

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Київський національний університет будівництва і архітектури

**ТЕХНОЛОГІЇ ОДЕРЖАННЯ, ПЕРЕРОБКИ
ТА ВИКОРИСТАННЯ БІОГАЗУ**

Методичні вказівки
до виконання розрахунково-графічних робіт
для студентів спеціальності 192 «Будівництво
та цивільна інженерія», спеціалізації
«Теплогазопостачання і вентиляція»

Київ 2022

УДК 628; 697

T38

Укладачі: К. М. Предун, д-р екон. наук, професор;
Г. В. Жук, д-р техн. наук, професор

Рецензент Ю. Й. Франчук, канд. техн. наук, асистент

Відповідальний за випуск К. М. Предун, д-р екон. наук,
професор

*Затверджено на засіданні кафедри теплогазопостачання і
вентиляції, протокол №11 від 25 травня 2022 року*

В авторській редакції.

Технології одержання, переробки та використання біогазу:
T38 методичні вказівки до виконання розрахунково-графічних робіт/
уклад. : К. М. Предун, Г. В. Жук. – Київ : КНУБА, 2022. – 48 с.

Містять методики та приклади розрахунків фізико-хімічних властивостей газоподібного палива вихідні дані до виконання розрахунково-графічних робіт, список джерел та додатки.

Призначено для студентів спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія», спеціалізації «Теплогазопостачання і вентиляція».

© КНУБА, 2022

З М І С Т

| | |
|--|----|
| Загальні положення | 4 |
| 1. Фізико-хімічні властивості газоподібного палива | 5 |
| 1.1. Загальні положення..... | 6 |
| 1.2. Визначення основних фізико-хімічних параметрів газових сумішей..... | 11 |
| 2. Утилізація біогазів полігонів твердих побутових відходів ... | 12 |
| 2.1. Загальні положення..... | 12 |
| 2.2. Енергетична цінність біогазу звалищ..... | 14 |
| 2.3. Способи утилізації біогазу..... | 15 |
| 2.4. Використання біогазу в когенераційних установках (КУ)..... | 19 |
| 2.5. Принципова технологічна схема збору та утилізації біогазу звалищ..... | 22 |
| 2.6. Розрахунок біогазової продуктивності полігону ТПВ..... | 23 |
| 3. Охорона навколишнього природного середовища | 29 |
| 3.1. Загальні положення..... | 29 |
| 3.2. Викиди забруднювальних речовин і парникових газів в атмосферне повітря..... | 32 |
| 3.3. Податкові зобов'язання за викиди в атмосферне повітря..... | 37 |
| 4. Вихідні дані до виконання РГР | 38 |
| Список джерел | 40 |
| <i>Додаток А.</i> Молярні маси компонентів газоподібних палив..... | 44 |
| <i>Додаток Б.</i> Теплота згоряння і відносна густина компонентів сухого газоподібного палива за стандартних умов (20 °С і тиску 101,325 кПа)..... | 44 |
| <i>Додаток В.</i> Об'ємна теплота згоряння компонентів газоподібного палива за різних стандартних умов згоряння і вимірювання для ідеального газу..... | 45 |
| <i>Додаток Г.</i> Значення питомої об'ємної теплоти згоряння метану, МДж/м ³ (невизначеність ± 0,05 МДж/м ³ за певної ймовірності 95 %). <i>Додаток Д.</i> Коефіцієнти перетворення для значень теплоти згоряння і числа Воббе..... | 46 |
| | 47 |

Загальні положення

Житлово-комунальне господарство України є значним споживачем паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) у державі. Водночас галузь залишається найбільш неререформованою серед інших.

Загалом на одиницю валового внутрішнього продукту (ВВП) Україна витрачає у декілька разів більше ПЕР порівняно зі середньосвітовим значенням, не кажучи вже про країни ЄС. У 2014 р. між Україною та ЄС укладено Угоду про асоціацію [1], яка ухвалена Парламентами з обох сторін. Вона передбачає у т.ч. і імплементацію європейського законодавства у сфері енергозбереження та енергоефективності. Основні положення викладено у Директиві Європейського парламенту та Ради 2012/27/EU «Про енергоефективність» [2]. На її підставі Верховною Радою України розроблено та ухвалено низку законів, зокрема «Про енергетичну ефективність будівель» [3], «Про альтернативні джерела енергії» [4], «Про електроенергетику» [5] тощо. У свою чергу Кабінет Міністрів запропонував чіткі заходи щодо практичної реалізації вимог чинного законодавства. Ухвалені Енергетична стратегія України на період до 2035 р. [6], необхідні нормативно-правові акти – ДБН і ДСТУ, які гармонізовані з відповідними європейськими. Вимоги цих документів передбачають підготовку та формування заходів з ефективного виробництва, трансформації, транспортування, переробки та споживання енергії, формування конкурентних та прозорих ринків електричної і теплової енергії, природного газу тощо.

Завдяки цьому відбудеться перехід від застарілої моделі функціонування енергетичного сектору, в якому домінували великі виробники, викопне паливо, неефективні мережі, відсутність дієвої конкуренції на ринках енергоносіїв та у сфері надання житлово-комунальних послуг, до нової моделі, у якій створюється більш конкурентне середовище, вирівнюються можливості для розвитку й мінімізується домінування одного з видів виробництва енергії або джерел та/або шляхів постачання палив. Разом з цим віддається перевага підвищенню енергоефективності й використанню альтернативних джерел енергії та палив. Водночас реалізація пропонованих заходів запобігає збільшенню теплового «забруднення» довкілля завдяки зменшенню викидів забруднювальних речовин і парникових газів в атмосферне повітря. Тобто, забезпечується виконання зобов'язань України у

досягненні цілей Паризької кліматичної угоди, Кіотського протоколу і Рамкової конвенції ООН про зміну клімату [7].

