст у паливі вологи змінюється від часток процента у газовому і рідкому паливі, до 60% у сирій деревині та щойно видобутному торфі. Кількість вологи у твердому і рідкому паливі характеризується його вологістю  $W$ , %.

Наявність вологи у паливі зменшує його теплоту згорання, приводить до зниження температури горіння внаслідок непродуктивних витрат теплоти на випаровування води та нагрівання водяної пари, що утворюється при горінні вологого палива.

Так, наприклад, для кам'яного вугілля з теплотою згорання близько 6000 ккал/кг підвищення вологи на 1% зменшує нижчу теплоту згорання на 66 ккал/кг, у тому числі на 60 ккал/кг у результаті збільшення баласту в паливі й на 6 ккал/кг унаслідок витрат теплоти на випаровування вологи у складі палива у процесі його горіння. Це складає близько 1,1% від величини нижчої теплоти згорання сухого палива на кожний 1% збільшення його вологості.

Для палив із постійним складом горючої маси теплота згорання однозначно залежить від умісту вологи в ньому і може визначатись за залежністю

$$Q_H^P = \frac{Q_H^c(100 - W^P) - 600W^P}{100} \quad , \text{ккал/кг}, \quad (3)$$

де  $Q_H^c$  – нижча теплота згорання сухого палива, ккал/кг; устанавлюється відповідно до довідників та сертифікатів на паливо;

$W^P$  – вологість палива (в процентах за масою), визначається згідно з аналізом робочого палива;

$Q_H^P$  – нижча теплота згорання робочого вологого палива, ккал/кг.

Висока вологість палива приводить до збільшення об'єму продуктів згорання внаслідок зростання у них об'єму водяної пари. Це може стати причиною підвищення аеродинамічних витрат тиску при транспортуванні продуктів згорання в газоходах і димовій трубі, зменшення розрідження в топці

й газоходах, погіршення процесів горіння та навіть може призвести до згасання полум'я.

Підвищена вологість палива є причиною випадання значної кількості конденсату, що утворюється з водяної пари у складі продуктів згорання при їх транспортуванні з топкового простору паливоспалювального обладнання по газоходах і обладнанню до димової труби при температурі продуктів згорання, меншій ніж на  $100^{\circ}\text{C}$ . За наявності в тих же продуктах згорання діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$  та оксидів сірки ( $\text{SO}_2$  й  $\text{SO}_3$ ) конденсат набуває значної кислотності та стає корозійно активним. Відбувається хімічна корозія обладнання газоходів і димових труб, зволоження цегляних димових труб та газоходів, їх руйнування.

Таким чином, підвищення вологості палива не тільки баластує горючу суміш і негативно впливає на протікання процесів горіння, а й має шкідливий вплив на експлуатаційну надійність паливоспалювального обладнання, спричиняє погіршення екологічних характеристик продуктів згорання.

З метою поліпшення якості палива його, як правило, збагачують, для чого осушують, видаляють мінеральні речовини, баластні домішки, сірчисті елементи.

Склад твердого та рідкого палива виражають у процентах за масою, % мас., а газоподібного – у процентах за об'ємом, % об.

Якщо із складу палива видалити вологу, то одержимо **сухий склад палива**. Суха маса складається з горючих компонентів і мінеральних речовин, які утворюють при згоранні палива золу:

–для твердого та рідкого палива

$$C^C + H^C + O^C + S_{O+K}^C + N^C + A^C = 100 \% \text{ мас.}; \quad (4)$$

–для природного газу

$$CH_4^C + C_2H_6^C + C_3H_8^C + C_4H_{10}^C + C_m H_n^C + C_m H_{n-2}^C + N_2^C + CO_2^C = 100\% \text{ об.}; \quad (5)$$

–для штучних газів

$$CO^C + H_2^C + CH_4^C + C_2H_6^C + C_m H_n^C + C_m H_{n-2}^C + N_2^C + CO_2^C = 100 \% \text{ об.}, \quad (6)$$

де  $C_m H_n$  – загальна формула для граничних вуглеводів;

$m$  – кількість атомів вуглецю;

$n = 2m + 2$  – кількість атомів водню;

$C_m H_{n-2}$  – загальна формула для неграничних вуглеводів.

Якщо із сухої маси виключити баластні домішки і золу (А), то отримаємо **горючий склад палива**:

–для твердого та рідкого палива

$$C^G + H^G + O^G + S_{O+K}^G + N^G = 100 \% \text{ мас.}; \quad (7)$$

–для природного газу

$$CH_4^{\Gamma} + C_2H_6^{\Gamma} + C_3H_8^{\Gamma} + C_4H_{10}^{\Gamma} + C_m H_n^{\Gamma} + C_m H_{n-2}^{\Gamma} = 100 \% \text{ об.} \quad (8)$$

Розрахунки всіх дійсних характеристик палива виконуються на його **робочий склад**, який включає горючі компоненти, баласт і вологу:

–для твердого та рідкого палива

$$C^P + H^P + O^P + S_{o+k}^P + N^P + A^P + W^P = 100 \% ; \quad (9)$$

–для природного і штучних газів

$$CH_4^P + C_2H_6^P + C_4H_{10}^P + C_m H_n^P + C_m H_{n-2}^P + N_2^P + CO_2^P + H_2O^P = 100 \% ; \quad (10)$$

$$CO^P + H_2^P + CH_4^P + C_2H_6^P + C_m H_n^P + C_m H_{n-2}^P + N_2^P + CO_2^P + H_2O^P = 100 \% \text{ об.} \quad (11)$$

Перерахунок складу твердого і рідкого палива із сухої у робочу масу виконується згідно із залежностями:

$$C^P = C^c \frac{100}{100 - W^P}, \% \text{ мас.}; \quad (12)$$

$$H^P = H^c \frac{100}{100 - W^P}, \% \text{ мас.} \quad (13)$$

За необхідності перерахувати склад елементів палива з умовної горючої маси на робоче паливо використовують такі співвідношення:

$$C^P = C^{\Gamma} \frac{100 - W^P - A^P}{100}, \% \text{ мас.}; \quad (14)$$

$$H^P = H^{\Gamma} \frac{100 - W^P - A^P}{100}, \% \text{ мас.} \quad (15)$$

При перерахунку сухої маси у робоче паливо вміст горючих компонентів у паливі зменшується.

У сертифікатах якості горючих природних газів, які надходять споживачам, наводиться сухий склад газу без урахування водяної пари. Це

пояснюється тим, що у процесі визначення хімічного складу газу методом хроматографічного аналізу газову суміш осушують і видаляють із неї водяну пару. Таким чином досліджується не робочий склад газу, а сухий, без водяної пари.

Перерахунок сухого горючого складу газу, поданий у сертифікатах, у робоче паливо здійснюється за залежністю

$$\text{CH}_4^p = \text{CH}_4^c \frac{100}{100 - \text{H}_2\text{O}}, \quad \% \text{ об.} \quad (16)$$

$$\text{C}_2\text{H}_6^p = \text{C}_2\text{H}_6^c \frac{100}{100 - \text{H}_2\text{O}}, \quad \% \text{ об.} \quad (17)$$

де  $\text{CH}_4^{\delta}$  – об’ємний уміст  $\text{CH}_4$  у робочому складі, % об.;

$\text{CH}_4^c$  – об’ємний уміст  $\text{CH}_4$  у сухому умовному складі згідно з сертифікатом без урахування водяної пари, % об.;

$\text{H}_2\text{O}$  – об’ємний уміст водяної пари у газі, % об.

Об’ємний уміст водяної пари у газі розраховують за величиною абсолютної вологості газу  $a_{\Gamma}$ , г/м<sup>3</sup>, за залежністю

$$\text{H}_2\text{O} = \frac{a_{\tilde{a}}}{10 \cdot \rho_{\tilde{a}i}} \quad , \% \text{ об.}, \quad (18)$$

де  $\rho_{en}$  – густина водяної пари, кг/м<sup>3</sup>, при температурі  $t_p$  і тиску газу  $P_{\Gamma}$  у пробі газу, відібраній із газопроводу для визначення точки роси вологи у газі  $t_p$ ;

$a_{\Gamma}$  – абсолютна вологість газу, г/м<sup>3</sup>, при параметрах проби ( $t_{\Gamma}, P_{\Gamma}$ ), яка розраховується за відомою величиною точки роси вологи у газі відповідно до [ 6 ].

Об’ємний уміст горючих речовин у горючому паливі буде меншим за їх уміст в умовному сухому складі, наведеному в сертифікатах якості газу.

Величина теплоти згорання, котру обчислюють за робочим паливом, буде меншою за теплоту згорання, визначену за сухим складом і вказану в сертифікаті якості газу. Перерахунок теплоти згорання у робочий склад здійснюється за залежністю

$$Q_i^{\delta} = \frac{Q_i^{\tilde{n}}(100 - \text{H}_2\text{O})}{100} - 60 \cdot a_{\tilde{a}} \quad , \text{ ккал/м}^3, \quad (19)$$

де  $Q_H^c$  – теплота згорання газу за умовним сухим складом за стандартних умов ( $t_r = +20^\circ\text{C}$ ,  $P_r = 1\text{ ата}$ ), ккал/м<sup>3</sup>.

Розрахунок згідно з наведеною залежністю показує, що вміст водяної пари у газі до 1% об. призводить до зменшення теплоти його згорання на 88 ккал/м<sup>3</sup>, (1,03%).

Для ефективного використання низькокалорійного рідкого та твердого палива, запаси якого є значними, можливою є організація його згорання у суміші з природним газом. При цьому розрахунки складу суміші палив і процесів їх згорання повинні виконуватись або за елементарним робочим складом ( $C^c, H^c, N^c \dots$ ), як для твердого і рідкого палива, або за хімічним складом ( $CH_4, C_2H_6, C_3H_8 \dots$ ), як для газового палива. У зв'язку з тим, що визначення хімічного складу твердого та рідкого палива внаслідок його складності не можливе, при спалюванні суміші газового, твердого або рідкого палив необхідно виконувати перерахунок хімічного складу газоподібного палива в елементарний склад.

У табл. 4 наведені залежності для виконання вказаних розрахунків.

Таблиця 4

Залежності для визначення вмісту вуглецю  $C^P$   
і водню  $H^P$  у компонентах газового палива

Назва компонентів газового палива	Уміст $C^P$ у складі компонента газового палива, % мас.	Уміст $H^P$ у складі компонента газового палива, % мас.
1	2	3
Метан $CH_4$	$75g_{CH_4}$	$25g_{CH_4}$
Етан $C_2H_{10}$	$80g_{C_2H_6}$	$20g_{C_2H_6}$
Пропан $C_3H_8$	$81,8g_{C_3H_8}$	$18,2g_{C_3H_8}$
Пропілен $C_4H_6$	$85,7g_{C_3H_6}$	$14,3g_{C_3H_6}$
Бутан $C_4H_{10}$	$82,8g_{C_4H_{10}}$	$17,2g_{C_4H_{10}}$
Бутилен $C_4H_8$	$85,7g_{C_4H_8}$	$14,3g_{C_4H_8}$
Пентан $C_5H_{12}$	$83,3g_{C_5H_{12}}$	$16,7g_{C_5H_{12}}$
Діоксид вуглецю $CO_2$	$27,3g_{CO_2}$	-
Водень	-	$100g_{H_2}$
Сірководень	-	$5,2g_{H_2S}$

Зазначені у формулах таблиці 4 величини  $g_{CH_4}$ ,  $g_{C_2H_6}$ ,  $g_{C_3H_8}$  ... є масовими частками відносних компонентів газового палива у його складі, які визначаються за наступними залежностями:

$$\begin{aligned}
 g_{CH_4} &= \frac{\mu_{CH_4} r_{CH_4}}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i} \quad ; & g_{C_2H_6} &= \frac{\mu_{C_2H_6} r_{C_2H_6}}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i} \quad ; \\
 g_{CO_2} &= \frac{\mu_{CO_2} r_{CO_2}}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i} \quad ; & g_{N_2} &= \frac{\mu_{N_2} r_{N_2}}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i} \quad ; \\
 g_i &= \frac{\mu_i r_i}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i} \quad ;
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

де  $\mu_{CH_4}, \mu_{C_2H_6} \dots \mu_i$  – молекулярна маса метану, етану й інших компонентів газового палива, кг;  
 $r_i$  – об’ємна частка кожного з компонентів газового палива, част.од.об.  
 $\left( r_{CH_4}, r_{C_2H_6}, r_{C_3H_8} \dots r_{N_2}, r_{CO_2} \right)$ .

Уміст сірки  $S^c$ , % мас., у сірчистих компонентах палива розраховується за залежністю

$$S_{H_2S}^p = 94.1 \cdot g_{H_2S}, \quad \% \text{ мас.}; \tag{21}$$

$$g_{H_2S} = \frac{\mu_{H_2S} r_{H_2S}}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i}, \quad ; \tag{22}$$

де  $r_{H_2S}$  – об’ємна частка  $H_2S$  у складі газового палива, част.од.об.

Уміст кисню  $O^c$  та азоту  $N^c$  у складі компонентів газового палива визначається за залежностями:

$$O^{\tilde{n}} = 72,7 \frac{\mu_{N_2} r_{N_2}}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i}, \quad \% \hat{a}.; \quad N^c = 100 \frac{\mu_{N_2} r_{N_2}}{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i}, \quad \% \hat{a}., \tag{23}$$

де  $r_{CO_2}, r_{N_2}$  – об’ємна частка відповідно у складі газового палива, част.од.об.;  
 $\mu_{CO_2}, \mu_{N_2}$  – молекулярна маса  $CO_2$  і  $N_2$  відповідно, кг;

$\sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i$  – середня молекулярна маса газового палива, обчислена згідно з його заданим об'ємним складом,  $r_i$  за залежністю

$$\mu_A = \sum_{i=1}^n r_i \cdot \mu_i = r_{\text{CH}_4} \cdot \mu_{\text{CH}_4} + r_{\text{C}_2\text{H}_6} \cdot \mu_{\text{C}_2\text{H}_6} + r_{\text{C}_3\text{H}_8} \cdot \mu_{\text{C}_3\text{H}_8} + \dots + r_{\text{CO}_2} \cdot \mu_{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2} \cdot \mu_{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{S}} \cdot \mu_{\text{H}_2\text{S}}, \quad \text{êã.} \quad (24)$$

Результуючий уміст вуглецю  $C^c$ , наявного у горючих компонентах газового палива, буде визначатись за формулою

$$C^c = C_{\text{CH}_4}^c + C_{\text{C}_2\text{H}_6}^c + C_{\text{C}_3\text{H}_8}^c + C_{\text{C}_3\text{H}_6}^c + C_{\text{C}_4\text{H}_{10}}^c + C_{\text{C}_4\text{H}_8}^c + C_{\text{C}_5\text{H}_{12}}^c \quad \% \text{ àñ.}$$

де  $C_{\text{CH}_4}^c, C_{\text{C}_2\text{H}_6}^c, C_{\text{C}_3\text{H}_8}^c$  – уміст вуглецю у відповідних горючих компонентах газового палива, розраховується за залежностями, наведеними у табл. 4.

Уміст інших елементів у газовому паливі буде визначатись за такими залежностями:

– водню на сухий склад палива

$$H^c = H_{\text{CH}_4}^c + H_{\text{C}_2\text{H}_6}^c + H_{\text{C}_3\text{H}_8}^c + H_{\text{C}_3\text{H}_6}^c + H_{\text{C}_4\text{H}_{10}}^c + H_{\text{C}_4\text{H}_8}^c + H_{\text{H}_2\text{S}}^c, \quad \% \text{ àñ.;} \quad (25)$$

– сірки  $S^{\tilde{n}} = S_{\text{H}_2\text{S}}^{\tilde{n}}, \quad \% \text{ àñ. ;}$

– азоту  $N^{\tilde{n}} = N_{\text{N}_2}^{\tilde{n}}, \quad \% \text{ àñ. ;}$

– кисню  $O^c = O_{\text{CO}_2}^c, \quad \% \text{ àñ. ;}$

– вуглецю у баластних домішках газу  $C_{\text{iaã}}^{\tilde{n}} = C_{\text{CO}_2}^{\tilde{n}}, \quad \% \text{ àñ.}$

Сума всіх елементів повинна дорівнювати 100%

$$C^{\tilde{n}} = H^{\tilde{n}} + S^{\tilde{n}} + N^{\tilde{n}} + O^{\tilde{n}} + H^{\tilde{n}} + C_{\text{iaã}}^{\tilde{n}} = 100, \quad \% \text{ àñ.} \quad (26)$$

## 2. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАЛИВА

Важливість палива у паливно-енергетичному балансі (ПЕБ) визначають наступні його основні характеристики:

1. **Теплота згорання** – кількість теплоти, яка виділяється при повному згоранні 1 кг твердого і рідкого палива або  $1\text{ м}^3$  газоподібного палива.

2. **Уміст баластних домішок** (мінеральної маси та вологи у твердому і рідкому паливі, азоту  $\text{N}_2$ , діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$ , водяної пари  $\text{H}_2\text{O}$  – у газоподібному). Наявність баласту в паливі зменшує його теплоту згорання та підвищує густину газового палива. При збільшенні баластних домішок помітно зменшується температура продуктів згорання палива. Величини теплоти згорання і вмісту баласту обумовлюють та визначають доцільність транспортування палива.

3. **Жаропродуктивність** ( $t_{max}$ ) – максимальна температура горіння при повному згоранні палива в адіабатних умовах, коли вся теплота згорання витрачається на нагрівання продуктів згорання, що утворюються. Жаропродуктивність визначає можливість використання палива у високотемпературних технологічних процесах.

4. **Уміст шкідливих домішок**, які зменшують якість палива, надають паливу і продуктам його згорання корозійно активних властивостей, мають шкідливий вплив на людину та навколишнє середовище.

5. **Вихід летких речовин і коксу** при нагріванні, що визначає складність процесу його спалювання, можливість газифікації, доцільність використання у технологічних процесах.

6. **Складність процесу спалювання палива** й витрати енергії для підготовки його до використання.

7. **Складність процесів розвідування та видобування палива**, що визначає обсяг капіталовкладень у паливну промисловість і собівартість палива.

8. **Віддаленість родовищ палива від районів його споживання**, що обумовлює обсяг капіталовкладень у транспортування та вартість перевезення палива.

9. **Токсичність продуктів згорання палива**, екологічні характеристики продуктів згорання.

10. **Можливість регулювання кількості теплоти при згоранні палива** і його витрат, складність пристроїв та систем регулювання витрат палива й кількості теплоти.

11. **Можливість підтримання сталих характеристик палива** протягом усього часу його подачі споживачам.

Паливо є стратегічною глобальною сировиною, достатність запасів якої визначає національну безпеку країни, ступінь її економічної незалежності, інтенсивність розвитку індустрії та добробут громадян.

Ефективність і ощадність використання ПЕР є ознакою високорозвинених держав, значної ефективності їх економіки, чинником ощадливого та дбайливого ставлення до природи, результатом високого рівня свідомості громадян і мудрої державної політики.

Одним з основних глобальних показників енергоощадності виробництва є величина витрат газу, віднесених до обсягу внутрішнього валового продукту.

Нормування витрат палива – це визначення максимально допустимої кількості палива, необхідної для виробництва одиниці продукції (для котельних – 1 Гкал або 1 ГДж теплоти), виконання одиниці роботи з урахуванням умов виробництва.

Нормування витрат палива, теплоти або електроенергії повинно виконуватись відповідно до вимог Основних методичних положень із нормування питомих витрат паливно - енергетичних ресурсів у суспільному виробництві, затверджених наказом Державного комітету з енергозбереження України 1997 р. № 93, та іншої нормативної документації.

Норми витрат палива на окремі котли й котельні визначають при проведенні налагоджувальних робіт і затверджують в установленому порядку [6 – 15].

Існують міжгалузеві норми витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні [4]. Якщо фактичні питомі витрати палива на виробництво теплової енергії, розраховані за результатами випробувань котлів (з урахуванням зовнішніх факторів), перевищують показники, встановлені такими нормами, то підприємствами повинні бути проведені заходи щодо зниження питомих витрат палива.

При порушенні вказаних норм до виробників теплової енергії можуть бути застосовані відповідні санкції. Контроль за дотриманням норм здійснюється Державною інспекцією з ефективного використання газу, створеною Постановою Кабінету Міністрів України № 699 від 2 вересня 1993 р.

Основним показником ефективності спалювання палива є його питомі витрати в кілограмах умовного палива (кг у. п.) із теплотою згорання 7000 ккал/кг. Відношення теплоти згорання даного палива до умовного називається паливним еквівалентом

$$E_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^P}{7000}, \quad (27)$$

де  $Q_{\Pi}^P$  – нижча теплота згорання палива, визначається за робочим складом за стандартних умов (температура  $t_r = +20^{\circ}C$ , тиск  $P_2 = 101,3 \text{ кПа} = 760 \text{ мм.рт.ст.}$ ), ккал/кг.

У таблиці 5 наведені значення теплових еквівалентів для переведення натурального палива в умовне.

Таблиця 5

Значення паливного еквівалента [7]

Вид палива та горючих матеріалів	Паливний еквівалент	Теплота згорання палива на робочий склад	
		нижча $Q_H^p$ , ккал/кг, ккал/нм <sup>3</sup>	вища $Q_B^p$ , ккал/кг, ккал/нм <sup>3</sup>
1	2	3	4
Вугілля донецьке:			
- антрацит	0,94	6580 – 8400	-
- газове	0,85	5950 – 6100	-
- довгополум'яне	0,73	5110 – 5300	-
Вугілля кам'яньсько-ачинське	0,49	3430 – 3500	-
Брикети з вугілля:			
- українського бурого	0,6	4200 – 4300	-
- донецького	0,92	6440 – 6500	-
Мазут топковий	1,37	9590 – 10200	-
Дизельне паливо	1,45	10150 – 10400	-
Дистилятне паливо, бензин	1,43	10010 – 10500	-
Природний газ	1,20	8400 – 8600	-
Скраплений газ	1,7	11900 – 22350	-
Штучний коксовий газ	0,57	3990 – 4100	-
Сланцевий газ	0,57	3990 – 4100	-
Торф фрезерний	0,34 – 0,35	2380 – 2450	-
Дрова	0,27 – 0,86	1890 – 6000	-
Папір	0,56	3970	-
Качани кукурудзяні сухі (W<10%)	0,5	3500	-
Лузга соняшника	0,53	3685	-
Солома	0,54	3750	-
Харчові відходи	0,2	1430	-
Міські побутові відходи	0,27	1920	-

У котельних розрізняють умовні норми витрат палива на вироблену і відпущену теплоту.

Питомі витрати палива на вироблення 1 Гкал при відомому ККД теплоагрегату брутто  $\eta_{\text{б}}$  визначаються за залежністю

$$\hat{a}_{oi} = \frac{10^6}{7000 \cdot \eta_{ko}} = \frac{142,857}{\eta_{ko}}, \text{ кг у.п./Гкал,} \quad (28)$$

де  $\eta_{ko}$  – ККД теплоагрегату брутто, част. од.