У розрахунково-графічній роботі студент має:

1. Визначити фізико-хімічні властивості (густина і теплоту згоряння, число Воббе та інші параметри) газоподібного палива: біогазу, який може бути отриманий на полігоні ТПВ (вихідні дані – див. табл. 4.1), та природного газу (вихідні дані – див. табл. 4.2). Характеристики компонентів палива прийняти згідно з даними дод. А-В, табл. 1.1.

2. Обрахувати кількість біогазу, який можна утилізувати на полігоні ТПВ протягом періоду його експлуатації, та визначити теплову потужність когенераційної установки КУ для отримання теплової і електричної енергії, а також потенціальну економію природного газу.

3. Визначити кількість викидів забруднювальних речовин і парникових газів в атмосферне повітря при спалюванні біогазу в КУ і порівняти з аналогічною при використанні природного газу. Обрахувати і порівняти податкові зобов'язання за викиди забруднювальних речовин і парникових газів в атмосферне повітря.

1. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГАЗОПОДІБНОГО ПАЛИВА

Природний газ є основним енергетичним ресурсом в Україні. Його частка в загальному первинному постачанні енергії наразі становить близько 30 %. Згідно з Енергетичною стратегією держави на період до 2035 р. [6] її планується залишити на цьому ж рівні. Близько 50 % природного газу використовується в житлово-комунальному господарстві [8]. Водночас поступово зростає частка альтернативного палива і джерел енергії в паливно-енергетичному балансі країни (у 2035 р. заплановано до 25 % [6]). Таким чином, однією із ключових проблем постають вимоги до якості палива та потреба встановлення ціни залежно від його енергетичної цінності.

Загалом якість газу – це ступінь відповідності показників газу встановленим вимогам, яка визначається його складом і фізичними властивостями. Вимоги щодо фізико-хімічних властивостей природного газу регламентовані низкою нормативно-технічних документів [9-11], причому вказані у них деякі характеристики (наприклад, умови вимірювання окремих показників і значення теплоти згоряння тощо) вступають у протиріччя одна з одною.

Критерієм оцінки якості газу зазвичай раніше було прийнято використовувати нижчу теплоту згоряння, визначену за так званих стандартних умов [12]: температури 20°C і тиску $101,325\text{ кПа}$. Як правило, в Україні [13] її величина перевищує мінімальне значення $32,66\text{ МДж/м}^3$ [9]. Лише на підставі цього робиться висновок про відповідність фізико-хімічних властивостей природного газу вимогам нормативних документів. Однак перелік різнорідних характеристик газу (вміст інгредієнтів, точка роси тощо) з граничними значеннями, які наведені, наприклад, в Кодексі [9], у порівнянні з аналогічними показниками газу, що використовується, не дають кінцевому споживачеві повної інформації про його якість, зокрема, про енергетичну цінність.

З набуттям чинності Кодексу газотранспортної системи [9] розпочалося широке впровадження й використання термінології, запровадженої Державними стандартами України [14, 15] на підставі відповідного європейського законодавства [16] щодо проектування та експлуатації газопроводів і споруд на них. Причому, згідно з текстом ISO 6976:2016 [16] національне законодавство може містити певні відхилення від європейських норм, наприклад, щодо значень температур при визначенні фізико-хімічних властивостей як окремих компонентів, так і газових сумішей загалом.

Відповідно до Закону України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до договору про заснування Енергетичного Співтовариства» [17] наша держава приєдналась до єдиного простору регулювання торгівлі газом та взяла на себе зобов'язання виконувати всі рішення та процедурні акти, ухвалені під час застосування Договору.

1.1. Загальні положення

До основних характеристик природного газу чи будь-якої іншої газоподібної суміші відносять:

- 1) молекулярну масу M (див. дод. А);
- 2) густину ρ , кг/м^3 сухого або вологого за нормальних (температура 0°C і барометричний тиск $101,325\text{ кПа}$) або стандартних (температура 20°C і барометричний тиск $101,325\text{ кПа}$) умов згідно з вимогами чинного в Україні державного стандарту [12, 18] або для інших температурних умов – Кодексу газотранспортної системи [9, 15];
- 3) коефіцієнт стиснення z ;

4) теплота згоряння об'ємна (нижча Q_P^H , МДж/м³ і вища Q_P^B , МДж/м³), які визначають для умов [15] або [18];

5) число Воббе W , МДж/м³ (аналогічно поз. 4 для умов [15] або [18]);

6) межі займистості у суміші з повітрям, % об'ємні: нижня L_H і верхня L_B .

Методики визначення характеристик сумішей газів є загальновідомі. Вони наведені у технічній літературі [15, 18, 19].

1. Визначення молекулярної маси газової суміші

Молекулярну масу визначають згідно з формулою:

$$M_{CM} = M_1 \cdot r_1 + M_2 \cdot r_2 + \dots + M_i \cdot r_i, \quad (1.1)$$

де M_{CM} – молекулярна маса i -го компонента суміші (для окремих інгредієнтів – табл. 1.1); r_i – об'ємна концентрація i -го компонента (приймають на підставі даних про склад газоподібного палива (для природного газу залежно від родовища) чи іншої газової суміші).

Таблиця 1.1

Фізико-хімічні властивості газів [18, 19]

| Газ | Молек. маса M | Густина ρ , кг/м ³ | Теплота згоряння, МДж/м ³ | | Межа займистості, % об'ємні | | Темп-ра займистості T , °С |
|--|-----------------|------------------------------------|--------------------------------------|---------|-----------------------------|-------|------------------------------|
| | | | Q_P^H | Q_P^B | L_H | L_B | |
| 1. Метан СН ₄ | 16,042 | 0,717 | 35,845 | 39,792 | 5,0 | 15,0 | 650 |
| 2. Етан С ₂ Н ₆ | 30,068 | 1,356 | 63,797 | 69,713 | 3,2 | 12,5 | 510 |
| 3. Пропан С ₃ Н ₈ | 44,094 | 2,004 | 91,321 | 99,219 | 2,4 | 9,5 | 500 |
| 4. Бутан С ₄ Н ₁₀ | 58,120 | 2,703 | 113,59 5 | 121,485 | 1,8 | 8,4 | 475 |
| 5. Пентан С ₅ Н ₁₂ | 72,151 | 3,457 | 146,20 2 | 158,773 | 1,4 | 7,8 | 475 |
| 6. Вуглекислий газ СО ₂ | 44,010 | 1,977 | - | - | - | - | - |
| 7. Азот N ₂ | 28,016 | 1,25 | - | - | - | - | - |
| 8. Сірководень Н ₂ С | 34,082 | 1,539 | 23,401 | 25,425 | - | - | - |
| 9. Кисень О ₂ | 32,0 | 1,429 | - | - | - | - | - |

Примітка. Значення фізичних величин вказано за нормальних умов згідно зі стандартами [12, 18] – температури 0 °С і барометричного тиску 101,325 кПа (760 мм рт.ст.). Для інших умов – див. додатки Б і В.

2. Визначення густини сухого газу

Густину сухих газів за нормальних або стандартних умов розраховують на підставі даних про компонентний склад суміші:

1) якщо відома мольна (об'ємна) концентрація компонентів суміші

$$\rho_{H\text{ см}} = \rho_{H1} \cdot r_1 + \rho_{H2} \cdot r_2 + \dots + \rho_{Hi} \cdot r_i, \text{ кг/м}^3; \quad (1.2)$$

2) якщо відома масова концентрація компонентів суміші

$$\rho_{H\text{ см}} = \frac{1}{\left[\frac{g_1}{\rho_{H1}} + \frac{g_2}{\rho_{H2}} + \dots + \frac{g_i}{\rho_{Hi}} \right]}, \text{ кг/м}^3, \quad (1.3)$$

де r_i , g_i – відповідно, мольна (об'ємна) і масова концентрації компонентів суміші (як правило, дані про склад будь-якої суміші, у т.ч. і природного газу, при виконанні подібних розрахунків відомі); ρ_{Hi} – густина i -го компоненту, кг/м^3 за нормальних (див. табл. 1.1, дод. А) або стандартних умов (дод. Б).

Масову концентрацію обчислюють так:

$$g_i = \frac{M_i \cdot r_i}{\sum_{i=1}^n M_i \cdot r_i} = \frac{M_i \cdot r_i}{M_{\text{см}}}. \quad (1.4)$$

Значення густини газу за нормальних умов (0°C , 760 мм рт.ст.) використовують у технічних розрахунках, а за стандартних умов (20°C , 760 мм рт. ст.) – при виконанні комерційних розрахунків за спожитий газ.

Густину сухого газу за робочих параметрів у газопроводі знаходять з такого рівняння:

$$\rho = 283.73 \cdot \rho_H \frac{P}{T \cdot z}, \text{ кг/м}^3, \quad (1.5)$$

де ρ_H – густина газу за нормальних умов, кг/м^3 ; P – абсолютний тиск газу в газопроводі, МПа; T – температура газу, К; z – коефіцієнт стиснення газу за робочих умов (у трубопроводах систем газопостачання значення цього коефіцієнта мало відрізняється від одиниці: $z \cong 0,97-1,00$; причому, в системах низького і середнього тисків $z \cong 1$).

3. Визначення густини вологого газу

Густину вологого газу за робочих значень P і T вираховують, використовуючи залежність:

$$\rho_{\text{вг}} = 283.73 \rho_H \frac{P - \varphi \cdot P_{\text{впмакс}}}{T \cdot z} + \varphi \cdot \rho_{\text{впмакс}}, \text{ кг/м}^3 \quad (1.6)$$

де ρ_H – густина сухого газу, кг/м^3 ; φ – відносна вологість газу; $P_{ВП\text{ МАКС}}$, $\rho_{ВП\text{ МАКС}}$ – відповідно, тиск і густина водяної пари у стані насичення (визначають згідно з табл. 1.2).