Розрахунок питомих витрат газового чи будь-якого іншого палива з теплою згорання  $Q_n^p$  виконується із співвідношення

$$\hat{a}_i = \hat{a}_{oi} \frac{7000}{Q_i^0} = \frac{\hat{a}_{oi}}{\hat{A}_i}. \quad (29)$$

Фактичні за певний період часу питомі витрати умовного палива обчислюються за формулою

$$\hat{a}_{oi}^0 = \frac{\hat{A}_i \cdot \dot{A}_i}{Q_e} = \frac{\hat{A}_i \cdot \dot{A}_i}{\hat{a}_i \cdot Q_i^0 \cdot \eta_{ko} \cdot 10^{-6}} = \frac{\dot{A}_i \cdot 10^6}{Q_i^0 \cdot \eta_{ko}}, \text{ кг у.п./Гкал,} \quad (30)$$

де  $B_n$  – витрати палива за певний період на вироблення теплоти, кг або  $\text{м}^3$ ;

$Q_k$  – кількість теплоти, виробленої котлом чи котельнею, Гкал;

$\eta_{ko}$  – середній за період часу, що визначається, ККД котла або котельні, розраховується згідно з результатами режимно-налагоджувальних робіт.

При нерівномірній роботі котла за вказаний період при різних теплових потужностях середній ККД визначається як середньозважена величина з урахуванням часу роботи на кожній фіксованій величині теплової потужності та витрат за формулою

$$\eta_{ko} = \frac{\eta_{ko_1} \cdot Q_{i_1}^0 \cdot \hat{A}_{i_1} \cdot \tau_1 + \eta_{ko_2} \cdot Q_{i_2}^0 \cdot \hat{A}_{i_2} \cdot \tau_2 + \dots + \eta_{ko_i} \cdot Q_{i_i}^0 \cdot \hat{A}_{i_i} \cdot \tau_i}{Q_{i_1}^0 \cdot \hat{A}_{i_1} \cdot \tau_1 + Q_{i_2}^0 \cdot \hat{A}_{i_2} \cdot \tau_2 + \dots + Q_{i_i}^0 \cdot \hat{A}_{i_i} \cdot \tau_i}, \quad (31)$$

де  $\eta_{ko_1}, \eta_{ko_2}, \eta_{ko_i}$  – ККД котлоагрегату при роботі на різних теплових потужностях і витратах палива;

$B_{n_1}, B_{n_2}, B_{n_i}$  – витрати палива, кг/год чи  $\text{м}^3/\text{год}$ , при яких працював котлоагрегат у період часу  $\tau_1, \tau_2, \tau_i$ , год, відповідно;

$Q_{n_1}^p, Q_{n_2}^p, Q_{n_i}^p$  – теплота згорання палива в період роботи котлоагрегату  $\tau_1, \tau_2, \tau_i$ , год, відповідно.

Для встановлення норм питомих витрат умовного палива на 1 Гкал відпущеної теплоти необхідно знати ККД нетто котельної  $\eta$ , котрий ураховує витрати теплоти на власні потреби  $Q_{ВП}$  котельні та визначається за залежністю

$$\eta = \frac{(Q_{\dot{e}} - Q_{\dot{a}i}) \cdot 100}{7000 \cdot \dot{A}_r \cdot \dot{A}_i}, \quad \%, \quad (32)$$

де  $Q_{\dot{en}}$  – витрати теплоти на власні потреби джерела теплоти, Гкал.  
Величина ККД нетто може розраховуватись також за залежністю

$$\begin{aligned} \eta &= \eta_{\dot{a}o} - q_{\dot{a}i}, \quad \%; \\ q_{\dot{a}i} &= \left( \frac{Q_{\dot{a}i}}{Q_{\dot{e}}} \right) 100, \quad \%. \end{aligned} \quad (33)$$

Витрати теплоти на власні потреби визначаються у процесі виконання режимно-налагоджувальних робіт паливоспалювального обладнання. Приблизно ці витрати  $q_{\dot{en}}$ , %, відносно виробленої теплоти для котлів, що працюють на природному газі, можуть бути прийнятими такими:

- парові котли паропродуктивністю до 2 т/год – 4%;
- парові котли паропродуктивністю до 20 т/год – 2%;
- водогрійні котли – 1%.

Але при незадовільному стані теплової ізоляції обладнання і трубопроводів котельні значення  $q_{ВП}$  може сягати 6 – 8 %, а при роботі котлів із незначним тепловим навантаженням  $N < N_{ном}$ , непродуктивних утратах теплоти на деаерацію, хімводопідготовку й на приведення в дію парових насосів, при порушенні режиму періодичної та неперервної продувки втрати теплоти на власні потреби можуть збільшуватись до 15 – 20 %, а різниця між виробленою і відпущеною теплою стає значною.

Циркуляція гарячого теплоносія через непрацюючі котли при підтриманні їх у режимі „гарячого резерву”, циркуляція холодного повітря через топку й газоходи непрацюючих котлів, періодичне відключення подачі палива на котли і їх зупинка з подальшим відновленням подачі палива та включення їх у роботу через якийсь час (регулювання пропусками роботи обладнання) збільшує інші складові власних потреб теплоти і може довести їх до непередбачуваних величин, які значно перевищують утрати теплоти у самих котлах.

Витрати теплоти на власні потреби залежать також від теплової схеми котельні, типу паливоспалювального обладнання, кліматичних умов, експлуатаційного стану обладнання.

У зв'язку з вищезазначеним витрати теплоти на власні потреби повинні визначатись шляхом безпосередніх вимірювань та розрахунків при проведенні налагоджувальних робіт згідно з існуючими методиками [8– 18].

Величину відпущеної теплоти  $Q_e$  і витрат теплоти на власні потреби  $Q_{en}$  найбільш точно та просто можна визначити інструментальними методами за

допомогою теплових лічильників, які встановлюються на трубопроводах теплової мережі на виході теплоносія з котельні. Зафіксована ними величина витрат теплоти буде відповідати відпущеній теплоті  $Q_a$ , а теплота власних потреб визначатиметься як  $Q_{en} = B_n \cdot Q_n^p - Q_a$ .

Міжгалузеві норми питомих витрат палива [8] нормують цю величину залежно від наступних факторів:

- ступеня відхилення режиму роботи котлів від номінального (при зменшенні теплової потужності котлів питомі витрати палива збільшуються);
- терміну експлуатації котлів;
- типу котлів;
- виду палива.

У таблиці 6 наведені значення нормованих питомих витрат палива для деяких найбільш поширених котлоагрегатів.

Таблиця 6

**Значення нормативних питомих витрат палива [ 8 ]  
(у чисельнику – з утилізатором, у знаменнику – без утилізатора)**

Тип котла	Номінальна теплопродуктивність водогрійних котлів, $\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$	Номінальна паропроодуктивність парових котлів, $\frac{\text{т}}{\text{год}}$	Навантаження на котел, %, від номінального	Норма витрат палива, $\frac{\text{кг у.п.}}{\text{Гкал}}$ або $\frac{\text{кг у.п.}}{\text{т}}$ , при терміні експлуатації у роках			
				1	5	10	15
1	2	3	4	5	6	7	8
ДЕ-25-14	-	25,0	90	153,4	156,1	156,8	159,0
				156,5	158,2	160,0	162,3
			60	154,6	156,3	158,1	160,3
				157,8	159,5	161,3	163,6
			40	156,2	157,8	159,6	161,9
				159,3	161,1	162,9	165,2
1	2	3	4	5	6	7	8
ДЕ-4-14	-	4,0	90	158,0	159,7	161,5	163,7
				161,2	162,9	164,8	167,1
			60	158,9	160,9	162,4	164,7
				162,1	163,9	165,7	168,1
			40	161,4	163,2	165,0	167,3
				164,7	166,5	168,4	170,8
Е-1/9	-	1,0	90	163,3	165,6	167,5	169,0
				166,6	169,0	170,9	172,5
			60	164,1	166,4	168,3	169,9
				167,4	169,8	171,8	173,3
			40	164,9	167,3	169,2	170,7
				168,3	170,7	172,6	174,2

1	2	3	4	5	6	7	8
ДКВР 6,5-13	-	6,5	90	-	-	-	-
				154,8	156,5	158,3	160,5
			60	-	-	-	-
				155,5	157,1	158,9	161,2
			40	-	-	-	-
				157,6	159,3	161,1	163,4
КВ-ГМ- 6,5	6,5	-	90	-	-	-	-
				152,2	153,4	154,0	154,2
			60	155,8	157,0	157,6	157,9
				165,8	167,0	167,7	167,9
			40	-	-	-	-
				154,7	155,8	156,5	156,7
ТВГ-8М	8,0	-	90	-	-	-	-
				159,2	161,4	162,4	162,9
			60	151,0	153,1	154,0	154,5
				160,6	162,8	163,9	164,4
			40	152,8	154,9	155,9	156,3
				162,5	164,8	165,8	166,3
КСВа- 1,25 ВК-32	1,07	-	90	152,8	155,4	158,2	160,8
				155,9	158,6	161,4	164,1
			60	-	-	-	-
				153,9	156,6	159,3	162,0
			40	-	-	-	-
				153,5	156,2	159,0	161,7
КСВа-1,0 ВК-22	0,86	-	90	154,1	156,8	159,6	160,8
				157,3	160,2	162,8	164,1
			60	-	-	-	-
				153,8	156,5	159,3	162,0
			40	-	-	-	-
				152,5	155,2	158,0	161,7

Зменшення індивідуальної норми витрат палива для деяких водогрійних вискоефективних котлів, що має місце при зниженні теплової продуктивності котлів, пояснюється підвищенням ефективності теплообміну в них при зменшенні температури теплоносія (води) у зворотній магістралі при якісному регулюванні роботи системи. При цьому збільшується середній температурний перепад між температурою води, яка нагрівається, і продуктами згорання палива, зменшується температура продуктів згорання на виході з агрегату.

### **3. ІСТОРІЯ ТА ЕТАПИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ. ПЕРЕВАГИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Історія розвитку систем постачання горючим газом нараховує більше двох століть, із яких на системи постачання природним газом припадає тільки останні 50 – 60 років.

Системи газопостачання спочатку розвивались як форми організації виробництва і подачі штучного світильного газу. Його одержували при нагріванні кам'яного вугілля у великих металевих або глиняних посудинах (ретортах), котрі розміщали в печах. Газ, який при цьому утворювався, збирали в ємностях для зберігання (газгольдерах), подавали по трубопроводах і використовували для освітлення вулиць. Перші газові ліхтарі освітили у 1810 р. вулиці Лондона, Парижа, Берліна. Восени 1819 р. на Аптекарьському острові у Санкт - Петербурзі також був запалений перший газовий ліхтар. Із 1821 року газові ліхтарі з'явилися на всіх центральних вулицях міста, ними освітлювались театри, палаци, будинки знатних осіб Петербурга. У 1821 році був побудований перший газовий завод для виробництва світильного газу з кам'яного вугілля, що привозили з Англії. Значний внесок в організацію виробництва і використання штучного світильного газу був зроблений губернатором Санкт - Петербурга М.А. Милорадовичем.

Нащадок сербських дворян, які переселились у Полтавську губернію ще при Петрі I, він був учнем О. Суворова, сподвижником Кутузова, героєм війни 1812 р., із 1818 року – генерал - губернатором Санкт - Петербурга.

Уперше М. Милорадович побачив газове освітлення на вулицях та в будівлях європейських міст під час закордонного походу російської армії у 1813 –1814 рр.

Газові ліхтарі, крім прозаїчних функцій освітлення вулиць і будівель Петербурга, були ще й прикрасою міста. Розробниками газових освітлювальних ліхтарів стали архітектор Ісакіївського собору Огюст Монферан, інженери Якобі, Жидівський( рис.2).

Досвід підготовки, очищення і транспортування природного газу в європейських країнах був покладений в основу розроблення системи газопостачання Радянського Союзу.

## Рис.2. Газове освітлення на Анічковому мосту

Спочатку газове освітлення викликало недовіру та глузування. Наприклад, відомий письменник Вальтер Скотт писав: "Один божевільний пропонує освітлювати Лондон димом". Але поступово люди звикли до газу і високо оцінили результати його застосування. Світло газових ліхтарів мало приємну світлову гаму й добре сприймалось людськими очима.

У наступні п'ятдесят років були побудовані десятки заводів із виробництва світельного газу.

У 1880 р. світельний газ використовувався для освітлення вулиць Києва, Одеси, Харкова.

У Львові газовий завод продуктивністю 20 тис. м<sup>3</sup> газу за добу був збудований у 1858 р. Європейським газовим товариством. Газ постачався для освітлення вулиць, його виробляли з кам'яного вугілля. З 1929 р. було укладено контракт на постачання вже природного газу й у газівні почали виробляти змішаний газ ( штучний і природний ). Крім того, по окремому газопроводу довжиною 12 км подавали чистий природний газ із Дашавського родовища для центрального опалення міста та промислових підприємств.

Із появою електричного освітлення у 1890 р. відбулась переорієнтація використання горючого газу як палива і для побутових потреб населення. Було газифіковано близько 10 тисяч квартир у центральній частині Санкт-Петербурга. До 1940 року було газифіковано штучним газом 45 тис. квартир в Україні. Виробництво газу з 1930 року здійснювалось на газових заводах із донецького вугілля. На початок 1941 року в Ленінграді користувались штучним газом 150 тис. людей.

Після війни були побудовані потужні газові сланцепереробні заводи у містах Сланці та Кохтла-Ярве, прокладений газопровід "Кохтла-Ярве –

Ленінград”. Штучний газ, одержаний із горючих сланців, широко застосовувався для побутових потреб, комунально-побутових і промислових підприємств. Основним горючим компонентом такого газу був оксид вуглецю СО, який має шкідливий вплив на здоров’я людини.

На цей час розвідувальні роботи з пошуку природного газу в басейні р.Волги показали, що запаси цього палива є значними, а переваги перед штучним газом – незаперечними.

У 1959 р. налагоджується подача природного газу із Ставропольського родовища і по магістральному газопроводу діаметром 720 мм довжиною 800 км 4,2 млрд. м<sup>3</sup> за рік природного газу надходить у Ленінград.

Із того часу газова промисловість почала розвиватись бурхливими темпами. Частка штучних газів, які використовувались для промислового і комунально-побутового споживання, невпинно зменшувалась.

Були створені потужні проектні інститути Ленгідроінжпроект, УкрНДінжпроект, Газпроект із розроблення газового обладнання та систем газопостачання міст, промислових підприємств, об’єктів енергетики, а також інженерна школа спеціалістів із газопостачання, які вперше розв’язували найскладніші технічні й інженерні питання, що не мали аналогів у світовій практиці. Зароджувались ідеї, котрі до цього часу є новаторськими. Наприклад, багатоступеневі системи газопостачання, системи безпеки та надійності, конструкції газових пальників, методики розрахунку, системи спільного використання природних і штучних газів. Були створені центри з випробування та сертифікації газового обладнання, побудовані спеціалізовані заводи з випуску матеріалів і обладнання для газового комплексу. Вагомий внесок у розвиток систем газопостачання зробив талановитий інженер та видатний учений М.Л.Стаскевич. Під його керівництвом були розроблені проекти з газопостачання більше ніж 100 міст і великих населених пунктів.

Рис. 3. Інженери, які створювали систему газопостачання Ленінграду. Справа наліво: В.Ф. Желтиков, О.Н. Мельников, П.В. Величко, К.Ф. Горшков, Н.Л. Стаскевич, Л.Е. Гохштейн

На території України інтенсивний розвиток галузі пов'язаний із відкриттям значних запасів природного газу в районах Дніпровсько – Донецької западини, на Прикарпатті. Сьогодні ці запаси практично вичерпано і вони використовуються як підземні сховища газу. Перспективним районом щодо газовидобування є шельф Чорного та Азовського морів. Природний, або, як його називали «земний газ», на Галичині почали використовувати вже 1929 року, за 30 років до подачі природного газу в Ленінград.

Спочатку в суміші зі штучним газом, а потім без нього природний газ транспортували по газопроводах і доставляли до промислових підприємств, де використовували як паливо при обробленні металів, випалюванні цегли, на заводах із виробництва скла, цементу, вапна. Газ застосовувався також для опалення житлових будинків. Із газу одержували рідку фазу – газолін. Змішаний із бензином газолін використовували як рідке моторне паливо. При спалюванні метану отримували сажу (1 кг із 100 м<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>) як сировину для хімічної промисловості. Газ спалювали у топках парових котлів теплоелектростанцій. Галичина до 1939 року входила до складу Польщі. Видобуток природного газу становив у 1936 р. близько 480 тис. м<sup>3</sup> за рік. Найважливішими газовими родовищами були Борислав (Івано-Франківськ), східно-карпатські родовища Битків-Пасічна, Гірки, Дашава.

Перший газопровід для подачі нафтового газу з м. Борислава до м. Дрогобича був побудований у 1912 році. Із початком промислової експлуатації Дашавського газового родовища розпочалось будівництво газопроводів до міст Стрия, Дрогобича, Борислава, Львова. У 1948 році був введений в експлуатацію магістральний газопровід «Дашава – Київ» діаметром 500 мм довжиною 509 км і міста Київ та Тернопіль першими в Україні одержали високоефективне і зручне паливо – природний газ. На той час це був найпотужніший газопровід в Європі. У 1951 році газопровід «Дашава – Київ» був продовжений до Москви.

Подальше збільшення обсягів геологорозвідувальних робіт на газ зумовило відкриття унікального Шебелинського газоконденсатного родовища в Харківській області. Шебелинське родовище було введено в експлуатацію в 1956 році після спорудження газопроводу діаметром 400 мм довжиною 62 км «Шебелинка – Харків». Для перероблення газоконденсату в 1957 році був побудований Шебелинський газопереробний завод.

Уведення в експлуатацію нових родовищ газу, будівництво нових магістральних газопроводів «Шебелинка – Кривий Ріг – Одеса», «Шебелинка – Дніпропетровськ», «Шебелинка – Київ», «Дашава – Мінськ», «Угерське – Івано-Франківськ», «Косів – Чернівці» тощо дало змогу збільшити видобуток природного і попутного газу в 1960 р. до 14,2 млрд.м<sup>3</sup> на рік, а в 1965 р. – до 39 млрд.м<sup>3</sup> на рік. Після відкриття у 60-х роках у східних районах України таких родовищ газу, як Єфремівське, Кегичівське, Христищенське, Соснівське, Глинсько-Розбишівське, Гадяцьке та інших у 1968 – 1972 рр. були побудовані нові потужні газопроводи «Єфремівка – Диканька – Київ» із

продовженням його до західних районів України ( діаметр 1020 мм, довжина 1100 км) та «Шебелинка – Диканька – Київ» ( діаметр 1220 мм, довжина 549 км).

Початок розвитку газової промисловості в Криму припадає на 1961 рік, коли був отриманий перший газовий фонтан на Глібівському газовому родовищі. Потім у Криму були введені в експлуатацію Задорненське, Джанкойське та Стрільківське газові родовища. З метою забезпечення газифікації населених пунктів Криму були побудовані газопроводи «Сімферополь – Севастополь» і «Джанкой – Сімферополь». У 1970 р. в Україні вже експлуатувалось 43 газових та газоконденсатних родовища. Видобуток природного і попутного газу збільшився до 61,3 млрд.м<sup>3</sup> на рік, а загальна довжина газопроводів склала 10,9 тис. км. До 1976 року видобуток досягнув максимального рівня – 68,7 млрд.м<sup>3</sup> на рік.

У зв'язку з поступовим виснаженням основних газових родовищ, відставанням геологорозвідувальних робіт та приростом запасів від темпів видобутку газу з другої половини 70-х років починається зниження обсягу видобутку газу. У 1980 році він становив уже 54,8 млрд.м<sup>3</sup>, у 1990 р. – 28,1 млрд.м<sup>3</sup>, а у 2000 р. зменшився до 15 млрд.м<sup>3</sup>.

Разом із родовищами Поволжя надра України були основними джерелами видобутку газу в 60 – 70-х роках для всіх республік колишнього Радянського Союзу. Основною перевагою таких родовищ була їх наближеність до споживачів палива. За період із 1960 по 1990 р. дальність транспортування газу збільшилась у середньому з 530 до 2800 км. Довжина проєктованого у даний час Газпромом (Росія) газопроводу “Ямал – Німеччина” діаметром 1420 мм складає до 4500 км, причому третина траси – це вічна мерзлота, болота, гори, тундра.

Вартість газу для споживача із збільшенням довжини газопроводу буде зростати й при вартості транспортування, визначеній у \$ 3/1000 м<sup>3</sup>/100 км, оплата тільки за транзит газу становитиме до \$140.

У зв'язку із цим виникає альтернатива трубопровідному транспортуванню газу у вигляді морських і океанських танкерів, які транспортують скраплений природний газ. При переведенні природного газу в рідку фазу його об'єм зменшується у 500– 700 разів (залежно від складу газу).

Світовий ринок скрапленого природного газу (LNG – Liquid Natural Gas) утворився у 70-ті роки ХХ ст. Його ціна формувалась пропорційно до ціни нафти залежно від розташування ринків збуту.

Обсяг транспортування танкерами скрапленого природного газу на міжнародних ринках у 2001 році становив 28 % у загальних обсягах проданого газу. Крім того, наявність альтернативних видів транспортування газу робить більш гнучкою політику монополістів у галузі трубопровідного транспорту природного газу і підвищує незалежність споживачів газоподібного палива від таких монополістів.

Принципові схеми газотранспортних систем країн СНД та України зображені на рисунках 4 і 5.

На рис. 6 показана схема трубопровідної подачі природного газу, що транспортується по газопроводах через територію України до Західної Європи.

На сьогоднішній день в Україні газифіковано близько 17 млн. квартир, у тому числі 12 млн. – у містах та 5 млн. – у сільській місцевості. Обсяг газифікації квартир становить близько 88 % , із них природним газом – 47 % , скрапленим – 40%.

Розподіл використання газу за секторами економіки в Україні має такий вигляд: населення і комунально-побутовий сектор – 36,5% ; електроенергетика – 16,1% ; металургія – 12,8% ; хімічна промисловість – 11,3% ; власні потреби газової промисловості – 11,3% ; інші потреби – 12% .

Переваги природного газу порівняно з іншими видами палива:

1. Низька собівартість видобутку природного газу. Газ надходить із надр Землі під тиском, рівним статичному тиску і при заглибленні свердловини до 1 км. Тиск газу може становити до 100 атм. На Близькому Сході вартість видобутку нафти та газу не перевищує 10 центів за барель (63 центи за 1 м<sup>3</sup>). Існуючі ж ціни на нафту і газ – не більш ніж політично-спекулятивні й податкові навантаження [ 19 ] . Ціна на газ та нафту дуже незначною мірою залежить від вартості їх видобутку.

2. Можливість здійснення трубопровідного транспортування газу.

3. Поліпшення умов праці й санітарно-гігієнічних умов проживання.

4. Значне поліпшення якості кінцевих продуктів теплового оброблення сировини, можливість регулювання складу газового середовища у тепловому просторі.

5. Збільшення продуктивності та ККД паливовикористовуючого обладнання.

6. Зменшення чисельності обслуговуючого персоналу і вартості обладнання.

7. Зниження вартості устаткування та зменшення витрат енергії для підготовки палива до згорання.

8. Простота й ефективність систем регулювання та автоматизації процесів горіння й тепловіддачі.

9. Можливість спільного спалювання з іншими видами палива.

10. Найбільша різниця між вищою і нижчою теплотою згорання, що підвищує ефективність застосування вискоелективних конденсаційних котлів, економайзерів та іншого обладнання з використанням теплоти фазового переходу продуктів згорання.