Таблиця 1.2

Тиск і густина водяної пари у стані насичення

| Температура, °С | Тиск $P_{ВП}$, кг/см^2 | Густина $\rho_{ВП}$, кг/м^3 | Температура, °С | Тиск $P_{ВП}$, кг/см^2 | Густина $\rho_{ВП}$, кг/м^3 |
|--------------------|-------------------------------------|--|--------------------|-------------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0 | 0,00623 | 0,00485 | 25 | 0,03229 | 0,02304 |
| 5 | 0,00889 | 0,00679 | 30 | 0,04325 | 0,03036 |
| 10 | 0,01251 | 0,00940 | 35 | 0,05733 | 0,03960 |
| 15 | 0,01738 | 0,01282 | 40 | 0,07520 | 0,05115 |
| 20 | 0,02383 | 0,01729 | 45 | 0,09771 | 0,06545 |

4. Визначення теплоти спалювання газу

Кількість теплоти, яка виділяється при згорянні 1 м^3 природного газу, називають теплотою його спалювання. Розрізняють вищу і нижчу теплоту згоряння. Для умов чинних в Україні нормативних документів – колишн. Радянського Союзу [12, 18] і Європейського Співтовариства [15, 16] – визначення практично не відрізняються за винятком позначень. Відповідно, Q і H .

Вища теплота згоряння – це кількість теплоти, яка може виділитися під час повного згоряння в повітрі певної кількості газу (як правило – це 1 м^3) так, що тиск p_1 , за якого відбувається реакція, залишається сталим, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої певної температури t_1 , що і температура реагентів, усі ці продукти перебувають у газоподібному стані, за винятком води, яка конденсується в рідину за температури t_1 .

У тих випадках, коли компонентний склад газу визначають на основі значень об'ємної частки, теплоту згоряння позначають як $H_s [t_1, p_1, V(t_2, p_2)]$, де t_2 та p_2 – виміряні (стандартні) умови для об'єму газу (рис.1.1).

Нижча теплота згоряння – це кількість теплоти, яка може виділитися під час повного згоряння в повітрі певної кількості газу так, що тиск p_1 , за якого відбувається реакція, залишається сталим, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої певної температури t_1 , що і температура реагентів, усі ці продукти перебувають у газоподібному стані.

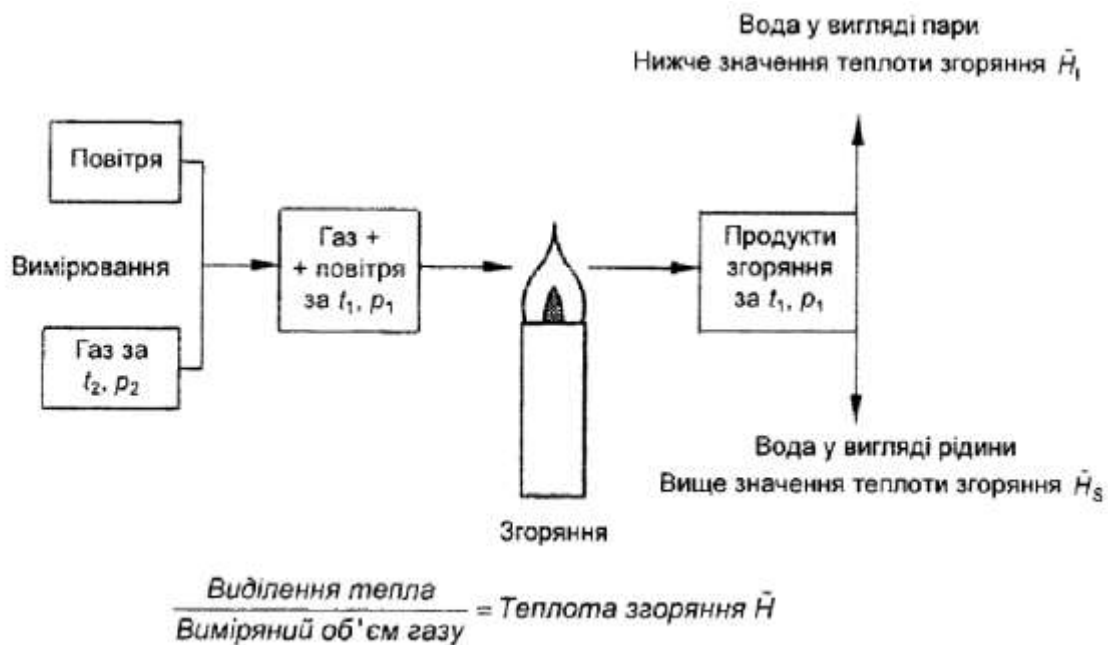


Рис. 1.1. Об'ємна теплота згоряння. Стандартні умови вимірювання і згоряння [15]

Обчислене на основі значень об'ємної частки компонентів нижче значення теплоти згоряння позначають $H_i [t_1, p_1, V(t_2, p_2)]$.

У практичних розрахунках використовують останнє значення. Теплоту спалювання природного газу, що являє собою багатокомпонентну суміш, визначають за формулою

$$Q_H^P = Q_{H1}^P \cdot r_1 + Q_{H2}^P \cdot r_2 + \dots + Q_{Hi}^P \cdot r_i, \text{ МДж/м}^3, \quad (1.7)$$

де Q_{Hi}^P – нижча теплота спалювання i -го компоненту суміші, МДж/м³ (див. табл. 1.1).

Відношення теплоти спалювання (вищої або нижчої) газоподібного палива до його відносної густини називають числом Воббе W :

$$W = \frac{Q_H^P}{\sqrt{d}}. \quad (1.8)$$

Відносну густину газу встановлюють відносно до повітря і обчислюють згідно за формулою:

$$d = \frac{\rho_H}{\rho_{\Pi}}, \quad (1.9)$$

де ρ_H, ρ_{Π} – густина за нормальних умов, відповідно, газу і повітря, кг/м³ (для повітря за температури 0 °С – $\rho_{\Pi} = 1,2929$ кг/м³).