11. Мінімальні викиди парникових газів при спалюванні палива.

12. Відсутність токсичних інгредієнтів у складі палива. Згідно з токсикологічною характеристикою [20,21], природні горючі гази належать до речовин 4-го класу небезпеки – малонебезпечних ( див. табл. 7).

13. Газове паливо та повітря для його окиснення знаходяться в однаковому агрегатному стані; гомогенна суміш палива й окиснювача повністю підготовлена до горіння і не потребує додаткової енергії та часу для технологічного оброблення палива (подрібнення, розпилування, випаровування тощо).

14. Простота й економічність зберігання запасів газового палива. Ефективність застосування у якості резервного палива і палива для покриття пікових навантажень (відсутність складів для зберігання).

15. Екологічна безпечність палива та продуктів його згорання.

16. Висока жаропродуктивність, значна теплота згорання.

Екологічний і соціальний аспекти використання природного газу не тільки рівні за значенням, але навіть переважають над економічними результатами його застосування. Забруднення атмосфери при спалюванні природного газу скорочуються на 70–75% порівняно з іншими видами палива.

При згоранні палива утворюється значна кількість шкідливих речовин, із яких можна виділити 5 основних: тверді речовини (зола), оксиди сірки, оксиди азоту, оксид вуглецю і вуглеводні. Розглянемо коротко властивості основних забруднювачів атмосферного повітря у складі продуктів згорання палив.

Таблиця 7

Токсикологічні характеристики компонентів горючих газів і продуктів їх згорання [20,21]

№ з/п	Назва речовини	Хімічна формула	Граничнодопустима концентрація, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпеки
			максимальна разова в атмосферному повітрі	у повітрі робочої зони	
1	Азоту діоксид	NO <sub>2</sub>	0,085	5	2
2	Азоту оксид	NO	0,4		3
3	Вуглецю оксид	CO	5	20	4
4	Сажа	CO	0,15		3
5	Сірки діоксид (ангідрид сірчистий)	SO <sub>2</sub>	0,5	10	3
6	Фенол	C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> OH	0,01	5	3
7	Формальдегід	HCHO	0,035	0,5	2
8	Метилмеркаптан	CH <sub>3</sub> SH	0,000009	1	2
9	Метан	CH <sub>4</sub>		300	4
10	Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		300	4
11	Етилен	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	3	100	4
12	Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>		300	4
13	Пропілен	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	3	100	4
14	Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	200	300	4
15	Бутилен	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	3	100	4
16	Мазутна зола		0,002	—	2
17	Сірководень	H <sub>2</sub> S	0,008	10	2

**Тверді частинки.** Спалювання твердого палива є найбільш потужним джерелом забруднення атмосфери твердими частинками ( в основному зола, у менших кількостях – сажа, аерозолі). Зола донецького вугілля має у своєму складі мікродомішки ванадію, свинцю, хрому, цинку. В останні роки зольність вугілля збільшилась із 15–20% до 25–40%. Для очищення продуктів згорання від твердих домішок використовують електрофільтри і скрубери. Середня по Україні ефективність очищення складає 93–94%. Застосування природного газу дозволяє практично повністю ліквідувати викид твердих частинок паливовикористовуючими установками.

**Оксиди сірки.** Більше 70% оксидів сірки потрапляє в атмосферу в результаті спалювання сірчистих палив (вугілля, мазут). Решту складають

підприємства чорної та кольорової металургії, хімічної промисловості. На даний момент промислові установки для очищення газів від оксидів сірки в Україні відсутні. Сірка має значний шкідливий вплив на рослинний світ.

При спалюванні природного газу викиди оксидів сірки практично відсутні.

**Оксиди азоту.** Валовий викид в атмосферу оксидів азоту складає 6– 8% від загального викиду шкідливих речовин, поступаючись кількістю викидам оксиду вуглецю, оксидам сірки і твердим частинкам. Але з урахуванням більш високої токсичності ( граничнодопустима концентрація оксидів азоту ГДК<sub>мр</sub> – складає 0,085 мг/м<sup>3</sup> порівняно з 0,5 мг/м<sup>3</sup> для SO<sub>2</sub> та 5 мг/м<sup>3</sup> для CO) частка оксидів азоту в забрудненні повітряного басейну України становить 30 – 40%. Оксиди азоту утворюються при згоранні будь-якого палива як у стаціонарних джерелах (печі, котельні, теплові електростанції), так і від двигунів транспорту.

**Оксид вуглецю.** Основним джерелом викидів оксиду вуглецю є автомобільний транспорт (близько 50%), а також підприємства металургійної промисловості. Використання газового палива в транспортних двигунах дозволяє зменшити на 25– 30% викиди оксиду вуглецю в атмосферу.

**Вуглеводні й інші органічні речовини.** Підприємства хімічної, нафтохімічної, машинобудівної та інших галузей промисловості викидають у атмосферу відпрацьоване повітря, забруднене вуглеводнями, альдегідами, органічними кислотами. Потужним джерелом викидів вуглеводнів є також автотранспорт. Застосування природного газу дозволяє зменшити викиди таких речовин. Крім того, природний газ є єдиним видом палива, який дає змогу здійснювати термічне знешкодження (спалювання) викидів органічних сполук від стаціонарних установок.

Використання природного газу дозволяє значно скоротити викиди в атмосферу шкідливих речовин як за рахунок скорочення видів забруднюючих інгредієнтів, так і завдяки зменшенню їх концентрацій у продуктах згорання. Так, якщо при спалюванні твердих палив необхідно розробляти заходи зі зменшення викидів 3-х основних забруднювачів (твердих частинок, оксидів сірки й оксидів азоту), а при спалюванні рідких палив – 2-х основних (оксидів сірки та оксидів азоту), то при спалюванні природного газу має місце утворення одного основного забруднювача – оксидів азоту.

Ці хімічні сполуки практично однозначно (більше ніж на 95%) визначають токсичність продуктів згорання природного газу. Оксиди азоту утворюються при горінні всіх без винятку палив, у тому числі й газоподібних: природного газу, водню, оксиду вуглецю. При спалюванні газового палива концентрація оксидів азоту в продуктах згорання дещо менша порівняно з твердим або рідким паливом і складає для промислових та опалювальних установок близько 120– 300 мг/м<sup>3</sup>. При спалюванні ж твердого і рідкого палива вона сягає 250 – 400 мг/м<sup>3</sup>.

У таблиці 8 наведені розрахунки рівня токсичності продуктів згорання для різних видів палива. Величину рівня токсичності Т визначали як суму відношень концентрацій шкідливих інгредієнтів у продуктах згорання палива

до максимально разових граничнодопустимих концентрацій відповідних речовин у атмосферному повітрі

$$T = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{ГДК_{МРi}}, \quad (34)$$

де  $T$  – рівень токсичності продуктів згорання палива;

$C_i$  – концентрація шкідливих речовин у продуктах згорання, згідно з результатами вимірювання,  $мг/м^3$ ;

$ГДК_{МРi}$  – граничнодопустима концентрація шкідливих речовин у атмосферному повітрі населених пунктів,  $мг/м^3$  [ 18,19].

Як видно з таблиці 8, спалювання природного газу дозволяє у 2 – 2,2 разу зменшити токсичність продуктів згорання ТЕС ( порівняно із спалюванням вугілля і високосірчистого мазуту ) та в 3 – 3,5 разу скоротити токсичність викидів у атмосферу від опалювальних і промислових установок.

Таблиця 8

Рівень токсичності продуктів згорання різних палив

Джерело викидів шкідливих речовин у повітря	Вугілля АШ	Мазут М-40		Природний газ
	$S^P=1,7\%$ $A^P=16,7\%$ $Q_H^P = 6010 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	Високо-сірчистий $S^P=2,3\%$	Мало-сірчистий $S^P=2,3\%$	
Теплові електростанції (ТЕС)	18700 (100%)	17100 (92%)	10500 (56%)	9000 (48%)
Опалювальні та промислові установки	12700 (100%)	12700 (100%)	6100 (48%)	3500 (28%)

**Природний газ є паливом, яке забезпечує мінімальні викиди парникових газів і в першу чергу діоксиду вуглецю  $CO_2$ .** Відповідно до міжнародної угоди, що вступила в силу у 2005 році й відома під назвою Кіотського протоколу, з метою боротьби з несприятливими змінами клімату передбачено зменшити емісію парникових газів за період до 2012 р. на 5,2% порівняно з 1990 р. 80% антропогенного парникового ефекту дає  $CO_2$ , метан – 18-19% , а решта газів – 1-2 %. Як відомо, сутність парникового ефекту полягає в тому, що деякі гази, які містяться в атмосфері (  $CO_2$ , водяна пара, метан, закис азоту, гідрофторвуглеводні, гексофториди сірки ), пропускають на Землю енергію Сонця у видимій частині спектра, але активно поглинають інфрачервоне випромінювання від Землі. При цьому відбувається утримання теплоти в атмосфері Землі, що і створює ефект, котрий називають парниковим.

Згідно з протоколом, Україні достатньо не перевищити свої викиди в атмосферу рівня 1990 р. Найбільш високі зобов'язання скорочення викидів (на 8%) узяли на себе країни Європейського Союзу. Кіотський протокол підписаний 150-ма країнами світу.

Скорочення або утримання на постійному рівні емісії вуглекислого газу є непростим завданням. Це пояснюється тим, що будь-яка діяльність людини, знешкодження побутових і виробничих відходів, виробництво паливно-енергетичних ресурсів знаходиться в єдиній системі енерго-екологічних взаємозв'язків, ключовими елементами якої є рівень життя та чисельність населення. Наслідком функціонування такої системи є безперервне зростання витрат енергії як у вигляді безпосереднього енергоспоживання, так і на знешкодження відходів. Зростання споживання й виробництва енергії у свою чергу призводить до утворення більшої кількості відходів. Це є своєю платою за енергетичний комфорт, розвиток якого зупинити неможливо.

Одним із можливих шляхів розв'язання завдань, поставлених Кіотським протоколом, є використання такого палива або таких методів його спалювання, котрі самі по собі забезпечують більш низький рівень емісії парникових газів. Саме таким паливом і є природний газ. При його спалюванні максимально можлива концентрація трьохатомних газів, основу яких складає діоксид вуглецю  $CO_2$ , становить лише 11,8% об. Для твердого палива ця величина у продуктах згорання дорівнює близько 21% об., а для мазуту – 16,5% об.

Таким чином, використання природного газу забезпечує зниження викидів парникових газів майже на 30% порівняно з рідким паливом і більше ніж на 40% – порівняно з вугіллями.

## 4. ГОРЮЧІ ГАЗИ

Усі горючі гази, які використовуються як паливо, можна класифікувати за трьома групами:

- **природні гази**, що видобуваються з надр Землі;
- **штучні гази**, які одержують на газових заводах із твердого чи рідкого палива або отримують як побічний продукт інших виробництв і технологічних процесів;
- **синтетичні гази**, котрі одержують на спеціальних установках при переробленні органічної сировини непаливного походження, наприклад метановому бродінні біомаси.

### 4.1. ПРИРОДНІ ГАЗИ

Природні гази, у свою чергу, розподіляють на три групи:

**1. Гази, що видобувають із чисто газових родовищ;** вони являють собою сухий газ, вільний від важких вуглеводнів. До складу цього газу входить в основному метан  $\text{CH}_4$  – 96-98 %. Частка важких вуглеводнів у такому газі не перевищує  $50 \text{ г/м}^3$ , теплота його згорання – до  $36,0 \text{ МДж/нм}^3$  ( $8500 \text{ ккал/нм}^3$ ), густина  $\rho_{\text{г}}=0,73 - 0,81 \text{ кг/нм}^3$ . У родовищі газ знаходиться в пористих породах (газових колекторах), зверху та знизу обмежених газонепроникними породами. Підземні газові резервуари мають широке горизонтальне розповсюдження і в основному заповнені водою. У підземному резервуарі газ знаходиться під значним тиском, який залежить від глибини рівня води у ньому. При глибині 1000 м тиск газу може становити до 100 мПа.

У таблиці 9 наведений склад природного газу чисто газових родовищ [7].

**2. Гази, що видобуваються з конденсатних родовищ.** Вони є суміші сухого газу з газовим бензином і пропан-бутановою фракцією. Уміст важких вуглеводнів у таких газах досягає  $100 \text{ г/м}^3$ . Ці гази, як і гази чисто газових родовищ, у надрах Землі знаходяться в газоподібному стані. При зменшенні тиску і виході газів на поверхню з них виділяється від 10 до  $500 \text{ см}^3$  конденсату (легких вуглеводнів) на  $1 \text{ м}^3$  газу, який видобувається. Попутні й газоконденсатні гази характеризуються підвищеним умістом  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ , а попутні гази Поволжя (Росія) мають високий уміст сірководню. Газоконденсатні гази являють собою багату сировину для одержання скраплених газів.

Теплота згорання газоконденсатних газів значно вища за природні гази і складає  $36,0 \div 38,0 \text{ МДж/нм}^3$ . Такі гази мають більшу густина  $\rho_{\text{г}}=0,81 \div 0,85 \text{ кг/нм}^3$ . Склад газоконденсатних газів змінюється у широких межах не тільки за роками видобування, а й у різні періоди року. Склад газів газоконденсатних родовищ наведений у таблиці 9.

Таблиця 9

## Характеристика горючих газів

Родовище газу	Густина $\rho$ , кг/нм <sup>3</sup>	Компоненти газу на сухий склад, % об								Теплота згорання нижча $Q_n^p$ , МДж/нм <sup>3</sup>
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> і вищі	Н <sub>2</sub>	СО <sub>2</sub>	Н <sub>2</sub> С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Гази чисто газових родовищ</b>										
Дашава (Україна)	0,728	97,8	0,5	0,2	0,1	0,05	1,3	0,05	—	
Угорське (Україна)		98,7	0,16	0,28	0,04	1	0,3	0,2	—	
Уренгойське (Росія)		97,6	0,1	0,01	—	—	1,9	0,3	—	
Газли (Узбекистан)		93	3,1	0,7	0,6	—	2,5	0,1	—	
Медвеже (Росія)		99	0,1	0,05	—	—	0,8	0,095	—	
Джанкойське (Україна)		95,9	0,7	0,2	0,03	0,01	3	0,1	—	
<b>Гази газоконденсатних родовищ</b>										
Заполярне (Росія)		87,9	5,3	2,1	1	0,3	2,4	1	—	
Оренбурзьке (Росія)		92,7	2,2	0,8	0,22	0,1	1,1	0,2	2,6	
Шебелинське (Україна)		93,3	4	0,6	0,4	0,3	1,3	0,1	—	
<b>Гази газонафтових родовищ (попутні нафтові гази)</b>										
Туймазинське (Башкортостан, Росія)		40	19,5	18	7,5	4,9	10	0,1	—	
Ромашкинське (Татарстан, Росія)		39,5	20	18,5	7,7	4,2	10	0,1	—	
Жирновське (Росія)		81,6	6,5	3	1,9	1,4	1,5	4	0,1	

3. **Попутні гази (гази газонафтових родовищ).** У газонафтових пластах частина вуглеводневих газів (більш важких) знаходиться у розчиненому в нафті стані, а частина (більш легка – метан, етан) розміщується над нафтою, створюючи так звану газову шапку. Кількість розчиненого у нафті газу залежить в основному від тиску в пласті та властивостей розчинених газів. Розчинність газів у нафті зростає зі збільшенням молекулярної маси газу. Деяка частина газу з газової шапки надходить із свердловини одразу після її розкриття, а решта виділяється з нафти в міру зменшення тиску. Газові шапки газонафтових родовищ не є самостійними об'єктами видобування газу.

Супутникові фотографії нашої планети 60 – 90-х років показували, що у нічну пору найбільш світлими були Нігерія, Кувейт, Ірак та інші нафтовидобувні країни. Вогні у цих країнах домінували навіть над ілюмінацією мегаполісів. Увесь газ, який видобували разом із нафтою, спалювали у факелах як відходи.

Якщо газ повністю розчинений у нафті, то він видобувається разом із нею. На поверхні землі легкі компоненти газу відділяються від нафти у нафтових трапах, а важкі – у сепараторах. Загальна кількість газоподібних вуглеводнів, котрі виділяються із пластової нафти, називається **газовим фактором**. Зазвичай в 1 т нафти міститься 200–400 м<sup>3</sup> газу. В холодний період року газовий фактор буде меншим, ніж у теплий, оскільки при збільшенні температури випаровування вуглеводнів зростає. Унаслідок цього склад попутних газів змінюється у широких межах.

У зв'язку з підвищеним (понад 150 г/м<sup>3</sup>) умістом у попутних газах важких вуглеводнів його теплота згорання і густина значно більші за теплоту згорання та густину газу чисто газових родовищ ( $Q_H^P = 40,0 - 63,0$  МДж/нм<sup>3</sup>,  $\rho_G = 0,8 - 1,0$  кг/нм<sup>3</sup>).

#### 4.1.1. Скраплений природний газ

Попутні гази є виключно багатую сировиною для одержання скраплених газів (LNG) і для хімічного перероблення.

Властивості газу LNG із різних джерел видобування наведені у таблиці 10.

Таблиця 10

Властивості скрапленого природного газу LNG

Характеристика	Од. вимір.	Місце видобування	
		Аляска	Лівія
Уміст метану	%	99,8	70,0
Густина у рідкій фазі	кг/м <sup>3</sup>	420	530
Теплота згорання, нижча	МДж/нм <sup>3</sup>	39,6	54,0
Коефіцієнт зменшення об'єму при скрапленні	—	590	521

**Скраплений природний газ**, основу якого складає метан  $CH_4$  ( від 75 до 99% залежно від родовища), був уперше одержаний у Клівленді ( США) на заводі з виробництва скрапленого метану. Газ використовували для компенсації добового пікового споживання природного газу в холодний період року.

Після трьох років експлуатації заводу його існування припинила катастрофа – відбувся розрив резервуара і 4000 м<sup>3</sup> рідкої фази газу витекли, випарувались і спалахнули. Пожежу гасили 4 дні, загинуло більше 100 людей, був спричинений величезний матеріальний збиток. Причиною розриву стала маловуглецева сталь, із котрої був зроблений резервуар. Під впливом низької температури, за якої зберігалась рідка фаза ( $t=-160^{\circ}C$ ), сталь стала крихкою й у результаті сейсмічних поштовхів корпус дав тріщину.

У 1954 р. на Московському заводі скрапленого газу була введена в дію установка продуктивністю 25 тис.т газу на рік. Але внаслідок відкриття потужних родовищ нафти у Росії проблема використання скрапленого газу втратила актуальність.

Але починаючи з 1964 року в Алжирі, Лівії, Індонезії, на Алясці були побудовані сотні заводів скраплення природного газу, що постачався в Англію, Францію та США. Добова продуктивність одного такого заводу досягає 50–60 млн. м<sup>3</sup>. Для міжконтинентального транспорту газу збудований флот танкерів-метановозів з об'ємом резервуарів 120–200 тис. м<sup>3</sup>, що еквівалентно 72–140 млн.м<sup>3</sup> звичайного природного газу.

За період із 1970 по 1980 рр. тільки у США і Канаді збудовано більше 200 ізотермальних низькотемпературних сховищ скрапленого природного газу. В таких сховищах газ зберігається як резервне паливо до пікових умов споживання природного газу.

Скраплений природний газ може перекачуватись по трубопроводах на далекі відстані. Процес здійснюється за низьких температур ( 90-140...- 160 <sup>0</sup>C), сталь для трубопроводів має бути холодостійкою, а сама труба повинна мати ефективну теплову ізоляцію.

Одна із складних проблем трубопровідного транспорту скрапленого газу – теплова та механічна взаємодія трубопроводів із навколишнім ґрунтом. Теплова ізоляція здатна лише частково захистити ґрунт від промерзання. У той же час процес промерзання особливо насиченого водою ґрунту може привести до утворення льодяного «заслону» в місці прокладення трубопроводу. Такі льодяні утворення перешкоджають природному стіканню води в навколишньому середовищі, що загрожує неконтрольованим переміщенням трубопроводу і навіть його руйнуванням.

Скраплений природний газ є якісним моторним паливом, котре характеризується великою теплотворною здатністю та високими антидетонаційними властивостями. Октанове число природного газу приблизно на 15 % вище порівняно з кращими нафтовими автобензинами. Викиди оксиду вуглецю у повітря з продуктами згорання від двигуна, робота якого переведена з бензину на скраплений газ, зменшуються у 10 разів, вуглеводнів – у 2-3 рази, оксидів азоту – у 2 рази.

Ще однією важливою перевагою скрапленого природного газу є те, що при переході на його використання у пікових режимах немає необхідності у зміні ні режимів роботи паливоспалювального обладнання, ні його конструкції. Характеристика скрапленого газу максимально наближена до фізико-хімічних властивостей основного природного газу.

Після формування світового ринку скрапленого природного газу (LNG) попутні гази стали цінним енергетичним паливом.

У наш час працюють потужні підприємства скраплювання попутного газу до субстанції LNG, налагоджена прибуткова торгівля газом за конкурентними цінами порівняно з вартістю природного газу, що постачається трубопроводами. Частка LNG, транспортованого газовими морськими й океанськими танкерами, становить близько 28 % у загальних обсягах природного газу. За останньою інформацією [19], LNG в Європі вже став дешевшим від трубопровідного транспорту.

Цінова політика великих природних монополістів трубопровідного транспортування природних газів буде гнучкою тільки тоді, коли створюватимуться реальні умови купівлі та транспортування значного відсотка скрапленого природного газу власними танкерами.

#### 4.1.2. РУДНИКОВИЙ ГАЗ

Це горючий газ, який накопичується та виділяється в кам'яновугільних шахтах. Він утворюється у родовищах корисних копалин у результаті розкладання органічних речовин під дією теплоти, мікроорганізмів і тиску. Газ легший за повітря, не має кольору, запаху та смаку, складається в основному з метану  $CH_4$ , містить також азот  $N_2$ , водень  $H_2$ , діоксид вуглецю  $CO_2$ , сліди етану  $C_2H_6$ , пропану  $C_3H_8$  і інших вуглеводнів. До складу рудникового газу може входити значна кількість повітря, що потрапляє в газ при його видаленні з підземних гірничих виробок у процесі дегазації шахт.

Дегазаційні системи складаються з бурових свердловин діаметром 80–120 мм, які з'єднують виробки з поверхнею, або газопроводів, прокладених у гірничих виробках, газових колекторів, вакуум-насосів, газодувок для збільшення тиску і подачі його споживачам по системі газопроводів. Видалення газу здійснюється під розрідженням 15–30 кПа. Попередня дегазація шахт до початку розроблення вугільного пласта виконується протягом 100–150 діб. Видалення газу може також проводитись із суміжних і вже відпрацьованих вугільних пластів.

Уперше промислова дегазація шахт була використана у 1943 році у Рурі (Німеччина), а в СРСР – у 1952 на Донбасі. У 1970 році на 156-ти шахтах було одержано близько 750 млн. м<sup>3</sup> рудникового газу [23,24]. Для підвищення безпеки використання такого газу, до складу котрого входить повітря, рудниковий газ змішували з природним. При цьому одержували суміш горючих газів, у якій уміст повітря зменшувався, та разом із цим знижувалась вибухонебезпека як при транспортуванні, так і при використанні газу.