5. Розрахунок границь займання горючих газів

Газоповітряні суміші спалахують за певних концентрацій горючих газів у газоповітряних сумішах. Зі зменшенням або збільшенням вмісту горючих газів у суміші процес горіння припиняється.

Мінімальний вміст горючого газу в газоповітряній суміші, за якого ще розповсюджується полум'я, називають нижчою границею (межею) займання горючого газу, а максимальний вміст – верхньою границею (межею).

Границі займання визначають за формулою

$$L = \frac{100}{\frac{r_1}{L_1} + \frac{r_2}{L_2} + \dots + \frac{r_i}{L_i}}, \% \quad (1.10)$$

де L – нижня L_H або верхня L_B межі займання, %; r_i – об'ємна частка i -го горючого компонента газової суміші (природного газу), %; L_i – межа займання i -го компонента, % (див. табл. 1.1).

1.2. Визначення основних фізико-хімічних параметрів газових сумішей

Склад природного газу та біогазу звалища твердих побутових відходів (ТПВ) наведено у табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Склад газоподібних палив

| Паливо | Склад газу, % об'ємний | | | |
|--------------------|------------------------|-------------------------------|-----------------|----------------|
| | CH ₄ | C ₂ H ₆ | CO ₂ | N ₂ |
| Біогаз звалища ТПВ | 60,0 | - | 40,0 | - |
| Природний газ | 98,6 | 0,1 | 0,1 | 1,2 |

Основними показниками, які необхідні у подальших розрахунках, є:

- 1) густина палива;
- 2) теплота згорання.
- 3) Число Воббе.

Біогаз звалища твердих побутових відходів

Густину біогазу за нормальних умов знаходять за формулою (1.2):

$$\rho_{\text{норм}} = \frac{1}{100} (60 \cdot 0,717 + 40 \cdot 1,977) = 1,221 \text{ кг/м}^3.$$

Нижчу теплоту згорання палива обраховують за формулою (1.7):

$$Q_P^H = \frac{1}{100} (60 \cdot 35,845 + 40 \cdot 0) = 21,507 \text{ МДж/м}^3.$$

Число Воббе визначають за формулою (1.8):

$$W_H = \frac{21,507}{\sqrt{\frac{1,221}{1,2929}}} = 22,13 \text{ МДж/м}^3.$$

Природний газ

Розрахунки виконують аналогічно за формулами (1.2), (1.7) і (1.8) відповідно.

Густина природного газу:

$$\rho_{\text{норм}} = \frac{1}{100} (98,6 \cdot 0,717 + 0,1 \cdot 1,356 + 0,1 \cdot 1,977 + 1,2 \cdot 1,25) = 0,7253 \text{ кг/м}^3.$$

Нижча теплота спалювання природного газу:

$$Q_P^H = \frac{1}{100} (60 \cdot 35,845 + 0,1 \cdot 63,797) = 35,407 \text{ МДж/м}^3.$$

Число Воббе:

$$W_H = \frac{35,407}{\sqrt{\frac{0,7253}{1,2929}}} = 47,27 \text{ МДж/м}^3.$$

2. УТИЛІЗАЦІЯ БІОГАЗІВ ПОЛІГОНІВ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ

2.1. Загальні положення

Процес життя і діяльності людини супроводжується утворенням твердих побутових відходів (ТПВ), які накопичуються в житловому секторі, закладах соціальної інфраструктури, суспільних, навчальних, лікувальних, торгових та інших закладах і не мають подальшого використання за місцем їх утворення. Маса світового потоку побутових відходів становить щорічно близько 400 млн. т, з яких 80 % знищується шляхом поховання під землею. Кількість ТПВ щорічно зростає на 3-6 %. У різних країнах на одного мешканця зазвичай доводиться від 250 до 700 кг ТПВ в рік, а в окремих країнах – до 1000 кг в рік.

Наразі основним способом знешкодження ТПВ у всьому світі є їх поховання на полігонах і звалищах. У процесі поховання органічної речовини (якої в сміттєвій масі в середньому від 50 до 70 %) у товщі ТПВ за анаеробних умов (без доступу кисню) відбувається її біоконверсія за участю мікроорганізмів. Унаслідок цього процесу утворюється біогаз

звалищ (БГЗ), основними макрокомпонентами якого є метан CH_4 та діоксид вуглецю CO_2 .

До природних джерел метану і діоксиду вуглецю відносять болота, тундру, водоймища, комах (головним чином термітів), метаногідратів, геохімічні процеси. До антропогенних – рисові поля, шахти, тварини, втрати у процесі видобутку газу і нафти, горіння біомаси, звалища.

Об'єми утворення метану звалищ, без перебільшення, досягають геологічних масштабів. За підрахунками експертної групи Міжурядової комісії зі зміни клімату (IPCC), проведеними в середині 90-х років, його глобальна емісія становить 40 млн. т на рік, або близько 8 % загальнопланетарного потоку. Для порівняння, ця величина перевищує масу метану, що виділяється вугільними шахтами. У результаті із сміттям звалищ в атмосферу потрапляє близько 85 млн. т органічного вуглецю. Для порівняння: природне надходження цього елемента в ґрунтові пласти планети становить 40 млн. т на рік. Таким чином, метан звалищ занесений в реєстр основних джерел парникових газів планети. Це додає йому глобальну значущість і робить його об'єктом пильної уваги світової спільноти.