Geological Survey (1997) оцінила запаси рудникового газу у світі в  $(85-260) \cdot 10^{12}$  м<sup>3</sup>, що можна порівнювати з розвіданими запасами природного газу  $(120 \cdot 10^{12}$  м<sup>3</sup>) [19].

Дегазація шахт та попутне видобування метану при розробленні газоносних вугільних родовищ, крім того, сприяє суттєвому зменшенню кількості аварій на шахтах і поліпшує вентиляцію гірничих виробок.

Величезні запаси метану містять поклади гідратів. Їх оцінюють у  $2 \cdot 10^{15 \pm 1}$  м<sup>3</sup> [19]. Згідно з деякими прогнозами енергією з гідратів можна забезпечити споживачів на 350–3500 років. Пробний видобуток гідратів у Японії, США, Канаді, Росії зараз здійснюється декількома міжнародними фірмами. Японія планує через 10–15 років налагодити експорт газу з гідратів.

Гідрати являють собою нестійкі з'єднання вуглеводнів із водою. Утворення гідратів відбувається при високому тиску в родовищі газу, насиченого водяною парою. Склад гідратів метану  $CH_4 \cdot 6 H_2O$  або  $CH_4 \cdot 7 H_2O$ . При температурі 10–20 °С гідрати можуть утворюватись при тиску газу 8–25 МПа відповідно.

## 4.2. ШТУЧНІ ГАЗИ

Штучні гази можна класифікувати за наступними трьома групами:

- гази високо- і середньотемпературної перегонки твердого та рідкого палива: нафтозаводські гази, коксовий газ, сланцевий газ, доменний газ, гази сажових заводів, ваграночні гази;
- гази беззалишкової газифікації – генераторні гази;
- скраплені вуглеводневі гази: пропан технічний, пропан-бутан технічний.

### 4.2.1. ГАЗИ ВИСОКО- І СЕРЕДНЬОТЕМПЕРАТУРНОЇ ПЕРЕГОНКИ ПАЛИВА

Гази високо- та середньотемпературної перегонки твердого й рідкого палива одержують при нагріванні цих видів палива в технологічних установках як побічний продукт.

**Коксовий газ** отримують у коксових печах металургійних і газококсових заводів шляхом сухої перегонки «жирного» кам'яного вугілля, сланців та інших видів твердого палива за температури 900 – 1100 °С без доступу повітря. При цьому відбувається розкладання твердого палива на тверду фазу – металургійне паливо (кокс), рідку фазу (коксову смолу) і газоподібну фазу – легкі горючі гази. Після охолодження, очищення від шкідливих домішок та осушення одержують коксовий газ.

До складу шкідливих домішок такого газу входять: аміак (7–10 г/м<sup>3</sup>), бензолні вуглеводні (5–20 г/м<sup>3</sup>), сірководень (0,1–1 г/м<sup>3</sup>), ціаніди. Вихід газу з 1 т вугілля складає 140 ÷ 175 кг (250÷350 м<sup>3</sup>

Таблиця 10

Усереднені характеристики штучних горючих газів піролізу палива і газогенераторних газів [25]

Вид газу	Склад газу, % об.								Нижча температура згорання $Q_H^c$ , ккал/нм <sup>3</sup>	Густина $\rho_H$ , кг/ нм <sup>3</sup>
	$H_2$	$CH_4$	$C_mH_n$	$CO$	$CO_2$	$O_2$	$N_2$	$H_2S$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Газ високотемпературного коксування	60,4	24,1	2,3	5,5	2,0	0,5	5,2	-	4260	
Газ низькотемпературного коксування (напівкоксування)	26,7	53,9	3,2	5,9	4,5	0	5,8	-	6860	
Газ доменних печей: –паливо-кокс	2,7	0,3	-	28,0	10,2	-	58,5	0,3	960	1,3
–паливо-деревинне вугілля	8,0	1,6	-	27,0	12,0	-	51,4	-	1160	1,2
Газ підземної газифікації кам'яного вугілля	0,9	0,5	-	33,4	0,6	-	64,2	0,4	1140	1,3
Водяний газ газифікації: –кам'яного вугілля	49,1	4,7	0,9	32,2	7,8	0,2	4,8	0,3	2810	
–бурого вугілля	50,0	6,9	0,6	13,8	14,5	0,2	3,8	0,2	2640	
–антрациту	48,0	0,5	-	38,5	6,0	0,2	6,4	0,4		

Продовження таблиці 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Змішаний газ газифікації:										
–кам'яного вугілля	13,5	2,3	0,3	26,5	5,0	0,2	51,9	0,3	1390	
–бурого вугілля	13,0	2,0	0,2	30,0	5,0	0,2	50,4	0,2		
–антрациту	13,5	0,5	0	27,5	5,5	0,2	52,6	0,2		
–торфу	15,0	3,0	0,4	28,0	8,0	0,2	45,3	0,1		
Парокисневий газ газифікації:										
–кам'яного вугілля	37,5	2,6	0,5	26,3	25,6	0,4	4,3	2,6	-	
–торфу	27,8	4,3	0,6	28,5	16,9	0,2	22,2	-	-	
Міський газ країн СНД	55,7	14,3	0,7	23,6	0,1	-	5,5	0,1	4000	
Stadtgas	50,0	15,0	2,0	20,0	5,0	0,5	7,5	0	3984	0,64
Газ піролізу нафти	14,0	41,0	43,0	0,8	0,8	0,2	0,2	-	11000	1,0
Газ рідкофазового крекінга	6,0	30,5	63,0	0,5	-	-	-	-	15900	1,4
Генераторний газ із сланців	8,2	2,5	1,7	5,6	17,8	1,1	63,1	-	880	0,95
Газ парокисневого дутьтя під тиском із кам'яного вугілля	53,4	15,3	2,7	23,1	2,9	0,3	2,3	-	3750	0,56



Теплота згорання  $Q_H^P$  такого газу близько  $18 \text{ МДж/нм}^3$ , густина  $\rho_T = 0,43 - 0,5 \text{ кг/нм}^3$ .

Склад коксового газу залежить від складу і якості вугілля, а також від режиму коксування. Середній склад коксового газу наведений у таблиці 11.

У зв'язку з наявністю у складі газу водню, оксидів вуглецю й інших токсичних компонентів коксовий газ застосовують як сировину для одержання водню, а також як паливо лише для власних потреб – нагрівання коксових і металургійних печей. Основні властивості газу:

- низька теплота згорання;
- можливість створення у топковому просторі відновлювального газового середовища завдяки наявності у складі водню та оксиду вуглецю;
- висока температура горіння (до  $2100 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- токсичність газу.

За своїм складом і властивостями коксовий газ близький до світильного.

**Доменний газ** отримують на металургійних заводах у доменних печах у процесі виплавки чавуну із залізної руди. Середній вихід доменного газу становить приблизно  $3900 \text{ нм}^3$  на 1 т виплавленого чавуну, а його склад і вихід залежать від виду палива, яке використовується в домі, а також сорту чавуну. Основні проблеми при застосуванні доменного газу наступні:

- значна кількість пилу в газі, що приводить до необхідності використання газоочисного обладнання;
- висока температура газу ( $200-500 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- значна вологість газу.

Склад доменного газу наведений у таблиці 10. У зв'язку з наявністю у газі токсичних компонентів він застосовується тільки для власних потреб металургійного заводу в коксових і мартенівських печах, парових котлах та повітрянагрівачах.

Основні властивості доменного газу:

- токсичність;
- значний уміст баластних домішок у вигляді азоту  $\text{N}_2$  і діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$ ;
- низька температура горіння;
- необхідність у нагріванні газу та дуттьового повітря при використанні газу як палива;
- низька випромінювальна здатність факела доменного газу, що призводить до необхідності підсвічування факела за рахунок додавання рідкого або вуглеводневого газоподібного палива;
- згорання із значним хімічним недопалом унаслідок наявності великої кількості баластних домішок у газі.

**Нафтозаводські гази** отримують при переробленні нафти на нафтопереробних заводах (НПЗ). Газ утворюється при крекінг-процесах різних

вуглеводнів (вихід газу від 15% до 25% від сировини), а також в процесі піролізу рідких вуглеводнів (вихід газу до 50% від маси сировини).

Склад газу змінюється в широких межах і залежить від виду технологічного обладнання і стадії переробки нафтопродуктів.

Особливості нафтозаводських газів прямої перегонки нафти:

- баластні домішки практично відсутні;
- горючу масу газу складають водень, неграничні вуглеводні, важкі граничні вуглеводні;
- значна теплота згорання, що змінюється у часі;
- незначна токсичність;
- складності в організації процесу згорання в зв'язку з значною зміною складу газу і його характеристик.

У таблиці 11 наведені характеристики нафтозаводських газів, що поступають як паливо на технологічні печі НПЗ.

Таблиця 11

Склад і властивості нафтозаводського газу, % об.

№ п/п	Компонентний склад газу	Періоди року			
		січень - червень	липень - серпень	вересень - грудень	середній за рік
1	Водень, H <sub>2</sub>	39-54	18-24	33-37	41
2	Метан CH <sub>4</sub>	11-14	7-10	8-18	14
3	Етан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10-11	15-18	8-12	11
4	Етилен C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0-2	0-1	3-5	2
5	Сірководень	0,1-0,4	0-0,03	0,3-0,7	0,3
6	Пропан	3-16	21-26	11-18	15,7
7	Пропілен	0-7	0-3,97	9-16	7
8	Бутан	1,9-5,6	8-10	1-3,3	5
9	Інші важкі вуглеводні	0-1,0	3-5	0-3	4
10	Густина, кг/нм <sup>3</sup>	0,7-0,9	1,3-1,6	0,9-1,0	1,0
11	Теплота згорання, Q <sub>H</sub> <sup>p</sup> , ккал/ нм <sup>3</sup>	8800-11000	15000-18000	10000-11000	11500

Зміна складу газу призводить до значної зміни всіх характеристик процесів горіння: об'єму продуктів згорання, витрат дуттєвого повітря, теплової потужності пальників, температури горіння, стійкості полум'я.

#### 4.2.2. ГАЗИ БЕЗОСТАТОЧНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ.

Газифікація – це високотемпературний процес перетворення твердого або рідкого палива в горючі газу при нагріванні і окисленні палива у присутності обмеженої кількості кисню (повітря). [25, 26]

Кінцевим продуктом газифікації твердого або рідкого палива є горючі газу (оксид вуглецю і водню), а також зола і шлаки, з якими витрачається певна кількість теплоти і горючої маси вихідної сировини, яка не прореагувала. Склад і кількість горючих газів залежить від виду палива, умов, за яких здійснюється газифікація, а також конструкції апарату, який використовується у такому процесі.

Газифікувати можна будь – яке паливо: вугілля, торф, мазут, кокс, деревину і пар. Газифікацію палива здійснюють у газогенераторах; газу, що одержують, називають генераторними. Їх використовують як паливо у промислових і опалювальних агрегатах.

Розглянемо склад і характеристики генераторних газів.

Газогенератор (рис.7) – це шахтна піч 1, яка футерована вогнетривкою цеглою 2. В таку шахту загрузається паливо 6, а знизу подається дуттьове повітря 4. У нижній частині шахти розміщуються колосникові

Рис. 7. Схема газогенератора: 1 – шахта; 2 – обмурування з вогнетривкої цегли; 3 – колосникові решітки; 4 – отвори для дуття; 5 – газохід; 6 – завантаження палива; 7 – видалення шламу.

Решітки 3 для утримання палива, а для відведення газів у верхній частині влаштовується газохід 5.

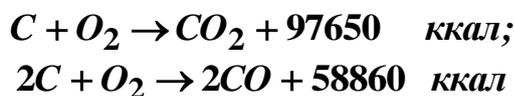
Тепло, що виділяється в газогенераторі за нестачі повітря, використовується на нагрівання палива і на процес його газифікації.

Ефективність процесу газифікації оцінюється величиною ККД.

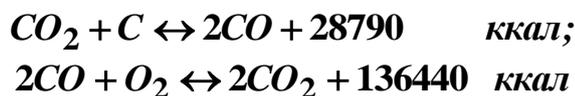
Під ККД процесу газифікації палива частку корисно використовуємої теплоти, яка міститься у вихідному твердому або рідкому паливі.

Для підтримання процесу в газогенераторі може використовуватися повітря; водяна пара; по чергово – повітря і водяна пара; парокиснева суміш. В залежності від виду дуття отримують повітряний, водяний, змішаний і парокисневий генераторні гази, відповідно. Теплота згорання генераторного газу становить від 900 до 4000 ккал/м<sup>3</sup>.

**Повітряний газ.** При подачі повітря у зоні горіння генератора розжарене вугілля окислюється до CO і CO<sub>2</sub> згідно реакцій

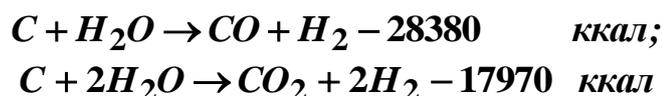


З підвищенням температури у верхніх шарах за умови дефіциту окислювача протікають реакції взаємодії вуглецю палива з CO<sub>2</sub> з утворенням горючого газу CO. Концентрація CO залежить від тривалості контакту CO<sub>2</sub> з розжареним паливом. Можливе часткове окислення CO до CO<sub>2</sub>. Зазначені процеси проходять у відновлювальній зоні генератора згідно наступних екзотермічних реакцій:



Приблизний склад повітряного газу наведений у таблиці . Вихід газу із твердого палива 4,65 м<sup>3</sup>/кг, кількість газу, що одержують при газифікації мазуту становить 6,1 м<sup>3</sup>/кг палива. Повітряний газ, що надходить із генератора має високу температуру – близько 1000 °С і високий вміст сірчистих з'єднань, що суттєво ускладнює його використання.

**Водяний газ.** При одержанні водяного газу у газогенератор по чергово подається то повітря, то парове дуття. У ході парового дуття водяна пара з вуглицем розжареного палива згідно наступних реакцій:



Для підтримання необхідної температури у шарі палива вдаються до короткочасного повітряного дуття – при цьому утворюється газ, який зазвичай викидають у атмосферу. Водяний газ відбирають у фазі парового дуття. Тому

він, в основному, складається із водню, оксиду вуглецю і в менших кількостях – із інших горючих компонентів ( $CH_4$ ,  $H_2S$ ,  $C_mH_n$ ). Склад водяного газу наведений у таблиці. Вихід водяного газу становить від 0,6 м<sup>3</sup>/кг, для бурого вугілля, до 1,6 м<sup>3</sup>/кг – для антрациту. Витрати повітря складають 1,02 – 2,8 м<sup>3</sup>/кг палива, витрати водяної пари – 0,4 – 1,7 м<sup>3</sup>/кг палива. ККД процесів газифікації низькокалорійних (пісних) видів палива значно вище (60 – 63 %), порівняно з газифікацією висококалорійних палив (40 – 50 %), що пояснюється протіканням реакції сухої перегонки палива, леткі компоненти яких і збагачують водяний газ.

Використовуючи парокисневе дуття, водяний газ можна одержувати безперервно. Так, наприклад при газифікації мазуту під тиском до 3,0 Мпа утворюється газ із теплотою згорання до 3000 ккал/нм<sup>3</sup>. Такі методи газифікації високо сірчистих мазутів інтенсивно розроблялись у 1939 – 1945р.р. Одержує мий малосірчистий горючий газ, як паливо для теплових електростанцій дає можливість значно скоротити забруднення атмосферного повітря сірчистим газом і зменшити корозію котельного обладнання, порівняно із парокисневому тим мазутом. ККД процесу газифікації при парокисневому дутті досягає 75 – 85%. Використання кисню, замість повітря, дає можливість також збільшити теплоту згорання газу. Це пояснюється зменшенням у газі вмісту азоту, який супроводжує кисень у складі повітряного дуття. Таким чином, зменшується доля баласту і збільшується вміст горючих компонентів палива.

При наявності у твердому чи рідкому паливі летких компонентів витрати окислювача (повітря) на газифікацію також зменшуються, що також приводить до зменшення вмісту баластного азоту у горючому газі і відповідно – до збільшення теплоти згорання газу.

**Змішаний генераторний газ** одержують за пароповітряного дуття. Генератори змішаного газу найпростіші за конструкцією, у зв'язку з чим вони набули найбільшого поширення. Теплота згорання змішаного газу від 1100 до 1600 ккал/нм<sup>3</sup>, склад газу наведений у таблиці.

Газифікація дає можливість використовувати низькосортні види твердого і рідкого палива, зменшити забруднення довкілля при спалювання таких видів палива.

Процеси, що протікають у газогенераторах доволі різноманітні. Одночасно з основними генераторними процесами в них протікають процеси піролізу, термічної деструкції і сухої перегонки палива.

Піроліз – це процес розкладання органічних сполук без доступу кисню. Він відбувається при відносно низьких температурах (400 – 800 °С) у верхніх шарах палива у газогенераторі, після зони підготовки і підсушування палива.

Так наприклад суха перегонка деревини проходить при температурі 350 – 550 °С при відсутності повітря з утворенням горючого газу ( $CO$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $C_mH_n$ ), рідкого продукту (смоли, метанолу, оцтової кислоти) і деревинне вугілля [27,28]. Технологія піролізу дає можливість перетворювати і інші тверді органічні речовини у газоподібне, рідке і тверде паливо.

**Міський газ** (Staolgas) із твердого палива одержують на парокисневому дутті під тиском до 2 – 3 МПа (20 – 30 кг/см<sup>2</sup>); у цих умовах газ збагачується

метаном. Наприклад, при газифікації бурого вугілля утворюється газ, що містить оксид вуглецю  $CO$ , водень  $H_2$ , метан  $CH_4$ , вуглеводні  $C_mH_n$ , сірководень і баласт. Теплота згорання досягає  $4000 \text{ ккал/м}^3$ , вихід газу  $0,97 \text{ м}^3/\text{кг}$  палива (див. таблицю). До 1970 – 1975р.р. міський газ був основним видом газового палива у країнах Західної Європи.

Переважаюча тенденція у розвитку газового палива – здійснення процесу під високим тиском у агрегатах значної потужності. ККД таких газогенераторів складає 70 – 90 %.

Газифікація палива набула широкого поширення в XIX – XX століттях до відкриття значних запасів природного газу і спорудження системи магістральних газопроводів. У зв'язку із значним дефіцитом природного газу у дійсний час в Україні відновлення індустрії виробництва штучних газів із рідкого і твердого низькокалорійного палива може значно зменшити енергозатратність країни від країн – монопольних постачальників природного газу і забезпечити диверсифікацію газового палива.

Основні недоліки генераторних і штучних газів високо і середньо температурної твердого чи рідкого палива:

- значна токсичність газів, наявність в них газоподібних речовин, що мають шкідливий вплив на людину, довкілля і обладнання; необхідність в складних системах очищення газів від таких речовин;

- необхідність в очищення газів від дисперсної фази, пилу, твердих частинок і смоли;

- висока вологість деяких штучних газів;

- висока температура газів, необхідність в їх охолодженні при подачі до споживачів;

- значна корозійна активність як самих горючих газів так продуктів їх згорання;

- значний вміст баласту у вигляді азоту і діоксиду вуглецю, низька швидкість розповсюдження полум'я;

- незначна величина теплоти згорання газу і відносно низькі температури згорання газу;

- недостатня емісійна спроможність факелу деяких штучних газів, що приводить до необхідності підсвічування факелу добавкою до газу рідкого палива або газового вуглеводневого газу (наприклад природного або коксового);

- зміна складу і властивостей газу у часі в залежності від великої кількості чинників і у значних межах;

- відсутність нормативної бази по можливості використання штучних газів, основу горючої частини яких складає оксид вуглецю і водень для промислових і комунально – побутових споживачів.

До вирішення виданих вище питань штучний генераторний газ і газ сухої перегонки палива може використовуватись лише на підприємствах, де його одержують для технологічних печей, а також для промислового паропостачання, опалення, вентиляції і гарячого водопостачання у опалювально – промислових котельнях.

Значне розширення можливості використання газогенераторних газів дає розробка газогенераторів – печей тривалого горіння у яких поєднані функції генерування газу і його спалювання у межах одного агрегату. Необхідність у відведенні горючого газу, його очищенні, охолодженні, транспортуванні і спалюванні у окремому агрегаті при цьому відпадає.

#### **4.2.3. ОСНОВИ РОЗРОБКИ ГАЗОГЕНЕРАТОРІВ – ПЕЧЕЙ ТРИВАЛОГО ГОРІННЯ.**

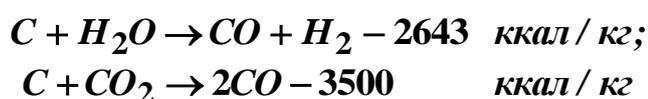
Газогенератор – піч тривалого горіння – це паливоспалюючий агрегат, призначений для одержання газоподібного палива із низькокалорійного твердого палива (деревини, торфа, горючих відходів і т.п.) і наступного спалювання газоподібного палива з метою забезпечення теплотою на опалення, приготування страв і нагрівання води.

Двухстадійне спалювання вихідного твердого палива, який здійснюється в газогенераторі в умовах квазістаціонарного горіння, збільшує коефіцієнт корисної дії печі (котла), підвищує екологічну чистоту процесу згорання, розширює можливості використання низькокалорійних палив, підвищує умови проживання населення [29, 30].

Схема газогенератора – печі тривалого горіння приведена на рисунку 8.

Рис. 8. Принципова схема газогенератора – печі тривалого горіння: 1 – бункер з твердим паливом і герметичною кришкою; 2 – циліндрична труба газогенератора; 3 – жаровий простір печі; 4 – димова труба; 5, 6 – заслінки; 7 – колосникові решітки; 8 – завантаження палива; 9 – подача повітря і видалення шламу; 10 – труба для відводу термогазу; 11 – регулювальна заслінка; 12 – випарна труба.

Тверде паливо, наприклад деревина, загружається у бункер (1) із герметичною кришкою. При нагріванні палива до температури 150 – 200 °С відбувається його висушування з видаленням водяної пари. За подальшого збільшення температури утворюється горючий газ, який містить  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_mH_n$ ,  $CO_2$  і деякі інші гази. Якщо така парогазова суміш не взаємодіє з твердим вугільним залишком розкладу деревини (деревинним вугіллям) то теплота згорання суміші буде незначною і становитиме 6 – 8 МДж/нм<sup>3</sup>. Якщо ж процес організувати таким чином, щоб парогазова суміш контактувала з розжареним деревинним вугіллям, то водяна пара і вуглекислий газ вступають у ендотермічні гетерогенні реакції газифікації, які супроводжуються збагаченням газоподібних продуктів сухої перегонки деревини горючими компонентами – воднем, оксидом вуглецю, метаном.



Теплота згорання газу, що утворюється при цьому збільшується до 12 – 15 МДж/нм<sup>3</sup> (2900 – 3600 ккал/нм<sup>3</sup>).

Вказані реакції протікають з достатньою швидкістю при температурах 700 – 800 °С і потребують постійного підведення теплоти у зону реакції.

Здійснення таких реакцій відбувається при неперервному проходженні парогазової суміші через деревинне вугілля. Його початкова маса складає 15 – 20 % від маси вихідного твердого палива, а кількість теплоти, що становить до 50 % від теплоти вихідної деревини, достатньо для забезпечення необхідних умов протікання процесу газифікації. У ході таких реакцій відбувається зменшення об'єму твердої фази, що дозволяє здійснювати самовільне переміщення твердого палива під дією сили тяжіння у просторі печі і забезпечити неперервну подачу палива у зону реакції.

На здійснення процесу повного перетворення твердого палива в газоподібні горючі продукти необхідно витратити близько 20 – 25 % теплоти від теплоти згорання вихідного палива. Таким чином величина ККД газогенератора становить 75 – 80 %. Конструкція газогенератора повинна забезпечувати необхідну температуру деревини у зоні реакції, потрібний час перебування палива у цій зоні і склад первинних продуктів піролізу. При цьому необхідно забезпечити певну кількість теплоти, що підводиться до твердого палива, від чого залежить як швидкість утворення газоподібних горючих компонентів сухої перегонки деревини, так і газифікації вугільного залишку.

Робота газогенератора здійснюється наступним чином:

1. Паливо із бункера (1) поступає у трубу газогенератора (2).
2. На колосникові решітки (7) у жаровий простір (3) печі поміщується суха деревина через дверці (8) і підпалюється при відкритих дверцях труби (9) і відкритій засувці (6).

3. При горінні сухого запального палива у жаровому просторі (3) печі утворюються гарячі продукти згорання, які нагрівають паливо у трубі (2) газогенератора.

4. У процесі сухої перегонки у трубі утворюється парогасова суміш і вугільний залишок. Горючі гази виходять через відкритий кінець труби газогенератора у жаровий простір (3) де згорають у присутності атмосферного повітря.

5. У трубу (2) надходить нова порція палива. Таким чином здійснюється неперервний процес підсушування, нагрівання, піролізу і газифікації палива. Зола видаляється через дверці (8). Регулювання процесу здійснюється зміною положення засувки (5) і (6) на газоходах, а також дверець піддувала (9).

При необхідності простір печі може бути екранований тепло – сприймаючими поверхнями нагрівання по яким циркулюватиме вода.

#### 4.2.4. СКРАПЛЕНІ ВУГЛЕВОДНЕВІ ГАЗИ.

**Скраплені вуглеводневі газ**и за ДСТУ 4047 – 2001. Для систем газопостачання використовуються скраплені штучні вуглеводневі газ, які виробляють на нафто і газопереробних заводах із природного попутного нафтового газу за ДСТУ 4047 – 2001.

До скраплених вуглеводневих газів відносять такі вуглеводні, які за нормальних умов знаходяться у газоподібному стані, а при відносно незначному підвищенні тиску (без зменшення температури) переходять у рідкий стан. При зменшенні тиску ці вуглеводневі рідини випаровуються і переходять у газоподібну фазу; відбувається процес їх регазифікації.

При конденсації газу величина питомого об'єму зменшується в 300 – 800 разів. Це дає можливість перевозити і зберігати скраплені вуглеводні з перевагами, характерними для рідин і, одночасно, спалювати, регулювати і контролювати процеси згорання газоподібних вуглеводнів із зручностями, притаманними для природних і інших горючих газів.

Важливим є склад скрапленого газу і спосіб його регазифікації.

Основними компонентами зріджених вуглеводневих газів за ДСТУ 4047 – 2001 є граничні (насичені) вуглеводні – пропан, бутан, метан, етан, а також неграничні (ненасичені) вуглеводні – етилен, пропілен, бутилен. Вміст пропану і бутану становить до 60 – 75 % об. Наявність у скраплених газах значної кількості етану і метану є недопустимим, так як приводить до різкого збільшення пружності пари. Значна кількість пентану і його ізомерів також недопустима, так як приводить до зменшення пружності пари і збільшенню точки роси по вуглеводням.

Для побутових установок склад скрапленого газу за ДСТУ 4047 – 2001 визначає **умови** його випаровування із врахуванням забезпечення необхідних витрат газу; а для промислових установок – способи випаровування з метою забезпечення необхідного технологічного режиму роботи обладнання і необхідних витрат газу.

Для безпечної і надійної експлуатації систем газопостачання скрапленим газом необхідно враховувати наступні характеристики вуглеводнів, які входять до складу скрапленого газу:

1. У зв'язку з тим, що вуглеводні легко переходять у рідкий стан, їх зберігання, транспортування і використання здійснюється під тиском насиченої пари вуглеводнів (пружності насиченої пари). Цей тиск є функцією температури і виду газу. Залежність між пружністю чистих парів і температурою для вуглеводнів, що входять до складу скраплених газів наведена на рис. 9 [31].

Як видно із наведених графіків тиск насиченої пари етану і етилену при температурі вище 0 °С становить більше 2 МПа, що приводить до небезпечного збільшення тиску у балонах для зберігання скрапленого газу. За тих же температур тиск насиченої пари такого газу, як пентан не перевищує і 0,212 МПа, а за температури 0 °С цей тиск для пентану становить тільки 0,024 МПа. Це зменшує тиск у балоні, але може бути недостатнім для подолання опору

Рис. 9. Пружність насичених вуглеводневих газів: 1 –  $C_2H_4$ ; 2 –  $C_2H_6$ ; 3 –  $C_3H_6$ ; 4 –  $C_3H_8$ ; 5 – *i*- $C_4H_{10}$ ; 6 – *i*- $C_4H_8$ ; 7 – *n*- $C_4H_8$ ; 8 – *n*- $C_4H_{10}$ ; 9 – *n*- $C_5H_{12}$ .

газопроводів при подачі газу із ємності для його зберігання безпосередньо до споживача (печі, газової плити, водопідігрівача). Враховуючи те, що балони для скрапленого газу випускаються на робочий тиск 1,6 МПа найбільш прийнятними компонентами скрапленого вуглеводневого газу, з точки зору досягнення тиску насиченої пари, є пропан і бутан, для яких ця величина у діапазоні температур від  $-30\text{ }^{\circ}C$  до  $+40\text{ }^{\circ}C$  змінюється у межах від 0,164 МПа до 1,38 МПа. За температури  $t = +60\text{ }^{\circ}C$  тиск пари пропану у балоні становитиме 2,16 МПа, а бутану – 0,631 МПа.

2. Експлуатація балонів і ємностей із скрапленим пропаном і бутаном за температур більше їх критичних значень заборонено. Це може миттю призвести до випаровування всієї рідкої фази вуглеводнів, значного збільшення їх об'єму і розгерметизації ємностей для зберігання і транспортування газу внаслідок різкого збільшення тиску. Критичні параметри газів наведені у таблиці 12.

Таблиця 12

Критичні параметри газів [32, 33]

Назва критичного параметру	Найменування газу						
	Метан	Етан	Пропан	Пропілен	<i>n</i> -бутан	Ізобутан	Пентан
Температура критична, $t_{кр},\text{ }^{\circ}C$	-82,5	32,3	96,8	91,9	152,0	134,9	196,6
Тиск критичний, $P_{кр},\text{ МПа}$	4,58	4,82	4,21	4,54	3,75	3,60	3,33

Як видно із таблиці 12 небезпечним є збільшення температури балону із пропаном вище  $+96,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; для балону з бутаном небезпечною є температура  $+152\text{ }^{\circ}\text{C}$  і вище. Етан цілком буде переходити у газоподібний стан за температури більше  $+32,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а метан – більше  $-82,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Отже експлуатація балонів із зрідженим метаном, етаном за метеорологічних умов зовнішнього повітря на території України не можлива. За звичайних параметрів зовнішнього повітря газу миттєво переходять у газоподібний стан; утворення рідкої фази при перебуванні ємностей в умовах атмосферного повітря не можливе.

Перехід газу у скраплений стан відбувається за досягнення ним параметрів **конденсації або насичення (температури  $t_n$  і тиску  $P_n$ )**. Вказані параметри залежать від виду газу, його складу, наявності у ньому домішок інших газів.

Параметри насичення ( $t_n$ ,  $P_n$ ) для чистих газів можна визначити із їх діаграм стану див. рис. 10 і 11 [32, 33]. Так, наприклад перехід у рідкий стан метану при тиску  $P_n = 4,0\text{ МПа}$  відбувається при зниженні температури газу до величини  $t_n = -86\text{ }^{\circ}\text{C}$  і нижче, а при тиску  $P_n = 1,6\text{ МПа}$  скраплення  $\text{CH}_4$  відбувається уже за температури  $t_n = -113\text{ }^{\circ}\text{C}$  (рис. 12). Перехід же пропану  $\text{C}_3\text{H}_8$  у рідкий стан за значень тиску  $P_n = 1,6\text{ МПа}$  відбувається за температури  $t_n = -46,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Для порівняння параметрів насичення різних газів у таблиці 13 наведені деякі значення  $t_n$  і  $P_n$ .

Параметри насичення компонентів скрапленого газу [32, 33]

Найменування газу	Тиск насичення, $P_n$ , МПа (абс)	Температура насичення	Питомий об'єм у стані насичення, $\text{нм}^3/\text{кг}$	
			Рідкої фази	Насиченої сухої пари
Метан $\text{CH}_4$ $\mu_{\text{CH}_4} = 16 \text{ кг}$ $\rho_{\text{CH}_4} = 0,71 \text{ кг/нм}^3$	4,5	-81	0,0038	0,008
	1,0	-124	0,0028	0,068
	0,3	-146	0,0025	0,210
	0,1	-161	0,0018	0,540
Етан, $\text{C}_2\text{H}_6$ $\mu_{\text{C}_2\text{H}_6} = 30 \text{ кг}$ $\rho_{\text{C}_2\text{H}_6} = 1,34 \text{ кг/нм}^3$	0,553	-50	–	–
	2,355	0	–	–
	4,46	+30	–	–
Пропан, $\text{C}_3\text{H}_8$ $\mu_{\text{C}_3\text{H}_8} = 44 \text{ кг}$ $\rho_{\text{C}_3\text{H}_8} = 1,96 \text{ кг/нм}^3$	0,236	-20	0,0018	0,180
	0,543	+5	0,0019	0,080
	1,080	+30	0,0020	0,045
Бутан, $\text{C}_4\text{H}_{10}$ $\mu_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 58 \text{ кг}$ $\rho_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 2,59 \text{ кг/нм}^3$	0,056	-15	0,0016	0,610
	0,102	0	0,0017	0,360
	0,28	+30	0,00174	0,140

Отже, скраплення метану  $CH_4$ , основного горючого компонента LNG (скрапленого природного газу), може бути досягнуте при значно нижчих температурах і більшому тиску у порівнянні з пропаном чи бутаном – основними горючими компонентами вуглеводневих штучних скраплених газів. Це дається взнаки у вигляді більших економічних витрат при скрапленні, транспортуванні і зберіганні рідкої фази метану і етану.

Але при цьому слід зазначити, що за спільної присутності у суміші газів компонентів з малим значенням  $P_n$  і високою температурою  $T_n$ , (таких як пропан і бутан) і компонентів з низькою температурою кипіння  $T_n$  і високим тиском насичення (таких як метан і етан) при підвищенні тиску суміші, процес конденсації одних компонентів із високою температурою кипіння, супроводжується розчиненням і переходом у рідку фазу інших компонентів – із значно нижчими температурами кипіння. Таким чином, параметри насичення газів у суміші залежить від її складу.

Наприклад, суміш, що складається із 10 % метану і 90 % пропану повністю конденсується при збільшенні тиску до 2,0 МПа за температури  $+10^{\circ}C$ . Отже, метан, для якого  $t_n = -81^{\circ}C$  при  $P_n = 4,5$  МПа за наявності пропану при стисненні повністю переходять у рідку фазу вже за температури  $+10^{\circ}C$ .

Якщо ж конденсацію газів здійснювати за рахунок зниження температури при  $P = const$ , то конденсація компонентів із високою температурою кипіння супроводжуються значно меншим розчиненням і переходом у рідку фазу парів із низькою температурою кипіння.

При збільшенні тиску  $P_n$  величина температури, при якій відбувається фазовий перехід для газів (температура насичення,  $T_n$ ) буде збільшуватися.

Зменшення тиску приводить до пониження величини  $T_n$  і може привести до переходу рідкої фази газу у пароподібну (процес регазифікації) за умови, якщо дійсна температура рідкої фази буде вищою за температуру  $T_n$ .

3. У газоподібному стані скраплені гази значно важче повітря, їх відносна густина по відношенню до повітря знаходиться у межах 1,5 – 2,1, що визначає характер заходів з безпечної експлуатації систем газопостачання зрідженими газами. Густина скраплених газів по відношенню до води складає 0,51 – 0,58, тобто рідка фаза газів майже в два рази легша за воду.

4. Теплота фазового переходу складає незначну величину (близько 116 кВт/кг), тому витрати теплоти на випаровування скраплених газів становить близько 0,7 % від теплової енергії, що виділяється при спалюванні газу.

5. Незначна в'язкість, що зменшує витрати при транспортуванні по трубопроводам, але сприяє витокам (в першу чергу завдяки підвищеному тиску пари).

6. Низькі межі спалахування (вибуховуємності) у повітрі. Різниця між верхньою і нижньою межами вибуховуємності незначна.

7. Незначна дифузія газів у повітрі.

8. Невисока температура спалахування порівняно з іншими горючими газами.

9. Газоповітряна суміш може бути доведена до негорючого стану при змішуванні такої суміші з баластними газами – азотом, діоксидом вуглецю, водяною парою.

10. При збереженні скраплених газів у відкритих ємностях газу випаровуються і утворюють з повітрям вибухонебезпечні суміші навіть за температур, нижче температури насичення (значно нижче  $0^{\circ}\text{C}$ ).

11. За умови інтенсивного відбору скраплених газів із ємностей і балонів температура рідкої фази зменшується. При цьому відбувається зниження пружності пари над рідиною у ємностях. Температура на зовнішніх стінках ємностей і балонів на рівні знаходження в них рідкої фази також зменшується. Якщо температура стінки досягне при цьому значень, менших за точку роси вологи у зовнішньому середовищі (наприклад, атмосферному повітрі), то на зовнішніх поверхнях стінок буде спостерігатися випаровування конденсату і навіть замерзання його з утворенням льоду і снігоподібної маси. У зв'язку із низьким коефіцієнтом теплопровідності снігу кількість теплоти, що підводиться до рідкої фази газу через стінки ємностей зменшується, що може привести до зменшення інтенсивності і, навіть, припинення процесу випаровування (регазифікації) рідкої фази. Порушується нормальний режим газопостачання, витрати газу, що надходить із ємності суттєво зменшується.

12. При транспортуванні скраплених газів основним є підтримання такого тиску у трубопроводі, яке забезпечувало б запобігання процесу кипіння в ньому транспортуємих скраплених газів (щоб тиск не зменшувався нижче пружності парів за існуючих температур). Нехтування таких вимог може привести до утворення в трубопроводах парових пробок. Мінімальний тиск скраплених газів у трубопроводах приймають зазвичай на  $0,6 - 0,8$  МПа вище пружності насичених парів. Організація автоматичної системи контролю за тиском надійно гарантує необхідний тиск у системі транспортуванні газу.

На особливу увагу заслуговує також здійснення заходів з запобігання гідратуутворення, яке залежить від кількості вологи у транспортуємій рідині і її складу. Для запобігання утворення гідратів у трубопроводах застосовуються наступні заходи:

- ретельне осушення скраплених газів перед подачею їх у трубопровід методами адсорбції і абсорбції до значень точки роси  $t_p = -40^{\circ}\text{C}$ ;
- прокладання трубопроводів скрапленого газу нижче зони промерзання ґрунту;
- введення метанолу у трубопроводи як антифризу.

Максимальна величина тиску у трубопроводах скрапленого газу не повинна перевищувати  $5,0$  МПа. При цьому величина початкового тиску повинна бути достатньою для подолання опору трубопроводу і попередження закипання рідкої фази. Для попередження утворення рідкої фази і утворення парових пробок, які можуть привести до різкого скорочення пропускної здатності газопроводу за умови підземної прокладки температуру продукту приймають рівною максимальній температурі ґрунту у теплий період року ( $+15^{\circ}\text{C}$ ). А оскільки за температури  $+15^{\circ}\text{C}$  абсолютний тиск насиченої пари пропану становить  $0,725$  МПа, то абсолютний тиск у кінці газопроводу при

транспортуванні пропану не повинен бути нижчим за  $P_k=0,725+0,7\approx 1,4$  МПа, а витрати тиску у газопроводі не можуть перевищувати  $\Delta P=5,0-1,4=3,6$  МПа. Надземна прокладка трубопроводів скрапленого газу допускається тільки як виняток, зазвичай у місцях здолання природних і штучних перешкод.

13. Зберігання, транспортування і використання скраплених газів здійснюють, в основному, в умовах природних звичайних температур за допомогою наступного обладнання:

**Балони.** Це найпростіші посудини ємністю до 120 л, з робочим тиском до 1,6 МПа і за робочої температури стінок балонів від  $-40$  °С до  $+40$  °С. При використанні двох балонів, об'єднаних в одну установку їх розміщують зовні житлової будівлі за умови використання одного балону його розміщують у тому ж приміщенні, де встановлені газові прилади.

Газопостачання комунальних і промислових підприємств може здійснюватись від багатобалонних установок. Балони повинні відповідати вимогам ГОСТ 15860 – 84 і випускаються місткістю 5, 12, 27, 50 л з товщиною стінок 2 і 3 мм.

Балони місткістю 50 л комплектуються вентилями, а балони 5, 12, 27 л – запірними регулюючими клапанами типу КБ.

**Напівпересувні резервуари** місткістю 600, 1000, 1600 л. В таких резервуарах скраплений газ транспортують від газонаповнювальних станцій до споживача на спеціальних автомобілях. У споживачів вказані резервуари встановлюють на спеціальних площадках і приєднуються до газоспоживаючих установок. Таким чином, напівпересувні резервуари починають виконувати функції надземних сховищ скрапленого газу. Товщина стінки корпусу резервуару до 6 мм. Маса пустих резервуарів від 250 до 500 кг. Маса резервуарів з газом становить 500 – 1150 кг. Робочий тиск 1,8 МПа, випробувальний тиск 2,3 МПа.

**Стаціонарні резервуари** пламетричним об'ємом 2,5 і 5,0 м<sup>3</sup>. Такі резервуари встановлюють під землею на глибині 0,6 – 0,7 м до верхньої твірної резервуару вони розраховані на тиск до 1,0 МПа. І в резервуар вварена горловина діаметром 478 мм висотою 875 мм, а у верхній частині горловини встановлюється запірна арматура. Резервуари можуть працювати як за умови природної, так і штучної регазифікації скрапленого газу. Допускаємо температура при експлуатації резервуарів від  $-30$  °С до  $+50$  °С. Тиск спрацювання запобіжного клапану – 1,15 МПа.

Для скраплених газів на газонаповнювальних станціях, газобензинових і нафтопереробних заводах використовуються циліндричні резервуари місткістю 25, 50, 100, 160 і 200 м<sup>3</sup>. [31, 33].

14. **Способи регазифікації газу.** Найбільш поширеним є періодичне, у міру необхідне випаровування рідкої фази і здобування парів скрапленого газу із резервуару, частково заповненого рідкою фазою. Утворення парів газу відбувається за рахунок прихованої теплоти випаровування самої рідкої фази і притоку теплоти із довкілля. Якщо у резервуарі міститься суміш скрапленого газу, до складу якого входять вуглеводні із різною пружністю парів, то склад

парової фази, що знаходиться над рідиною буде відрізнитись від складу рідкої фази. При цьому по мірі відбору парів скрапленого газу склад як рідкої так і пароподібної фаз будуть змінюватись в залежності від тривалості такого відбору. Фізичний сенс періодичного випаровування парів полягає у тому, що коли із резервуара починають відбір насиченої пари, порушується рівновага між паровою і рідкою фазою скрапленого газу. У результаті чого тиск у резервуарі зменшується і рідка фаза починає кипіти; випаровування продовжується до того часу, поки здійснюється відбирання парів. Тиск і температура у балоні зменшується. Кількість теплоти, яка надходить із зовнішнього середовища еквівалентна теплоті, необхідній для утворення парів скрапленого газу.

Теплота зовнішнього середовища (повітря чи ґрунту) є дармовою, природною, нескінченною. Тому таку регазифікацію називають природною.

Крім температурного режиму на випаровувальну спроможність балонів впливають наступні фактори:

- компонентний склад рідкої фази – за наявності важких вуглеводів процес випаровування ускладнюється;
- термічний опір ґрунту, захисної ізоляції підземних резервуарів, стінок балонів і резервуарів;
- температура довкілля (ґрунту – для підземних резервуарів);
- величина протитиску у під'єднаному трубопроводі;
- циклічність і тривалість відбору парової фази із резервуару;
- швидкість і вологість зовнішнього повітря.

Кількість рідкої фази, що випаровується за природної регазифікації визначається за залежністю:

$$M = \frac{3,62 \cdot K \cdot F_C (t_3 - t_p)}{r} \quad \text{кг/год},$$

де  $K$  – коефіцієнт теплопередачі від зовнішнього середовища до рідкої фази; для надземного розміщення балонів та резервуарів  $K=11,6 - 13,9$  кВт/м<sup>2</sup> гр за умови відсутності на поверхні ємностей снігової або льодової кірки; для підземних резервуарів, розміщених нижче зони промерзання  $K=2,9 - 3,5$  кВт/м<sup>2</sup> гр;

$F_C$  – загальна змочена поверхня ємності, м<sup>2</sup>;

$t_3$  – температура зовнішнього середовища, °С;

$t_p$  – температура рідкої фази у ємності, °С;

$r$  – прихована теплота випаровування скрапленого газу, кДж/кг.

Для однобалонної установки інститутом ДержНДІгаз розроблена номограма для визначення випаровувальної здатності балону ємністю 50 л за температури зовнішнього повітря від +10 °С до -18 °С [31]. Згідно номограми у такому балоні може використовуватись від 0,44 до 0,22 м<sup>3</sup>/год скрапленого газу (0,45 – 0,9 кг/год). В таблиці 14 наведені усереднені величини випаровувальної

спроможності балонів скрапленого газу за умови встановлення їх зовні приміщення ( $t_3=0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) і у приміщенні ( $t_3=+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) за 20 % заповнення балонів.

Таблиця 14

Середньогодинна випаровувальна спроможність

Ємність балону, л	Зовнішнє розміщення	Розміщення у приміщенні
5	0,06	0,08
12	0,1	0,15
27	не встановлюються	0,26
50	0,30	0,44

Випаровувальна спроможність резервуарів ємністю 25, 50 і 100 м<sup>3</sup> наведена у таблиці 15.

Таблиця 15

Випаровувальна спроможність, кг/год, надземних резервуарів ємністю 25, 50 і 100 м<sup>3</sup> (по пропану) [31]

Зовнішня температура, $^{\circ}\text{C}$	25 м <sup>3</sup>			50 м <sup>3</sup>			100 м <sup>3</sup>		
	ступінь наповненості, част. од.								
	0,25	0,50	0,75	0,25	0,50	0,75	0,25	0,50	0,75
	величина змоченої поверхні, м <sup>2</sup>								
	19	27	25	31	44	57	56	78	100
-15	25,0	35,0	50,0	43,7	65,6	78,8	70,0	105,0	140,0
-5	45,0	62,5	82,5	71,8	105,0	135,0	130,0	180,0	230,0
+5	63,8	95,0	120,0	106,2	150,0	171,0	185,0	262,5	340,0
+25	101,2	145,0	187,5	168,8	236,2	309,4	305,0	412,5	540,0
+35	185,0	175,0	225,0	200,0	280,0	356,6	355,0	495,0	640,0

На випаровувальну спроможність підземних резервуарів додатковий вплив мають наступні фактори:

- температура ґрунту;
- коефіцієнт теплопровідності ґрунту;
- тривалість відбирання газу;
- кількість резервуарів.