Емісії БГЗ в природне середовище формують негативні ефекти як локального, так і глобального характеру, оскільки метан є газом, парниковий ефект від якого у 21 раз вищий, ніж від діоксиду вуглецю. Саме наявність метану є причиною частих спалахів на полігонах, які практично не піддаються гасінню і призводять до викидів в атмосферу великої кількості токсичних речовин.

Окрім істотного внеску в глобальне потепління, БГЗ сприяє появі вибухо- та пожежонебезпечних умов як на самих звалищах, так і на довколишніх об'єктах. Пожежі на звалищах, у свою чергу, створюють чималу екологічну небезпеку. У структурі побутових відходів збільшується питома вага полімерних матеріалів (вони становлять понад 10 % загальної маси відходів і подвоюються кожні десять років), зростає токсичність відходів (у сміття потрапляють термометри, прилади, що містять ртуть, елементи живлення, унаслідок чого воно «збагачується» солями важких металів і хімікатами). Тому неконтрольоване горіння звалищ призводить до утворення і потрапляння в атмосферу токсичних з'єднань, у тому числі особливо токсичних речовин – діоксинів і фуранів, які переносяться на значні відстані.

2.2. Енергетична цінність біогазу звалищ

Наразі в Україні основним методом поводження з побутовими відходами є складування їх на полігонах ТПВ [20, 21]. Останнє пояснюється тим, що полігони ТПВ – найбільш проста й дешева інженерна споруда. Екологічна небезпека полігонів полягає насамперед в генерації продуктів розкладання відходів, зокрема біогазів звалищ. Однак полігони ТПВ є не лише джерелами забруднення довкілля, але мають розглядатися як поновлювані газові родовища.

Окрім метану до горючої частини біогазу входять незначні домішки його гомологів і похідні вуглеводні. Теоретичний тепловий потенціал біогазу за об'ємного вмісту метану 50 % становить близько 5 кВт-год/м³. Тобто, в реальних мовах видобутку БГЗ на полігонах ТПВ продуктивністю 100-120 м³/год (1 млн. м³/рік) може бути встановлена когенераційна електрична установка загальним ККД=0,7 потужністю близько 400 кВт. Відповідна економія ПГ становитиме 0,5 млн. м³/рік. Видобуток і збір біогазу з полігонів ТПВ з корисною утилізацією для виробництва енергії є обов'язковою вимогою сучасного розвитку. Основним методом, що забезпечує вирішення щодо завдання, є технологія вилучення і утилізації БГЗ. Це найбільш ефективний спосіб зменшити викид метану у атмосферу. Важливим моментом також є той факт, що утилізація БГЗ дозволяє вилучати метан за якістю і у кількостях, придатних для його переробки в електроенергію й тепло, тобто дозволяє корисну утилізацію біогазу для виробництва енергії. Цей шлях використання газу вважається найефективнішим за умови, що його споживання безперервне.

Україна володіє значними ресурсами БГЗ з органічних відходів. На її території нараховується понад 6 тис. полігонів ТПВ загальною площею понад 7,5 тис. га. Щорічно на них вивозиться 11-13 млн. т побутових відходів, кожна тонна яких у процесі анаеробної переробки органічної маси виділяє від 120 до 200 м³ біогазу. В цілому сумарний вихід метану звалищ становить приблизно 800 тис. т метану у рік.

Проблема забруднення довкілля метаном від звалищ є однією з найбільш критичних екологічних проблем у країні. Особливу проблему для екологічної безпеки створюють старі звалища ТПВ, більшість яких будувалися понад 30 років тому у відсутність яких-небудь екологічних обмежень, без відповідності вимогам захисту довкілля та з порушенням санітарних і технологічних норм. Вимоги з обов'язкового збору і утилізації біогазу, що виділяється полігонами ТПВ, були введені тільки з ухваленням

будівельного стандарту ДБН В.2.4-2-2005 «Полігони твердих побутових відходів. Основні положення проектування» [22] і «Правил експлуатації полігонів побутових відходів» [23]. Згідно з п. 5.11 правил кожний «полігон побутових відходів повинен бути оснащений системами захисту ґрунтових вод, вилучення та знешкодження біогазу та фільтрату».

З метою визначення характеристик емісії біогазу вітчизняних складованих відходів були проведені дослідження полігонів України. Обстежені полігони різного ступеня освоєння і термінів експлуатації в Києві, Одесі, Сумах, Харкові, Івано-Франківську, Львові, Миколаєві, Чернігові та ін. Серед полігонів, зокрема, дослідження проводилися на діючих і закритих площах (картах), відкритих і рекультивованих (засипаних ґрунтом) ділянках строком з початку складування ТПВ до 50 років.

Усереднені результати свідчать про високий вміст метану (понад 50 %) в біогазі, що відповідає теплотворній здатності 20-25 МДж/м³. Вміст вуглекислого газу становить 20-40 % (об'ємних). Високий паливний потенціал біогазу полігонів ТПВ дозволяє ефективно його використовувати замість природного газу в енергетичних установках за відносно простими способами його підготовки.