Мінімальна наповненість підземних резервуарів повинна становити 30 – 50 % їх об'єму.

Випаровувальна здатність групової резервуарної установки буде меншою за випаровувальну здатність одного резервуара, так як за групової установки відбувається екранування теплового потоку і надходження тепла від ґрунту до резервуарів зменшується.

За групового розміщення підземних резервуарів з розривами між ними у частоті 1 м величину випаровувальної здатності одного резервуару необхідно помножити на  $m$ :

Число резервуарів в установці	Коефіцієнт взаємодії $m$
2	0,93
3	0,84
4	0,74
6	0,67
8	0,64

При відстані між резервуарами 2 м випаровувальна здатність групи резервуарів збільшується за 37 % і визначається за формулою

$$M = 1,32 \cdot M_1 \cdot m \cdot n, \quad \text{м}^3 / \text{год},$$

де  $M$  – випаровувальна здатність групи підземних резервуарів, м<sup>3</sup>/год;  
 $M_1$  – випаровувальна здатність одного резервуара згідно номограм [31];  
 $n$  – кількість резервуарів у груповій установці;  
 $m$  – коефіцієнт взаємодії.

Для приблизних розрахунків середньогодинну випаровувальну здатність резервуару місткістю 2,5 м<sup>3</sup> можна прийняти  $M_1=4,5$  м<sup>3</sup>/год, а для резервуару місткістю 5,0 м<sup>3</sup> -  $M_1=9,0$  м<sup>3</sup>.

Різне зростання споживання пропану останнім часом привела до необхідності у більш широкому використанні для газопостачання комунально-побутових споживачів скрапленого газу з підвищеним вмістом бутану (до 60% по масі), що дає можливість збільшити ресурси скраплених газів, які направляються на задоволення побутових потреб населення. Підвищений вміст бутану приводить до погіршення умов природної регазифікації скраплених газів в умовах комунально-побутових споживачів. Це пояснюється тим, що природна регазифікація призводить до того, що спочатку випаровуються легкі, а потім важкі вуглеводні. Таким чином, споживач одержує газ змінної теплоти згорання і в резервуарах накопичується важковипаровувальний продукт (бутан і бутилен).

Пружність парів скрапленого газу, який залишається у резервуарі, в міру вибирання парів газу зменшується. Із збільшенням вмісту пропану у газі пружність насичених парів буде збільшуватись. Але кінцева величина пружності парів не залежить від початкового складу газу, оскільки залишкові пари у резервуарі у будь-якому разі, складаються, в основному, із бутану. Температура відбору парів скрапленого газу у незначній мірі впливає на склад і якість парової і рідкої фаз.

Низька продуктивність установок з природним випаровуванням скраплених газів призводить до значних металовкладень у резервуари. Так, наприклад, витрати металу при газопостачанні квартир від групових резервуарних установок для центральних і північних районів України

складають не менше 50 кг на одну квартиру. При цьому близько половини металу закладається у землю у вигляді резервуарів.

Вказані недоліки природного випаровування приводять до нерівномірного виробництва різних сортів скраплених газів, ускладнюють роботи з його збереження і використання, погіршують якість процесів згорання газу. Якщо газ не випаровується природним шляхом, цього випаровують штучно у теплообмінниках, так званих випарниках. Під час природного випаровування газу тепло надходить із довкілля, а випарна здатність залежить від кількості тепла, яку може віддати резервуар, тобто коли випаровування переважає над випарною здатністю речовини, воно відбувається за рахунок втрати тепла масою рідини.

Випарники – це теплообмінники, до яких газ надходить у вигляді рідини, а виходить у леткому (газоподібному) стані. Тепло, необхідне для випаровування й підігрівання газової пари, постачає рідина, нагріта електричними або водяними нагрівачами. Випарники з редуційними установками поділяють на дві головні групи – електричні та водяні.

Середня кількість тепла, необхідна для випаровування пропану та бутану, становить 1000 ккал/кг, проте на практиці цю межу підіймають до 1400 ккал/кг з огляду на можливі втрати енергії під час передавання.

При відборі газу природним шляхом його компоненти постійно зазнають змін, легкі складники випаровуються першими, важчі – пізніше, тому в резервуарі змінюються показники тиску, опалювальної здатності тощо. Натомість випарники відбирають газ у рідкому стані, а це означає, що склад рідкої фази не залежить від рівня наповнення резервуара. Якщо приміром у резервуарі з пропан - бутанової сумішшю у співвідношенні 50 і 70 % при температурі 10 °С припиниться природне випаровування бутану, то із застосуванням випарників воно відновиться у пропорціях, заданих при його наповненні.

Тиск на виході не зміниться, доки тиск у резервуарі не знизиться до значення, трохи більшого від виставленого на редукторі. При природному випаровуванні неможливо підтримувати у резервуарі на заданому рівні тиск. Він змінюється залежно від відбору газу та зміни температури довкілля.

Випарник унезалежнює нас від температури довкілля, оскільки виробляє кількість газу, визначену нами за сталої температури, і працюватиме навіть за умови від'ємних зовнішніх температур, менших за визначені для газів або їх сумішей.

Впровадження установок з штучним випаровуванням дає можливість збільшити випаровувальну здатність резервуарів, зменшити капітало - і метало вкладення, забезпечити одержання газу постійної теплоти згорання. Випаровувальна здатність установок з штучним випаровуванням у 3–5 разів більша порівняно з установками природної регазифікації. Установки штучної регазифікації дають можливість використання у резервуарах бутанової фракції або скраплених газів із підвищеним вмістом бутану.

В залежності від теплоносія класифікуються за наступними типами:

— з використанням електроенергії;

- вогневі випарувачі відкритого полум'я ;
- з використанням гарячої води;
- з використанням водяної пари;
- з використанням гарячої оливи.

Залежно від схеми регазифікації випарувачі підрозділяються на проточні і ємнісні.

В проточних випарниках нагрівання скрапленого газу здійснюється при контакті рідкої фази з теплообмінною поверхнею, яка знаходиться в об'ємі газу, у вигляді труб або змійовика , по яким циркулює теплоносій – гаряча вода, або водяна пара (рис.13)

Рис.13 проточний випарник скраплених газів

При контакті з теплообмінними поверхнями скраплений газ інтенсивно випарується. в пари через вихідний патрубок подається споживачам.

У емнісних випарниках нагрівання здійснюється через зовнішні стінки резервуару.

В електричних регазифікаторах типу РЕП –2,5, РЕП–2,5А випаровування рідкої фази відбувається за рахунок теплоти, яка виділяється електронагрівачем, розміщеним в резервуарі у рідкій фазі газу. Електронагрівач ТЕН– 12 і температурне реле ТР– 200 встановлені у спеціальному патрубку, який вварений у глухий фланець підземного резервуару.

Установки з електричними регазифікаторами допускається використовувати тільки для газопостачання житлового фонду у разі відсутності централізованих джерел тепlopостачання за умови узгодження з районними і міськими енергетичними управліннями Міненерго України.

До електричних також відноситься малогабаритний випарник типу ИМЭ–10 продуктивністю 24–30 кг/год парової фази. В Держ НДІ газі розроблена конструкція електричного випарника з проміжним теплоносієм ІЕПТ – 10.

Джерелом теплоти для вироблення проміжного теплоносія – гарячої води, може бути також газовий палиник інфрачервоного випромінювання, як у випарнику ІГПО – 15.

Вибір оптимального варіанта установки скрапленого газу зі штучним випаровуванням необхідно виконувати згідно технічно – економічного порівняння різних варіантів.

Витрати теплоносія (гарячої води) на випаровування скрапленого газу визначається згідно залежності:

$$M_T = \frac{V_n \cdot r \cdot \rho_n}{c_v(t_2 - t_3)} \cdot k_e, \text{ кг/год,}$$

де  $M_m$  – годинні витрати гарячої води, кг/год;

$V$  – годинні об'ємні витрати парової фази скрапленого газу, нм<sup>3</sup>/год;

$\rho_n$  – густина парової фази скрапленого газу за нормальних умов, кг/нм<sup>3</sup>;

$C_v$  – теплоємність води  $C_v = 4,2$  кДж/кг·гр

$t_2, t_3$  – температура гарячої води на вході і на виході із випарника відповідно, °С;

$r$  – прихована теплота пароутворення скрапленого газу заданого складу, кДж/кг;

$k_e$  – коефіцієнт, який враховує втрати теплоти у регазифікаторі  $k > 1$ .

Установки з штучним випаровуванням мають наступні недоліки:

– складність обслуговування і необхідність постійного нагляду за їх роботою;

– необхідність обладнання регулюючими, запобіжними і контрольно-вимірювальними приладами, які викликають можливість замерзання теплоносія, вихід рідкої фази із випаровувача у газопровід парової фази вище дозволених значень;

– часте перегорання електронагрівачів в електричних регазифікаторах внаслідок зниження рівня рідкої фази і оголення ТЕН, а також за рахунок

явища теплового лістерезису (частою зміною бульбашкового і плівкового режиму кипіння на поверхні ТЕН, характерного для електронагрівання);

— залежність від зовнішніх джерел теплоти ( котельних і теплових мереж), які в літній період, як правило, не працюють;

— значні експлуатаційні витрати. Які по'язані зі споживачем енергоносіїв.

Установки з штучним випаровуванням не набули широкого розповсюдження. Найбільше поширення до цього часу мають установки з природним випаровуванням внаслідок простоти їх облаштування і обслуговування, а також внаслідок можливості забезпечення споживачів у зимній період з високим вмістом пропану.

**15. Коефіцієнт об'ємного розширення скраплених газів** надзвичайно великий. При підвищенні зовнішньої температури рідка фаза газу буде розширюватись у резервуарах.

У зв'язку з цим при заповненні резервуарів скрапленим газом залишають вільний простір (приблизно до 15% місткості резервуара). Категорично забороняється заповнювати повністю резервуари. Система наповнення резервуарів повинна забезпечувати контроль степені їх заповнення або визначення наливної маси скраплених газів.

Степінь заповнення резервуара або балону рідкою фазою, характеризується величиною коефіцієнту заповнення –  $K_3$ , який визначається за залежністю

$$K_3 = \frac{V_{p.ф.}}{V_{geom}} \leq 0,85,$$

де  $V_{p.ф.}$  – об'єм рідкої фази в л або м<sup>3</sup>;

$V_{geom}$  – геометричний об'єм ємкості у л або м<sup>3</sup>.

Перепад температур між температурою повного заповнення ємкості рідкою фазою внаслідок її розширення  $t_{п.з}$  і початковою температурою наливання рідкої фази газу у ємність  $t_{п.}$  визначається як

$$\Delta t' = \frac{1 - K_3}{K_3 \cdot \beta} \quad ^\circ\text{C},$$

де  $\Delta t'$  – перепад температур, що призводить до повного заповнення балону внаслідок розширення рідкої фази

$$\Delta t' = t_{п.з.} - t_n;$$

$t_{n.з}$  – температура стінки ємності за якої рідка фаза заповнить весь об'єм ємності, °С;

$t_n$  – температура зовнішнього повітря при наливанні рідкої фази газу у балон, °С;

$\mathcal{J}$  – коефіцієнт об'ємного розширення скрапленого газу,  $\mathcal{J} = 0,003$ ;

$K_3$  – дійсний коефіцієнт заповнення ємності скрапленим газом .

Температуру стінки ємності за умови повного заповнення рідкою фазою визначають за формулою:

$$t_{n.з.} = \Delta t' + t_n \quad , \quad \text{°С.}$$

У разі, якщо дійсна температура зовнішнього середовища більша за температуру повного заповнення  $t_k > t_{п.з.}$ , то буде відбуватись подальше розширення рідкої фази, яке супроводжуватиметься швидким збільшенням тиску до значень, що визначаються за залежністю:

$$P = \frac{\mathcal{J}}{\beta} \cdot \Delta t'' \quad \text{ат,}$$

де,  $\beta$  – коефіцієнт об'ємного стискування рідкої фази пропан-бутана,  $\beta = 0,0003$ ;

$\Delta t''$  – перепад температур між дійсною температурою зовнішнього середовища, в якому знаходиться балон при його експлуатації і температурою повного заповнення:

$$\Delta t'' = t_k - t_{п.з.}$$

$t_k$  – дійсна температура зовнішнього середовища, за якою відбувається експлуатація балону, °С.

Якщо величина тиску буде більшою за тиск, при якому відбувається розгерметизація балону відбувається його розрив, виливання рідкої фази і її випаровування газу у зовнішнє середовище.

16. При контакті зі скрапленими газами у результаті прискореної абсорбції теплоти рідиною при її випаровуванні можливим є обморожування поверхні шкіри з тяжкими для здоров'я людини наслідками.

17. Скраплені гази є розчинниками нафтопродуктів і резини. У зв'язку з цим у системах газопостачання скрапленими газами повинні використовуватись спеціальні мастила і замінники резини, стійкі до розчинення їх скрапленими газами.

18. У газоподібному стані скраплені гази не токсичні.

### 4.3. Синтетичні гази.

До синтетичних газів відноситься, перш за все, біогази – продукт **анаеробної** ферментації вихідної сировини – біомаси у метантенках. У ході метанового зброджування під дією особливих метанових бактерій при підвищеній вологості, за наявності теплоти і відсутності світла відбувається процес розпаду вихідних органічних речовин і мікроелементів біомаси. Кінцевим продуктом такого розкладу і є біогаз.

Склад біогазу, як і вихід його із сировини змінюється залежно від виду перероблюваної біомаси, технології і параметрів процесу зброджування. В таблиці [16] наведений середній склад біогазу, який утворюється в метантенках із різної сировини.

Таблиця 16

Склад біогазу, який одержують із біомаси [34]

Вміст компонентів біогазу	Вид біомаси (сировини)		
	Комунальні стічні води	Відходи сільського господарства	
		гній великої рогатої худоби	курачий послід
Метан $CH_4$	60...65	55...70	55...75
Діоксид вуглецю $CO_2$	34...16	44...27	40...20
Азот $N_2$	...0...3	-	2...3
Кисень $O_2$	...0,3...0,5	1	0...0,5
Водень $H_2$	0,3	-	2...3
Сірководень $H_2S$	0...1	3	0...1

Теплота згорання біогазу (нижча) – 21...25 МДж/м<sup>3</sup>;

Густина за нормальних умов – 0,9...1,4 кг/м<sup>3</sup>;

Температура спалахування – 650...750 °С;

Критерій Воббе,  $W_{OH}$  – 22...26 МДж/м<sup>3</sup>.

У середньому 1 м<sup>3</sup> біогазу при згоранні може дати 21...29 МДж енергії. Енергія в 1 м<sup>3</sup> біогазу еквівалентна енергії 0,6 м<sup>3</sup> природного газу, 0,74 л нафти або 0,66 л дизельного палива. Від 1м<sup>3</sup> біогазу, що спалюється в газовому двигуні, який приводить у дію електричний генератор, можна одержати 1,6 кВт·год електроенергії.

Виробництво біогазу є одним із найефективніших способів використання рослинної біомаси, яка на відміну від копалин, має здатність відновлюватись завдяки практично необмеженості сонячної енергії і реакції фотосинтезу. При чому загальні запаси біомаси цілком можна порівняти із запасами викопної (невідновлювальної сировини). Біомаса є четвертим за значенням паливом у світі. Вона еквівалентна 1290 млн т умовного палива (у.п.) і становить близько 15 % первинних енергоносіїв у світі (у країнах, що розвиваються, - до 38 %).

Біомаса рослин на суходолі нашої планети становить  $2.4 \cdot 10^{12}$  т. В океані щорічно з'являється 6 млрд рослинної маси. Шляхом фотосинтезу виробляється 173 млрд т речовини (у перерахунку на суху масу), що приблизно у 20 разів перевищує енергію усіх корисних копалин, які добувають у світі щорічно [34,38].

З загальної кількості біомаси тільки 0,5 % людина використовує для своїх потреб.

Проблема використання відновлювальної енергії біомаси полягає у розробці таких методів її переробки, які створили б найоптимальніші умови для концентрації і використання енергії, що міститься у біомасі.

Серед таких методів розрізняють наступні: пряме спалювання для одержання тепла, піроліз, спиртова ферментація, анаеробне зброджування.

При **піролізі** (нагріванні біомаси до значних температур без доступу кисню) утворюється газ, який складається в основному із  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$  і має незначну теплоту згорання – 4...8 МДж/м<sup>3</sup>. Цей процес називають ще **газифікацією біомаси**.

**Спиртова ферментація** – перероблення біомаси на етиловий спирт, або етанол, - рідке паливо, яке можна використовувати замість бензину. Його можна одержати як за допомогою хімічного синтезу, так і при спиртовому зброджуванні.

Одним із найбільш ефективних способів використання біомаси є мікробіологічна анаеробна конверсія її в біогаз. Зброджена маса, яка також одержується при цьому є високоефективним органічним добривом.

Відходи з сільського господарства (насамперед гній), виробництва продуктів харчування, промислові і місцеві відходи органічного походження розглядаються нині як найперспективніше джерело біомаси із значним енергетичним потенціалом.

За сучасними поглядами, анаеробне перетворення практично будь-якої біомаси в біогаз відбувається у три (іноді – 4) етапи. На I етапі органічні речовини бродять унаслідок реакції біохімічного розкладання (гідролізу). Спочатку розкладаються високомолекулярні сполуки (вуглеводи, жири, білки) на низькомолекулярні. На II етапі за участю кислотоутворюючих бактерій розкладання продовжується з утворенням органічних кислот та їх солей, а також спиртів,  $CO_2$  і  $H_2$ , потім –  $H_2S$  і  $NH_3$ . Бактеріальне перетворення органіки у  $CO_2$  і  $CH_4$  завершується на III етапі (метанове бродіння). Крім того, із  $CO_2$  і  $H_2$  утвориться надалі додаткова кількість  $CH_4$  і  $H_2O$ .

Ці реакції відбуваються одночасно, причому для метаноутворюючих бактерій потрібні інші умови існування, ніж для кислото утворюючих. Так, для них потрібне абсолютно анаеробне середовище та більш тривалий час на відтворення. Цей складний комплекс перетворень здійснює безліч мікроорганізмів, за деякими оцінками – до тисячі видів. Швидкість та масштаб анаеробного бродіння залежать від метаболічної активності метаноутворюючих бактерій.

Головні чинники, які впливають на продуктивність біогенеруючих установок:

- реакційна спроможність мікроорганізмів;
- хімічний склад та розміри частинок біомаси;
- час бродіння біомаси в реакторі;
- концентрація мікроорганізмів у реакторі;
- спосіб та ефективність перемішування реакційного середовища;
- швидкість завантаження реактора;
- температурний та рН режими;
- тиск газу в реакторі;
- наявність живильних та отруйних речовин.

Оптимальний режим утворення метану проходить при  $\text{pH} = 7 \dots 8$ . Вологість рідких відходів не повинна бути меншою від 85%. Найсприятливіші умови для активності мікробної реакції відповідають співвідношенню між вуглецем і азотом  $\text{C/N} = 10 \dots 16$  [35,36].

Збільшення кількості вуглеводнів у біомасі приводить до зменшення рН і зниження інтенсивності метанового бродіння. Надлишок білка зумовить зростання рН, що також викличе затухання процесу утворення метану.

Розрізняють три характерних режими бродіння і здійснення біотехнології виробництва газу.

**Нижня температура**, при якій відбувається бродіння, сягає  $20^\circ\text{C}$ . При цій температурі навколишнього середовища в теплий період року діє певна група бактерій. Внаслідок такого бродіння розпадається біомаса в трясовині боліт і з'являється "болотний газ", що і є біогазом.

**Середні температури** – це  $30 \dots 40^\circ\text{C}$  (оцінюють температури приблизно). При них розвивається мезофільна група бактерій. Оптимальною вважають температуру  $32 \dots 34^\circ\text{C}$ .

**Вищі температури** становлять  $45 \dots 85^\circ\text{C}$ . При цьому відбувається термофільне бродіння (оптимальна температура  $45 \dots 50^\circ\text{C}$ ).

Термофільне і мезофільне бродіння не може відбуватися без додаткових витрат енергії на підтримку заданої температури процесу. Підвищення температури процесу збільшує вихід біогазу і зменшує повну тривалість розпаду біомаси. Вважають, що підвищення температури процесу на  $5^\circ\text{C}$  подвоює вихід біогазу. Але вміст  $\text{CH}_4$  у газі при цьому зменшується.

Зниження температури від  $50$  до  $40^\circ\text{C}$  на протязі 2 діб з наступним її підвищенням до  $50^\circ\text{C}$  зменшує вихід газу у наступні 4 – 5 діб на 11 – 15 %.

Зменшення температури з  $50$  до  $20^\circ\text{C}$  взагалі припиняє газовиділення із метантенку. Коливання температури біомаси не повинно перевищувати  $\pm 0,5^\circ\text{C}$ .

Рідкий субстрат підігривають перед завантаженням або в самому метантенку. Залежно від ступення ізоляції метантенку і трубопроводів потреба в теплоті може досягти 35 – 45 % енергії, яку містить біогаз.

Для забезпечення гомогенності суміші у біореакторі необхідно 3 – 4 рази за добу виконувати перемішування субстрату за умови тривалості одного перемішування 15 – 20 хв. Швидкість субстрату при перемішуванні не повинна бути вищою за 0,5 м/с [37].

Тиск у метантенках доцільно підтримувати на рівні 2000 – 4000 Па. Це забезпечує найбільш раціональні і безпечні умови здійснення процесу.

Тривалість зброджування гною залежить від виду біомаси і температури процесу. Для гною великої рогатої худоби і курячого посліду тривалість бродіння становить приблизно 20 діб, для свинячого гною – 10 діб.

За добу від однієї тварини можна одержати зброджуванням певну кількість біогазу: велика рогата худоба (масою 500...6000 кг) – 1,5 м<sup>3</sup>; свині (масою 80...100 кг) – 0,2 м<sup>3</sup>; кури, кролі – 0,015 м<sup>3</sup>.

Для одержання біогазу можна використати силос, солому, харчові відходи і т. ін.

Тривалість обороту біореактора прийнято вибирати залежно від температури і складу субстрату. На практиці рекомендуються такі значення: при 10...25 °С – до 30 діб; при 25...45 °С – від 10 до 20 діб; при 45...60 °С – від 8 до 4 діб.

Максимальний вихід біогазу за умови ступіню розкладання органічних речовин на рівні 35 – 40 % становить 0,25 – 0,38 м<sup>3</sup> на 1кг завантажених в метантенк сухих органічних речовин.

В практичних розрахунках продуктивність установки з виробництва біогазу визначається за залежністю

$$V_B = \frac{B_2 \cdot x}{100 \cdot K \cdot V}$$

де  $B_2$  – добове завантаження метантенку рідким субстратом, кг/добу;

$x$  – частка органічних речовин у рідкому субстраті, %;

$K$  – коефіцієнт зброджування,  $K = 0,3 - 0,4$ ;

$V$  – вихід біогазу в м<sup>3</sup> на 1кг сухих органічних речовин згідно даних табл. 17 [35].