2.3. Способи утилізації біогазу

У більшості розвинених країн переробка органічних відходів у біогазових установках частіше всього використовується для виробництва тепла й електроенергії. Вироблювана таким чином енергія становить близько 3-4 % всієї споживаної енергії в європейських країнах. У Фінляндії, Швеції і Австрії, які заохочують використання енергії біомаси на державному рівні, частка енергії біомаси досягає 15-20 % від всієї споживаної енергії.

Таким чином, збір і спалювання біогазу на полігонах ТПВ з корисною утилізацією для виробництва енергії або без такої є обов'язковою вимогою сучасного розвитку. Реальна можливість будівництва таких систем в Україні з'явилася у зв'язку з ратифікацією Кіотського протоколу, приєднанням держави до Паризької кліматичної угоди, якими передбачається інвестування проектів спільного впровадження, направлених на зниження викидів парникових газів.

У межах зазначених вище документів, метою яких є координація дій з обмеження викидів парникових газів, можна використовувати два

механізми, що дозволяють країнам, які їх ратифікували, здійснювати проекти зі збору та використання БГЗ на полігонах ТПВ [24-28]. Це – механізм чистого розвитку (МЧР) і механізм спільного впровадження (МСВ). Обидва механізми дозволяють більш розвинутим країнам не тільки інвестувати капітал в проекти з утилізації біогазу звалищ, агропромислових комплексів та інших джерел метану (вугільних шахт, спиртових та цукрових заводів) в менш розвинутих країнах, але і передавати їм передові технології утилізації БГЗ.

У країнах ЄС видобуток і використання первинної енергії з біогазу у 2012 р. становили понад 14 млрд. м³ в еквіваленті природного газу і згідно з планами поновлювальної енергетики країн ЄС (NREAP) у 2020 р. виробництво БГ становитиме 28 млрд. м³ в еквіваленті ПГ.

Основним напрямком енергетичного використання БГ є виробництво електроенергії з подаванням до електромереж. Поряд з безпосереднім використанням БГ в останнє десятиріччя інтенсивно розвиваються проекти переробки біогазу в біометан – універсальне, в тому числі моторне, паливо, аналог ПГ. Цей напрямок для України є новим. Для створення і розвитку біометанових технологій потрібна державна підтримка щодо створення національної відповідної програми, законодавчих актів, технічних умов на виробництво і споживання біометану.

У більшості розвинених країн світу (США, країни Західної Європи) активно ведеться збір біогазу з місць захоронення ТПВ. Зокрема, в світі проводиться ряд заходів у межах програми Глобальної Метанові Ініціативи (Global Methane Initiative, GMI). Утилізація біогазу звалищ дозволяє не тільки поліпшити екологічну ситуацію, а й виробляти електроенергію і тепло, частково замінюючи корисні копалини.

У світовій практиці відомі такі способи утилізації БГЗ:

– факельне спалювання, що забезпечує утилізацію парникових газів, усунення неприємних запахів і зниження пожежонебезпеки на території полігону ТПВ, при цьому енергетичний потенціал БГЗ не використовується в господарських цілях;

– пряме спалювання БГЗ для виробництва теплової енергії;

– використання БГЗ як палива для газопоршневих двигунів з метою отримання електроенергії і тепла;

– використання БГЗ як палива для газових турбін з метою отримання електричної і теплової енергії;

– доведення вмісту метану в БГЗ (збагачення) до 94-97 % з подальшим його використанням в газових мережах загального призначення та як моторного палива;

виробництво товарної вуглекислоти.

Установки утилізації БГЗ монтуються на спеціально підготовленому майданчику за межами звалища.

Видобувні обсяги БГ з тіла полігонів найбільшій мірою залежать від оюоблаштування та умов експлуатації останніх. В Україні основна частина ТПВ підлягає похованню на звалищах, які умовно відповідають вимогам до полігонів щодо ущільнення відходів, пошаровій ізоляції і поверхневому перекриттю ґрунтом. У зв'язку з цим, реальні обсяги збору біогазу не перевищують 70 % від обсягів його генерації. На поверхневих звалищах суттєва частина біогазу фільтрується в атмосферу через бічну поверхню насипу разом з фільтратом.

Найпоширеніша система збирання біогазу складається з мережі вертикальних свердловин, поєднаних до газозбірного (магістрального) газопроводу шлейфовими трубопроводами. На поверхневих звалищах більш ефективними мають бути горизонтальні свердловини. Зазвичай вертикальні свердловини мають діаметр 0,5 м і більше. Свердловини облаштовують згідно з вимогами ДБН [22] продукційною перфорованою трубою діаметром від 110 мм і більше. Діаметр отворів перфорації від 10-15 мм з вибраним кроком по поверхні труби, починаючи з відстані 0,5-1 м від глибини замка оголовку продукційної труби. Глибина свердловин становить щонайменше 7 м. Бажано, щоб нижній зріз труби не доходив до рівня фільтрату. Затрубний простір заповнюється гравієм або галькою фракції 30-60 мм.

Верхня частина свердловини (приблизно 1-1,5 м від верхнього краю) ущільнюється бетоном або глиною з метою запобігання притоку атмосферного повітря до свердловини та витоку біогазу в атмосферу. Радіус дії свердловини для збирання біогазу становить в середньому 30-35 м. Середня кількість свердловин – 4 свердловини на 1 га полігону ТПВ. Залежно від місцевих умов, морфологічного складу відходів, ущільнення полігону, терміну його експлуатації, вихід БГЗ становить від 6 м³/год до 20 м³/добу на одну свердловину. Спорудження газодренажної системи може здійснюватись як на всій території полігону після закінчення його експлуатації, так і на окремих його ділянках у міру заповнення.