Вихід біогазу в м<sup>3</sup>/кг залежно від  
температури і тривалості ферментації

Температура процесу °С	Тривалість зброджування діб	Вихід CH <sub>4</sub> на 1кг сухих органічних речовин л	Температура процесу °С	Тривалість зброджування діб	Вихід CH <sub>4</sub> на 1кг сухих органічних речовин л
1	2	3	4	5	6
25	5	22,44	44	5	118,59
	10	54,40		10	269,95
	20	116,26		20	428,93
28	5	21,68	48	5	203,18
	10	91,73		10	308,12
	20	174,80		20	478,44
32	5	63,23	50	5	179,17
	10	161,12		10	285,13
	20	329,98		20	357,95
34	5	100,07	54	5	119,93
	10	202,17		10	302,34
	20	347,73		20	385,71
36	5	66,67	56	5	184,68
	10	164,90		10	375,88
	20	296,10		20	469,38
40	5	115,61	60	5	61,83
	10	265,10		10	74,72
	20	417,56		20	93,84

В склад основного обладнання для збирання і використання біогазу входять також:

- газгольдер для акумулювання газу вирівнювання його коливань і стабілізації потоку, що надходить до споживачів.

Найпростіший газгольдер поєднують з метантенком. Зручний в експлуатації “мокрый” газгольдер низького тиску.

Газгольдери високого тиску (0,8...1 МПа) мають сферичну форму. У “мокрих” газгольдерах дзвоноподібного типу тиск газу невисокий (менше 5 кПа) див. рис. 14.

Рис.14. Схеми газгольдерів:

а – поєднаний з метантенком; б – “мокрый” однопідіймальний; в – заглиблений для зрідженого газу; 1 – гноєнакопичувач; 2 – насос; 3 – біогаз; 4 – ковпак; 5,6 – випуски відповідно газу і шламу; 7 – бродильний субстрат; 8 – вода; 9 – шар теплоізоляції; 10 – труба для заповнення і спорожнювання газгольдера; 11 – повітря; 12 – зріджений біогаз.

- компресор (газодувка) або вакуум-помпа для відбору біогазу із метантенка і транспортуванні їх до споживачів. Найбільш поширені для таких функцій ротаційні газодувки, поршневі компресори, водо кільцеві вакуум-помпи;
- теплообмінники для нагрівання субстрату і підтримування необхідного температурного режиму ферментації;
- вогнеперешкоджувальні клапани на трубопроводах між реактором, газгольдером і споживачами біогазу для захисту від зворотного удару полум'я;
- пристрої для очистки газу від механічних домішок, сірководню, діоксиду вуглецю і водяної пари (осушення газу);
- газорегуляторна установка для забезпечення необхідного тиску біогазу, який подається до споживачів, а також безпечних умов газопостачання;
- газоспалююче обладнання для ефективного використання біогазу з врахуванням вимог нормативної документації до якості горючих газів.

Розрізняють чотири види конструкції біогазової установки: найпростіші, без підведення теплоти і перемішування зароджуваного субстрату; без підведення теплоти, але з перемішуванням субстрату; з попередньою підготовкою субстрату для зброджування, підведенням теплоти, перемішуванням, контролем і керуванням анаеробним процесом.

У простих, найчастіше невеликих установках, що споруджують власними силами, ємність для газу розміщують над бродильною камерою (рис. 15). У країнах Східної Азії поширені еластичні реактори, що мають форму міхура. Їх виготовляють із щільної прогумованої або пластмасової оболонки, посиленої прошарками тканини. Оболонка заглиблена в напівсферичну виямку в ґрунті (рис. 16).

Рис. 15. Схема найпростішої двокамерної біогазової установки [38].

Рис. 16. Схема реактора з еластичною оболонкою.

Одну з можливих схем фермерської біогазової установки наведено на рис. 17.

Рис. 17. Технологічна схема біоенергетичної установки:

1 – ферма; 2 – насосна; 3 – приймальна місткість гною; 4 – подрібнювач НЦИ-Ф-100; 5 – віброгрохот ГБН-100; 6 – місткості-реактори; 7 – насос ФГ-57,5/9, 5б; 8 – витримувач; 9 – реактор; 10 – газовий клапан; 11 – водо кільцевий вакуум-насос ВВН-1,5 М; 12 – конденсатозбірник; 13 – насос добору газу КК-1М; 14 – газолічильник барабанний ГСБ-400; 15 – гноєсховище.

Біомаса зараз стала найбільшим джерелом відновлювальної енергії. В державах Європейського Союзу вона складає понад 55% від загального обсягу

відновлювальних джерел енергії, і з неї виробляється близько 3% від загального виробництва енергії (табл. 18).

Таблиця 18

Виробництво первинної енергії в ЄС [34]

Енергія <i>ГВт·год</i>	Австрія	Португалія	Фінляндія	Франція	Швеція	Інші	ЄС
З біомаси	37,5	27,7	58,8	108,2	75,9	164,2	472,3
Разом відновлювальні джерела енергії	75,7	36,8	71,9	192,9	147,6	323,3	848,1
Всього	311,3	234,3	337,4	2716,9	578,8	11467,4	15646,2
% до відновлювальних джерел енергії	49,6	75,28	81,88	56,1	51,4	50,8	55,7
% від всієї	12,1	11,8	17,4	4,0	13,1	1,4	3,0

У директивах Європейської комісії “Енергетична політика Європейського Союзу” та “Енергія майбутнього: відновлювальні джерела енергії” прогнозується, що основним джерелом відновлювальної енергії стане біомаса, виробництво енергії з якої зросте втричі – до 1555,6 *ГВт·год*. Це еквівалентно близько 200 тис. т умовного палива за рік, або 157 млн.  $\text{м}^3$  природного газу [34].

Завдяки застосуванню біогазу, у сільському господарстві Індії покривається 20% потреб в енергії, у Китаї – 30%.

Виробництво біогазу може бути економічно виправданим при дотриманні сукупності таких умов:

- забезпеченість сировиною з мінімальними транспортними витратами та витратами на її збереження;
- наявність системи повного використання біогазу (найоптимальніша – без його накопичення і зберігання);
- наявність системи низько-потенційного тепла для нагрівання біомаси та підтримування постійної температури в реакторі;

Економічною перевагою анаеробної технології є також можливість найдешевшого розв’язання проблеми переробки відходів, які істотно забруднюють довкілля; значно знижується енергоємність виробництва добрив, а гумус, що утворюється в процесі отримання органічних добрив, поліпшує фізико-хімічні властивості ґрунту.

## ЯКІСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Ефективність і надійність систем подачі, транспортування і використання газу значною мірою залежить від якості газу і дотримання параметрів його якості у часі.

**Природний газ.** Згідно вимог нормативної літератури [ 39, 40 ], якість газу, що закуповується за зовнішньоекономічними контрактами та реалізується споживачу, має відповідати вимогам ГОСТ 5542 – 87 [41] “Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия”.

Якість газу, що видобувається на Україні і реалізується споживачам без його транспортування магістральними трубопроводами має відповідати вимогам технічних умов ТУ У 320. 001158764.033 – 2000 “Газы горючі природні родовищ України для промислового і комунально-побутового призначення”.

Якість газу, що видобувається на Україні і реалізується споживачам з використанням магістральних газопроводів, має відповідати вимогам ТУ У 320. 001158764. 007 – 95 “Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи”

Якість скраплених вуглеводневих газів повинна відповідати ДСТУ 4047 – 2001 і ГОСТ 10679 – 76 [42].

Згідно ГОСТ 5542 – 87 фізико-хімічні показники природних горючих газів повинні відповідати наступним вимогам:

1. **Теплота згорання нижча** при температурі 20 °С і тиску 101,3 кПа повинна бути не менше за 31,8 МДж/м<sup>3</sup> (7570 ккал/м<sup>3</sup>).

2. **Зміна числа Воббе, визначеного** за вищою теплотою згорання газу,  $Q_g^p$  не повинна бути більшою за вказані значення  $W_o = 41.2 \div 54,5$  МДж/м<sup>3</sup> (**9850 ÷ 1300** ккал/м<sup>3</sup>)

Відхилення від встановленого по узгодженню зі споживачами, номінального значення числа Воббе не повинно становити більше  $\pm 5\%$ . При цьому саме номінальне значення числа Воббе не повинно виходити із межі значень, вказаних у п.2.

Вказані вимоги нормативної документації унеможливають скільки-небудь значну зміну як теплоти згорання природного газу, так і його густини, що може привести до наднормових змін чисел Воббе, і невідповідності якості газу вимогам ГОСТ і договорам на його постачання. Але для визначення вищого числа Воббе  $W_{o_b}$  необхідно знайти величину вищої теплоти згорання

$Q_g^p$ , яка вказаними ГОСТами не нормується і у сертифікатах якості газу не вказується. У зв'язку з цим, вимоги щодо відхилення числа Воббе від нормативних значень не можна віднести у такій же мірі до нижчого числа Воббе, визначаємого, по величині нижчої теплоти згорання  $Q_H^p$ .

Шкідливі наслідки використання природного газу зі значною зміною числа Воббе (більше  $\pm 5\%$ ) вказані у розділі 6.

3. Іншим нормативним документом – ГОСТ 21204-83 [44], встановлюється, що **номінальна теплова потужність будь-якого газового пальника не повинна відхилитись від встановленої для даного пальника величини номінальної потужності на величину більшу ніж 10 % і меншу ніж 5 %**. А у разі використання горючих газів з відхиленням теплоти їх згорання від встановлених величин, що приводить до більших змін теплової потужності пальників, необхідна зміна конструкції пальників, або додаткове регулювання параметрів їх роботи. Таким чином, виробники пальників не гарантують досягнення їх паспортних характеристик при зміні величини теплоти згорання газу і пов'язаної з цим зміні теплової потужності пальників.

Не можливою при цьому стає також робота пальників і паливоспалюючих агрегатів у межах параметрів, одержаних при виконанні режимно-налагоджувальних робіт і вказаних у режимних картах обладнання.

Вказані відхилення теплової потужності, теплоти згорання і критерія Воббе від встановлених величин, як правило, є результатом не переходу на інший вид горючого газу ( синтетичний, або штучний) а, частіше всього виникає внаслідок подачі споживачам природних газів різного складу, що поступають з різних родовищ, або є результатом порушення технологічного процесу обробки газів на УКПГ. Так при подачі споживачам газу із попередньо узгодженою з ними нижчою теплотою згорання  $Q_n^p = 35,7$  МДж/нм<sup>3</sup> (8500 ккал/нм<sup>3</sup>) недопустимі відхилення теплової потужності пальників у меншу сторону і порушення нормативних вимог до природного газу мають місце уже при зміні теплоти згорання газу до  $Q_n^p = 33,8$  МДж/нм<sup>3</sup> (8074 ккал/нм<sup>3</sup>) і менше. А при теплоті згорання газу більше за  $Q_n^p = 39,1$  МДж/нм<sup>3</sup> (9350 ккал/нм<sup>3</sup>) теплова потужність пальників знову буде перевищувати нормативні вимоги і приводити до необхідності зміни режимних параметрів, або конструкції пальників.

Порушення вимог ГОСТ 5542-87, і договірних умов постачання газу також будуть мати місце, якщо число Воббе буде відрізнятись від значень, узгоджених із споживачами і рівним наприклад  $W_{oH} = 44.62$  МДж/м<sup>3</sup>, на величину  $\Delta W_{oH} = \pm 2.2$  МДж/м<sup>3</sup> ( величина критерія Воббе  $W_{oH} = 44.62$  МДж/м<sup>3</sup> має місце при нижчій теплоті згорання газу  $Q_n^p = 35,7$  МДж/м<sup>3</sup> і густині газу  $\rho_2 = 0,78$  кг/нм<sup>3</sup>)

4. **Масова концентрація сірководню H<sub>2</sub>S** у газі не повинна перевищувати 0,02 г/м<sup>3</sup>, а меркаптанової сірки 0,036 г/м<sup>3</sup>.

Вміст сірчастих з'єднань, як правило, не вказується у сертифікатах якості газу внаслідок незначних величин їх об'ємних концентрацій. У перерахунку на об'ємну концентрацію нормований вміст **H<sub>2</sub>S** становить до 0,00058 % об, а **CH<sub>3</sub>SH** – 0.00075 % об. Але навіть такі незначні концентрації можуть привести до помітного погіршення екологічних характеристик продуктів згорання сірчастого природного газу внаслідок появи в них продуктів згорання сірки – токсичних **SO<sub>2</sub>** і **SO<sub>3</sub>**. Із 1 мг сірководню **H<sub>2</sub>S** при повному

згоранні утворюється 2 мг  $SO_2$ . Тому навіть при нормуємих концентраціях  $H_2S$  і  $CH_3SH$  вміст  $SO_2$  у продуктах згорання становитиме 10-11 мг/м<sup>3</sup> при величині гранично допустимої концентрації  $SO_2$  у атмосферному повітрі  $ГДК_{SO_2} = 0,5$  мг/м<sup>3</sup>.

Сірчастий ангідрид, крім того, характеризується ефектом сумачії з іншими забруднюючими речовинами повітря – оксидом азоту, фенолом, оксидом вуглецю, сірководнем. У присутності водяної пари, яка міститься у газі, сполуки сірки приводять до внутрішньої корозії газоходів, димових труб і газопроводів.

5. **Об'ємна доля кисню у складі природного газу не повинна перевищувати 1%.** Це гарантує неможливість спалахування і горіння газу у газопроводах.

6. **Маса механічних домішок на 1 м<sup>3</sup> газу повинна бути не більше 0,001г.**

Наявність у транспортуємому по газопроводах пилу, іржі, окалини і інших механічних домішок приводить до передчасного зносу газопроводів, запірної і регулюючої арматури, порушує роботу контрольно вимірювальних і регулюючих приладів, збільшує втрати тиску газу у газопроводах, приводить до неможливості забезпечення необхідного тиску газу перед пальниками, припинення подачі газу до них і зупинки газоспалюючого обладнання.

7. **Запах природного газу повинен відчуватись при наявності його у приміщенні не більше 1 ‰.**

8. **Точка роси вологи в місці одержання газу повинна бути нижча за температуру газу,  $t_r > t_p$ .** Ця умова гарантує відсутність рідкої фази у газопроводі. Для споживачів, які мають значну довжину надземних міжцехових або підвідних газопроводів, температура газу у холодний період року може зменшуватись до величин, значно менших за 0 °С і становити до – 10... – 15°С. У зв'язку з цим точка роси вологи у газі, яка наводиться у сертифікаті якості газу, повинна бути меншою за вказані температури.

**Наявність рідкої фази води і вуглеводнів у газі не допускається.**

Розрахунки витрат газу і угоди на його постачання складаються у перерахунку на сухий газ. При наявності у газі водяної пари необхідно виконувати перерахунок вологого газу у сухий склад.

Визначення величини точки роси вологи у газі здійснюється згідно ГОСТ 20060-83 [ 45 ].

Для цього експериментально визначається температура рівноваги між утворенням і випаровуванням роси на поверхні охолоджуемого металічного дзеркала, яке контактує з аналізуємым газом. Прилад для визначення  $t_p$ , (оптичний гігрометр) приєднують безпосередньо до джерела аналізуемого газу (наприклад газопроводу).

Існують і інші методи визначення точки роси:

- електролітичний – сутність методу полягає в здобуванні води із потоку аналізуемого газу і реєстрації змін електролітичної провідності розчину, який поглинає воду із досліджуемого газу;

- абсорбційний, або адсорбційний – метод полягає у поглинанні водяної пари рідкими або твердими гігроскопічними речовинами (силікатним гелем, молекулярними ситами, діетиленгліколем, хлоридами кальцію і калію, п'ятиокисом фосфору). Маса води визначається для твердих поглиначів – за різницею маси адсорбента до і після пропускання через нього газу, а для рідких – титруванням розчином Карла Фішера, або методом газової хроматографії.

**Періодичність контролю за теплотою згорання**, вмістом шкідливих домішок, інтенсивністю запаху і точкою роси вологи газу **повинна бути не рідше одного разу за місяць** і встановлюється по узгодженню із споживачем газу. За період часу між відборами проб дійсними є показники якості газу, які були одержані у попередніх випробуваннях.

Випробування можуть проводитись відповідними лабораторіями, сертифікованими і атестованими органами Держспоживстандарту України для виконання таких досліджень у встановленому порядку.

Згідно ТУ У 320. 00158764. 007 – 95 горючі газу, які видобуваються на території України і реалізуються споживачу з використанням магістральних газопроводів мають відповідати вимогам і нормам, що зазначені в табл. 19.

Таблиця 19

Фізико-хімічні показники природних газів

Найменування показників	Норми	
	з 01.05 по 30.09	з 01.10 по 30.04
1. Точка роси газу по волозі при тиску 4,0МПа в °С не вище * (дивись прим.)	-3	-5
2. Точка роси газу по вуглеводням, °С, не вища	0	0
3. Маса сірководню, г/м <sup>3</sup> не більше	0,02	0,02
4. Маса меркаптанової сірки, г/м <sup>3</sup> не більше	0,036	0,06
5. Об'ємна частка кисню, % не більше	0,5	0,5
6. Теплота згорання нижча, МДж/ м <sup>3</sup> за температури 20°С і тиску 101,3 кПа, не менше	32,5	32,5
7. Маса механічних домішок, г/м <sup>3</sup> не більше	0,003	0,003

Примітка: За тиску газу 2 МПа точка роси повинна бути не більше – 12,5°С, за тиску 1 МПа – не більше – 20°С, а за тиску 0,5 МПа – не більше – 26°С. Визначення точки роси газу по волозі здійснюється згідно ГОСТ 20060, а по вуглеводням – згідно ГОСТ 20061.

Приймання газу проводиться за фізико-хімічними показниками, які передбачені ТУ У 320. 00158764. 007 – 95.

Місце і періодичність відбору проб, пункти контролю якості газу на відповідність вимогам вказаних ТУ встановлюють згідно з узгодженням із споживачем.

**Скраплений вуглеводневий газ.** Згідно [42] існують наступні марки скрапленого штучного газу: ПТ – пропан технологічний; СПБТ – суміш пропану технологічного і бутану технічного; БТ – бутан технічного.

У таблиці 20 наводяться нормуємі фізико-хімічні показники скраплених газів:

Фізико-хімічні показники  
скраплених газів

Таблиця 20

№	Показник	Норма для марок		
		ПТ	СПБТ	БТ
1	2	3	4	5
1.	Масова частка компонентів, %: – сума $\text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_2\text{H}_4$	не нормується	не нормується	не нормується
	– сума $\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_3\text{H}_6$	75	не нормується	не нормується
	– сума $\text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_4\text{H}_8$	не нормується	–	60
2.	Об'ємна частка рідкого залишку 20 °С, в %, не більше	0,7	1,6	1,8
3.	Вміст води і луку	відсутній	відсутній	відсутній
4.	Тиск насичених парів (надлишковий), МПа, за температури 45 °С, не більше	1,6	1,6	1,6
5.	Масова частка сірководню і меркаптанової сірки, %, не більше	0,013	0,013	0,013
6.	Запах газу повинен відчуватись при наявності його у приміщенні, %	0,4	0,35	0,3

Виробничі приміщення з комунікаціями і пристроями скрапленого газу повинні бути обладнані припливно-витяжною вентиляцією згідно [46] яка забезпечує десятикратний обмін повітря за одну годину та чистоту повітря робочої зони виробничих приміщень. Категорія приміщень для виробництва, зберігання та перекачування скраплених газів відповідно до ОНТП [47] – “А” (вибухонебезпечні).

Скраплені гази транспортують залізничним, автомобільним, водним транспортом та по трубопроводах згідно з правилами перевезення вантажів, що діють на відповідному виді транспорту та правил ДНАОП [48].

Скраплені гази, що потрапляють на тіло людини спричиняють обморожування.  
Сфери застосування різних марок скраплених газів наведені в таблиці 20

Таблиця 20

Застосування різних марок скраплених газів для  
комунально-побутового споживання

Системи газопостачання	Марки скрапленого газу, що застосовуються для помірною клімату згідно з ГОСТ 16350	
	Теплий період з 1.04 по 1.10	Холодний період з 1.10 по 1.04
Газобалонна : – з зовнішнім розміщенням балонів – з розміщенням балонів у приміщенні	СПБТ СПБТ, БТ	ПТ СПБТ, БТ
Групові установки: – без випарників – з випарником	СПБТ СПБТ, БТ	ПТ ПТ, СПБТ, БТ

Згідно [49] якість поданого природного газу повинна відповідати державним стандартам та іншим нормативним документам. Державний нагляд за дотриманням вимог державних стандартів, щодо якості поданого природного газу здійснюють органи Держспоживстандарту України.

У випадку незгоди між постачальником і споживачем при укладанні договорів на постачання газу, або при виникненні протиріч кожна із сторін має право звернутися до обласних центрів стандартизації і метрології Держспоживстандарту України. Суперечки між споживачами і постачальниками газу вирішуються у встановленому судовому порядку.

Визначення основних фізичних властивостей природного газу і показників його якості повинно здійснюватись у відповідності з методиками, що передбачені державними стандартами та іншими нормативними актами [50,51,52].

## 6. ВЗАЄМОЗАМІНЯЄМІСТЬ ГАЗОВОГО ПАЛИВА

У зв'язку з великою різноманітністю горючих газів і зміною їх характеристик у часі важливим стає питання взаємозамінюваності газів, тобто можливість спалювання їх в пальниках замість попередньо передбачених без порушень паспортних характеристик і зміни конструкції як пальників так і паливоспалюючого обладнання.

При переході з одного на інший вид газового палива, або при зміні складу і фізико – хімічних властивостей одного і того ж горючого газу не повинні змінюватись слідуєчі характеристики пальників і газовикористовуючого обладнання:

**1. Теплова потужність пальника**, яка визначається по добутку теплоти згорання палива на його витрати згідно залежності

$$N = V_{\Gamma} \cdot Q_{H}^P = const, \quad \text{кВт}$$

де  $N$  – теплова потужність пальника, кВт;  
 $V_{\Gamma}$  – витрати горючого газу,  $\text{нм}^3/\text{с}$ ;  
 $Q_{H}^P$  – нижча теплота згорання газу,  $\text{кДж}/\text{нм}^3$ .

Величина витрат газу  $V_{\Gamma}$  встановлюється на основі режимно – налагоджувальних випробувань агрегату, є сталою величиною для заданого режиму роботи і фіксується по величині тиску газу перед пальником. Таким чином, основний вплив на величину теплової потужності має теплота згорання палива, яка змінюється в залежності від складу горючого газу. Величина теплоти згорання  $Q_{H}^P$  для газу, використовуємого як паливо для промислових і комунально – побутових споживачів встановлюється сертифікатом якості газу, який повинен одержуватись споживачем газу і відповідати вимогам ГОСТ 5542 – 87 [ 41 ]. Зміна теплоти згорання прямопропорційна зміні величини теплової потужності.

**2. Кількість первинного повітря, яке підсмоктується активним газовим струменем** у інжекційних газових пальниках низького і середнього тиску. Кількість підсмоктуємого повітря повинно бути достатнім для забезпечення повноти згорання палива з максимально можливим ККД. Інжекційна спроможність газового струменя, при незмінній конструкції пальників і постійній величині розрідження у топці агрегату, залежить виключно від величини тиску газу перед газовим соплом. Ця величина визначається у ході виконання режимно – налагоджувальних робіт і є сталою для певного режиму роботи пальника.

При зміні складу і теплоти згорання газу кількість повітря, необхідного для повного згорання газу також необхідно змінити. Так при збільшенні нижчої теплоти згорання газу від  $Q_{H_1}^P = 35,7$  МДж/ $\text{нм}^3$  до  $Q_{H_2}^P = 36,54$  МДж/ $\text{нм}^3$  теоретично необхідна кількість повітря для повного згорання газу зростає від 9,5  $\text{нм}^3$  до 9,7  $\text{нм}^3$  на 1  $\text{нм}^3$  горючого газу. Але, згідно режимної карти тиск газу

перед пальником залишається постійним, і як наслідок, кількість повітря, що надходить на горіння також не змінюється. Подальший процес горіння палива в умовах дефіциту повітря із зміненою до  $Q_{H_2}^P = 36,54$  МДж/нм<sup>3</sup> величиною

теплоти згорання супроводжується хімічним недопалом, зменшенням ККД агрегату і утворенням токсичного оксиду вуглецю у продуктах згорання.

Зменшення теплоти згорання також буде приводити до зменшенням ККД агрегату, але тепер – за рахунок згорання палива з підвищеними надлишками повітря і підвищеними втратами теплоти із відхідними газами.

**3. Сталою повинна бути також величина кількості повітря, що надходить з вентиляторів** на згорання палива у дуттєвих пальниках, а також за рахунок розрідження у топковому просторі – у дифузійних пальниках. Вказані витрати повітря за умов незмінних конструкцій і типорозмірів пальників залежать для дуттєвих пальників – від величини тиску повітря перед пальником, а для дифузійних – від величини розрідження у топці. Вказані величини визначаються у ході режимно – налагоджувальних робіт на газоспалюючому обладнанні за умови досягнення максимально можливого ККД і мінімальної токсичності продуктів згорання при певній, фіксуемій величині теплоти згорання,  $Q_H^P$ .

Зміна складу горючого газу приводить до відповідної зміни величини  $Q_H^P$ , а це, в свою чергу, – до необхідності збільшення або зменшення витрат повітря на горіння. Оскільки режимні параметри, які визначають витрати поданого на горіння повітря означені в режимній карті і залишаються незмінними то експлуатація обладнання в умовах зміни складу і теплоти згорання газу неминуче приводить до зменшення ККД і погіршення екологічних характеристик продуктів згорання.

**4. Сталими повинен залишатись тиск газу і тиск повітря перед пальником** за яких відбувається порушення роботи факела – тобто явища відриву і проскоку полум'я. Виникнення цих небезпечних явищ повністю залежить від величини нормальної швидкості розповсюдження полум'я,  $U_H$ , а вона, в свою чергу – від складу палива і його фізико – хімічних властивостей. Так, наприклад збільшення у складі газу баластних домішок ( $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ ) призводить до зменшення швидкості розповсюдження полум'я, погіршення горючих властивостей газу, звуження області стійкої роботи пальників, порушення стабільності полум'я пальників і погіршення їх регулювальних характеристик. Змінюються параметри, на які повинні налаштовуватись датчики тиску газу і повітря системи автоматики безпеки пальників. Змінюються параметри спрацьовування автоматики безпеки, експлуатація паливоспалюючого обладнання стає більш небезпечною.

**5. Сталими повинні залишатись екологічні характеристики продуктів згорання, концентрації шкідливих речовин у них.** Забезпечити незмінність вказаних характеристик за умов зміни складу горючих газів неможливо.

У промислових паливовикористовуючих агрегатах сталими повинні, крім того, підтримуватись такі параметри, як температура горіння, випромінювання полум'я, температуру попереднього нагрівання повітря. Зміна складу палива також приводить до неможливості утримання вказаних характеристик на постійному рівні без внесення змін у конструкції пальників або у параметри їх роботи.

У зв'язку із значною залежністю основних характеристик роботи пальників паливовикористовуючого обладнання, від складу і фізико – хімічних властивостей горючого палива постає питання про такі зміни характеристик палива, при яких параметри роботи обладнання змінюються у допустимих межах без внесення будь яких змін у конструкцію пальників і режимні фактори їх роботи.

Згідно ГОСТ 5542 – 87 критерієм взаємозамінюємісті горючих газів є число Воббе, яке представляє собою відношення теплоти згорання (нижчої чи вищої) до кореня квадратного із відносної (по повітря) густини газу. Для кожної газорозподільної системи по узгодженню між постачальником і споживачем газу повинна бути встановлена номінальна величина числа Воббе з допустимим відхиленням від неї не більше  $\pm 5\%$ .

Таким чином газу вважаються взаємозамінюємімі без внесення змін у роботу пальників за умови рівності для них чисел Воббе, які характеризують теплову потужність і аеродинамічні параметри пальників при постійному тиску газу

$$W_{0_{n_1}} = W_{0_{n_2}} = const \pm 5\%;$$

$$W_{0_{e_1}} = W_{0_{e_2}} = const \pm 5\%;$$

$$\frac{Q_{H_1}^P}{\sqrt{\rho_{\Gamma 1}}} = \frac{Q_{H_2}^P}{\sqrt{\rho_{\Gamma 2}}} = const \pm 5\%;$$

$$\frac{Q_{B_1}^P}{\sqrt{\rho_{\Gamma 1}}} = \frac{Q_{B_2}^P}{\sqrt{\rho_{\Gamma 2}}} = const \pm 5\%;$$

$$\text{За умови } P_{\Gamma 1} = P_{\Gamma 2} = const; \quad f_1 = f_2 = const,$$

де  $W_{0_{n_1}}, W_{0_{n_2}}$  – нижче число Воббе для першого і другого газів, відповідно;  
 $W_{0_{e_1}}, W_{0_{e_2}}$  – вище число Воббе для першого і другого газів, відповідно;

$Q_{H_1}^P, Q_{H_2}^P$  – нижча теплота згорання для першого і другого газів,  
відповідно;

$Q_{B_1}^P, Q_{B_2}^P$  – вища теплота згорання для першого і другого газів,  
відповідно;

$\bar{\rho}_{\Gamma_1}, \bar{\rho}_{\Gamma_2}$  – відносна густина для першого і другого газів,  
відповідно;

$$\bar{\rho}_{\Gamma_1} = \frac{\rho_{\Gamma_1}}{\rho_{\Pi}}; \quad \bar{\rho}_{\Gamma_2} = \frac{\rho_{\Gamma_2}}{\rho_{\Pi}};$$

де  $\rho_{\Gamma_1}, \rho_{\Gamma_2}$  – густина першого і другого газів відповідно, за нормальних умов, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\Pi}$  – густина повітря за нормальних умов, кг/м<sup>3</sup>;

При цьому необхідно, щоб взаємозамінювані гази відрізнялись максимальною швидкістю розповсюдження полум'я не більше, чим на 15 – 20%.

Забезпечення постійної теплової потужності  $N = \text{const}$  для невзаємозамінюваних газів за умови відмінності для них чисел Воббе більше за 5%

$$W_{0_{H_1}} \neq W_{0_{H_2}}; \quad W_{0_{\epsilon_1}} \neq W_{0_{\epsilon_2}},$$

може здійснюватись тільки за рахунок зміни витрат газу. Для цього необхідно змінити площу перетину газового сопла інжекційного пальника або площу перетину вогневих отворів дуттєвого пальника. Перерахунок вказаної площі здійснюється за залежністю:

- за умови збереження сталого тиску перед пальником,  $P_{\Gamma_1} = P_{\Gamma_2} = \text{const}$

$$f_2 = f_1 \frac{Q_{H_1}^P}{Q_{H_2}^P} \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\Gamma_2}}{\rho_{\Gamma_1}}};$$

- за умови зміни тиску перед пальником,  $P_{\Gamma_1} \neq P_{\Gamma_2}$

$$f_2 = f_1 \frac{Q_{H_1}^P}{Q_{H_2}^P} \sqrt{\frac{P_{\Gamma_1} \rho_{\Gamma_1}}{P_{\Gamma_2} \rho_{\Gamma_2}}};$$

де  $f_1, f_2$  – площа перетину газових отворів для першого і другого газів, відповідно, м<sup>2</sup>;

$P_{Г1}, P_{Г2}$  – номінальний тиск газу перед пальником для першого і другого газів, відповідно, кПа.

Діаметр газового сопла пальника при переході із одного на другий невзаємозамінюємі газу при сталому тиску газу  $P_{Г1} = P_{Г2}$  може бути визначеним за наступною залежністю:

$$d_2 = d_1 \sqrt{\frac{W_{O_{H1}}}{W_{O_{H2}}}} \text{ мм} , \quad ( )$$

де  $d_1, d_2$  – діаметри сопел для першого і другого сопел, відповідно, мм.

Підтримання сталої теплової потужності пальника при переході на інший газ можливе і за умови збереження площі вогневих отворів і незмінної конструкції пальника  $d_1 = d_2, f_1 = f_2$  для цього необхідно перейти на інший тиск горючого газу перед пальником і порушити встановлені режимні параметри його роботи.

Тиск газу, який необхідно встановити для підтримання сталої теплової потужності при зміні характеристик палива визначається за залежністю

$$P_{Г2} = P_{Г1} \frac{\rho_{Г2}}{\rho_{Г1}} \left( \frac{Q_{H1}^P}{Q_{H2}^P} \right)^2 ,$$

де  $P_{Г1}, \rho_{Г1}, Q_{H1}^P$  – тиск, густина і теплота згорання, відповідно, для першого горючого газу, для якого були встановлені режимні паспортні характеристики роботи пальника і визначені паспортні розміри вогневих отворів;

$P_{Г1}, \rho_{Г1}, Q_{H1}^P$  – тиск, густина і теплота згорання горючого газу використання якого не було передбачене паспортними і режимними характеристиками, але подача такого газу на пальник здійснюється з тих чи інших причин.

Можливість взаємозамінюємі газу при зміні його тиску перед пальником перевіряється по рівності **розширених чисел Воббе**, які визначаються за залежностями:

$$W_{O_{H1}}' = Q_{H1}^P \sqrt{\frac{P_1}{\rho_{Г1}}} ; \quad W_{O_{H2}}' = Q_{H2}^P \sqrt{\frac{P_2}{\rho_{Г2}}}$$

гази вважаються взаємозамінюваними за умови

$$W'_{o_{n1}} = W'_{o_{n2}} = \text{const} \pm 5\%$$

при  $f_1 = f_2, P_{Г1} \neq P_{Г2}$ .

де  $W'_{o_{n1}}, W'_{o_{n2}}$  – розширені числа Воббе для заміняемого і заміняючого газу.

Для інжекційних пальників важливо не тільки забезпечити сталу потужність пальника при переході з одного на інший газ, але і витримати умови за яких в пальник буде інжектуватись необхідна кількість первинного повітря. А це залежить як від діаметра газового сопла пальника так і тиску газу перед соплом. Тому при перерахунку інжекційного пальника на інший горючий газ, для якого не виконується умова взаємозамінюваності, діаметр сопла визначається за наступними залежностями:

- за умови відомого тиску для нового паливного газу

$$d_2 = d_1 \sqrt{\frac{Q_{H1}^P}{Q_{H2}^P} \sqrt{\frac{P_{Г1} \rho_{Г2}}{P_{Г2} \rho_{Г1}}}};$$

- за умови невідомого тиску для нового паливного газу

$$d_2 = d_1 \sqrt{\frac{(1 + \alpha_1 V_{T1}) \cdot \left(1 + \alpha_1 V_{T1} \frac{\rho_{П}}{\rho_{Г1}}\right)}{(1 + \alpha_2 V_{T2}) \cdot \left(1 + \alpha_2 V_{T2} \frac{\rho_{П}}{\rho_{Г2}}\right)}}$$

де  $\alpha_1, \alpha_2$  – коефіцієнти надлишку первинного повітря, інжектуючого у пальник для першого і другого горючого газу, відповідно (назначається із умови попередження явища проскоку полум'я у змішувач пальника);

$V_{T1}, V_{T2}$  – теоретичні питомі витрати повітря, яке необхідне для повного згорання 1 нм<sup>3</sup> першого і другого паливного газу, відповідно, нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>;

$\rho_{П}$  – густина повітря за нормальних умов,  $\rho_{П} = 1,29$  кг/нм<sup>3</sup>.

Після визначення згідно ( ) діаметра сопла  $d_2$  необхідно підрахувати величину тиску газу перед соплом за залежністю

$$P_{г2} = P_{г1} \frac{\rho_{г2}}{\rho_{г1}} \left(\frac{Q_{H1}^P}{Q_{H2}^P}\right)^2 \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^4 \quad \text{кПа ( )}.$$

Таким чином , критерій Воббе дає можливість універсальної оцінки горючих газів.

Нехтування зміною фізико-хімічних характеристик і складу горючих газів, подаваних споживачам, призводить до зміни теплової потужності агрегатів, відхиленню температури продуктів згорання від нормуємих технологічних параметрів, зміни умов роботи газоповітряного тракту і тягодуттєвих машин, розмірів факелу і умов тепловіддачі у топковому просторі. Зміна складу палива призводить до зниження повноти згорання палива, зміни коефіцієнту надлишку повітря у продуктах згорання і погіршення ККД паливоспалюючого агрегату . Спалювання невзаємозамінюємих горючих газів без належних змін у конструкції пальників і коригування режимних параметрів роботи агрегату може привести до зменшення діапазону регулювання і порушення стабільності полум'я пальників; зниження ефективності використання газу.

В табл. 22 показано, як змінюються основні характеристики роботи паливоспалюючого обладнання, за умови незначного відхилення параметрів горючого газу і дуттєвого повітря від значень, встановлених під час проведення режимного налагоджування обладнання або – паспортних характеристик.

Таблиця 22

Характеристика відхилень параметрів роботи паливоспалюючого обладнання при зміні фізико-хімічних властивостей горючого газу і дуттєвого повітря.\*

Характеристика змін у роботі	Найменування змінних властивостей газу і повітря. Характеристика величини зміни.			
	Теплота згорання, $Q_n^P$ , $\Delta Q_n^P = \pm 5\%$	Температура дуттєвого повітря, $t_n$ $\Delta t_n = \pm 10$	Бараметричний тиск, $P_{бар}$ $\Delta P_{бар} = \pm 6\%$	Критерій Воббе, $W_o$ $\Delta W_o = \pm 5\%$
1	2	3	4	5
Зміна теплової потужності в %	$\pm 5$	-	-	
Зміна теоретично необхідного об'єму повітря повного згорання палива, %	$\pm 5$	-	-	
Зміна дійсних витрат повітря , що надходить для згорання палива. %	-	$\mp 3.6$	$\pm 6$	
Зміна коефіцієнту надлишку повітря, %	$\pm 5$	$\mp 3.6$	$\pm 6$	
Зміна втрат теплоти з відхідними газами, %	за умови зменшення $Q_n^P$ $-(3...4)$	за умови зменшення $t_n$ $-(8...10)$	за умови збільшення $P_{бар}$ $-(3...4)$	

1	2	3	4	5
Зміна втрат теплоти з хімічним недопалом в %	за умови збільшення $Q_n^P$ – неповне згорання палива	за умови збільшення $t_n$ – неповне згорання палива	за умови зменшення $P_{бар}$ неповне згорання палива	
Зміна коефіцієнту використання палива, %	за умови зменшення $Q_n^P$ – $(0,3...0,8)$	за умови зменшення $t_n$ – $(0,6...1,0)$	за умови зменшення $P_{бар}$ – $(3...4)$	
	за умови збільшення $Q_n^P$ – $(3...4)$	за умови збільшення $t_n$ – $(3...4)$	за умови збільшення $P_{бар}$ – $(0,6...1,0)$	

\* значення, що наведені у таблиці одержані для пальника, який за паспортних умов, до зміни характеристик палива і повітря працював з коефіцієнтом надлишку повітря  $\alpha = 1,05$ , а температури дуттєвого повітря  $t_n = +20^\circ C$  і температури відхідних газів  $130^\circ C$ .

Розрахунок числа Воббе здійснюється згідно ГОСТ 22667 – 82 (табл. 23) у якому наведені всі необхідні для цього величини з урахуванням коефіцієнту стискуємості різних компонентів горючих газів.

Таблиця 23

Теплота згорання і відносна густина компонентів сухого природного газу  
(за температури  $0^\circ C$  і тиску 101,325 кПа)  
(згідно ГОСТ 22667 – 82)

Компоненти	Теплота згорання, МДж/нм <sup>3</sup>		Відносна густина газу $\bar{\rho}$ .
	вища	нижча	
Метан $CH_4$	39,82	35,88	0,5548
Етан $C_2H_6$	70,31	64,36	1,048
Пропан $C_3H_8$	101,21	93,18	1,554
н – Бутан $C_4H_{10}$	133,80	123,57	2,090
Ізобутан $C_4H_{10}$	132,92	122,78	2,081
Пентан $C_5H_{12}$	169,27	156,63	2,671
Бензол $C_6H_6$	162,615	155,67	2,967
Толуол $C_7H_8$	176,26	168,18	3,18
Оксид вуглецю CO	12,64	12,64	0,9671
Сірководень $H_2S$	25,35	23,37	1,188
Азот $N_2$	—	—	1,529
Кисень $O_2$	—	—	0,967
Водень $H_2$	12,75	10,79	0,0695

## Література

1. Паливно-енергетичний комплекс України до третього тисячоліття ( Шидловський А.А., Ковалко М.П., Вишневський І.М. та інш.; під ред. Шидловського А.А. – К. : УЕЗ, 2001. – 400 с.
2. Украина: эффективность малой энергетики. ЕС – Energy Centre/ Tacis – Programm, Kiev, 2004, 280 с.
3. Термодинамические константы веществ. АН СССР, М., 1970. Под редакцией В.П. Глушко, 510 с.
4. В.А. Рябин, М.А. Остроумов, Т.Ф. Свит. Термодинамические свойства веществ. Л. Химия, 1977, 391 с.
5. Ковалко М.І., Денисюк С.П. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України. – К. : УЕЗ, 1998. – 506с.
6. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. ГОСТ 20060 – 83, М. 1983.
7. Міжгалузеві норми витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні. К. УкрНДІнжпроект.2001. Затверджено наказом Державного комітету України з енергозбереження 07.05.2001 р. № 46.
8. К.Ф.Роддатис, А.Н. Полтарецкий. Справочник по котельным установкам малой производительности. Энергоатомиздат 1989 г. 485 с.
9. Постанова Кабінету Міністрів України “Про порядок нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві” від 15 липня 1997 р. № 786 з урахуванням змін, внесених постановою Кабінету Міністрів України “Про невідкладні заходи щодо виконання Комплексної державної програми енергозбереження України” від 27 червня 2000 р. №1040.
- 10.Методические рекомендации по нормированию расхода котельно-печного топлива на отпуск тепловой энергии котельными. – Держплан СРСР, НДІ планування і нормативів. –Москва, 1981.
- 11.Методика расчета норм расхода и экономии топлива. МТ-00-019-85. – Союзтехенерго. – Москва, 1986.
- 12.Галузева методика нормування витрат палива на виробництво та відпуск теплової енергії котельними теплового господарства КТМ 204 Україна 246-99 (Держбуд України).
- 13.Методические рекомендации по нормированию расхода топлива на выработку тепловой энергии в котельных. – Всесоюзный НДІ транспортного будівництва.- Москва, 1987.
- 14.Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. – Москва. 1987.
- 15.Перегляд (розробка) енергетичних характеристик обладнання, порядок визначення нормативних питомих витрат та заощадження палива на

- енергопідприємствах (положення), ГКД 34.09.151-94.- Міненерго України. – Київ, 1994.
16. Промислові опалювальні котельні. Методика складання нормативних характеристик. ГКД 34.26.702-96.- Міненерго України. – Київ, 1996.
  17. Котельные установки (СниП II-35-76). – Москва, «Стройиздат».
  18. Правила технічної експлуатації систем теплопостачання комунальної енергетики України, затверджені наказом Держбуду від 19 січня 1999 р. № 9 – Київ, 1999.
  19. М. Даковскі. Чи має газ майбутнє? Ринок інсталяційний. № 10 2005, с 7 – 9.
  20. ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общин санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
  21. Перечень № 3086 – 84 ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. Северодонецк, 1990г.
  22. Сигал И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. Ленинград, Недра, 1977. 293 с.
  23. Дегазация угольных пластов. М., 1961.
  24. Временное руководство по дегазации угольных пластов. М., 1967.
  25. Природные и искусственные газы. Н.И. Рябцев, М., Стройиздат, 1978, 263 с.
  26. Шишаков Н.В. Основы производства горючих газов. М. – Л., – 1948. 340 с.
  27. Козлов В.Н., Нимвицкий А.А. Технология пирогазетической переработки древесины. М. – Л. 1954г.
  28. Гордон Л.В. Технология лесохимических производств М. – Л. 1953.
  29. W. I/ Cjusins, “Термодинамика газификации древесины в отсутствие кислорода”, N.Z.I. Technology Res.”, V. 1? № 1? 1985, 33 – 38.
  30. М. Helliwiу, “Скорость выгорания компонентов древесины”, Diss. Dokt. – Ing., Techn. Univ. Munchen, 1988, 141 с.
  31. Н.Л. Стаскевич, Л., Недра, 1986, 538 с.
  32. Н.Б. варгафтик. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М., Физмабгиз, 1963, 708 с.
  33. Преображенский Н.И., Сжиженные углеводородные газы. Л., Недра, 1975. 280 с.
  34. Б. В. Маслич. Біогаз. Енергія майбутнього. Ринок інсталяційний. № 6, 2001, с. 30 – 35.
  35. И.В. Семеновко. Проектирование биогазовых установок. Сумы, 1996, 342 с.
  36. Баадер В.Г., Доче Е. Биогаз. Теория и практика. М.: Колос, 1982, 145 с.
  37. Никитин Д.П. Метановое брожение и биотехнологии. Киев, “Вища школа”, 1990.
  38. Б.Х. Драганов и др.. Теплотехніка, К., 2005, 503 с.
  39. ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання К.2001, 285 с.
  40. ДНАОП 0.00-1.20-98 Правила безпеки систем газопостачання України.
  41. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. М., 1987, 4 стр.

42. Газы углеводневі скраплені паливні для комунально-побутового споживання. Технічні умови. ДСТУ 4047-2001. Київ, Держстандарт України, 2001, 12 с.
43. ГОСТ 10679-76. Газы углеводородные сжиженные. Метод определения углеводородного состава М. 1976, 15 с.
44. ГОСТ 21204-83. Горелки газовые промышленные. Общие технические требования, маркировка и хранение. М., 1883, 8 с.
45. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. М., 1983, 16 стр.
46. СНИП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и концентрирование воздуха. М. 1991.
47. ОНТП 24-86 Определение категорий помещений и зданий по взрывоопасной и пожарной опасности, затверждены МВД СРСР, 1988 р.
48. ДНАОП 0.00 – 1.07-94 Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском. К., Держнаглядохоронпраці, 1994 р.
49. Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України. Київ, 1994 р., 19 с.
50. ГОСТ 30319.1-96 Газ природний. Методі расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки. Киев, Госстандарт Украины, 1999, 16 с.
51. ГОСТ 30319.3-96 Газ природний. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния. Киев, Госстандарт Украины, 1999, 28 с.
52. ГОСТ 30319.2-96 Газ природний. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. Киев, Госстандарт Украины, 1999, 52 с.