У процесі експлуатації полігон просідає на 5-20 % або навіть 30-35 % його глибини, тому свердловини з'єднують з колектором за допомогою гнучкого з'єднання. Найбільш широко для збирання біогазу на полігонах ТПВ використовують трубопровід з поліетилену низького тиску (для наземного та підземного використання) та полівінілхлориду (для підземного використання).

У разі, якщо полігон ТПВ ще експлуатується, за чинними в Україні будівельними нормами необхідно монтувати свердловини для збору біогазу одночасно з заповненням полігону.

Очищення біогазу від шкідливих домішок. За складом і кількістю домішок біогаз різного походження не однаковий. Кожен полігон ТПВ проявляє себе як індивідуальне джерело БГ з своїми особливостями, про що свідчить широкий діапазон можливих коливань концентрації основних макрокомпонентів біогазу і домішок (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Типові межі зміни компонентів складу БГ

| № пор. | Компонент | %, об'ємні | № з/п | Компонент | %, об'ємні |
|--------|-----------------|------------|-------|--------------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Метан | 40-65 | 6 | Сульфіди | до 1,2 |
| 2 | Вуглекислий газ | 25-40 | 7 | Водень | до 1 |
| 3 | Азот | 2-40 | 8 | Окис вуглецю | до 0,002 |
| 4 | Кисень | 0,1-2 | 9 | Хлор-, фторпохідні | до 2000 ppm |
| 5 | Аміак | 0,1-1 | | | |

Окрім наведених компонентів у складі БГ зустрічаються мікродомішки кремнієвої органіки – сілани і сілоксани, які мають негативний вплив на роботу двигунів через утворення оксидів кремнію в робочих процесах, і в подальшому осідають на робочій поверхні двигунів в твердому стані. У біогазі ці домішки утворюються внаслідок деструкції відходів косметики. Енергетичну складову БГ оцінюють через визначення теплотворної здатності за принципом адитивності.

Залежно від напрямків використання біогазу до системи підготовки і очистки ставлять такі вимоги:

- 1 – вилучення сірководню і меркаптанів;
- 2 – вилучення сілоксанів і сіланів;
- 3 – звільнення біогазу від хлор- та фторпохідних;

4 – збагачення біогазу до концентрації метану у природному газі з вилученням діоксиду вуглецю;

5 – осушення газу і його стиснення;

6 – зрідження збагаченого газу.

Те, з якою метою буде використовуватися біогаз, обумовлює рівень його переробки. Є можливість очистити БГ до вимог трубопровідного природного газу і навіть скрапленого природного газу. Такі технології пропонують наприклад закордонні фірми «Acgion Technologies», «Firm Green», «Mask Truck» та ін. На наш погляд, Україна в змозі самостійно створювати наведені технології і обладнання для реалізації процесів за всіма напрямками.

2.4. Використання біогазу в когенераційних установках (КУ)

Газ звалища без попереднього очищення можна використовувати як паливо для котлів і печей, тобто він може поставлятися прямо до промислового споживача для отримання тепла або для використання в технологічному процесі. Цей шлях використання біогазу є найефективнішим за умови, що його споживання безперервне [29, 30].

Після попереднього очищення газ звалища також може використовуватися для отримання електроенергії за допомогою установок комбінованого вироблення тепла і електроенергії. Вироблена електроенергія може використовуватися безпосередньо на майданчику звалища або подаватися в мережу.

Також можливе використання БГЗ після збагачення його до якості природного газу. При збагаченні газ висушується, з нього видаляються діоксид вуглецю та інші домішки. Проте, системи поліпшення якості газу звалища поки дуже дорогі і не знаходять широкого застосування.

Теоретичний потенціал біогазу за об'ємного вмісту метану 50 % становить 5 кВт·год/м³.

Технічний енергетичний потенціал становить від теоретичного при використанні біогазу :

- як котельне паливо 90-92 %;
- як моторне паливо з виробленням енергії 35-42 %;
- як моторне паливо з когенерацією (сумісним виробленням) електричної і теплової енергії – від 75 до 87 % залежно від технічних рішень утилізаторів теплоти.

Для отримання теплової енергії біогаз може спалюватися в модернізованих котлах, потужність яких визначається кількістю біогазу.

Сучасні побутові і промислові газові котли, як правило, не призначені для роботи на низькокалорійному біогазі. Ситуація ускладнюється ще тим, що в біогазі може міститися вуглекислий газ у значних концентраціях.

Одним із способів вирішення цієї проблеми – застосувати спеціально розроблені щілинні череневі пальники для спалювання біогазу.

Існує декілька технічних рішень вироблення електричної енергії безпосередньо у споживачів. Одним з таких рішень є встановлення турбін з протитиском на існуючих парових і паро-водогрійних котельних. Така технологія полягає в утилізації потенційної енергії пари при пониженні її тиску до необхідної величини не редукуванням, а здійсненням роботи. Для цього паралельно редуційному пристрою встановлюється електрогенеруючий комплекс з паровою протитисковою турбіною. Пара на технологічний процес прямує через турбіну, а робота, що здійснюється паром, використовується для приводу електричного генератора. Електроенергія, вироблена такого роду пристроями, як правило, використовується для власних потреб підприємства, на якому вона встановлена. Вказана технологія може бути реалізована в парових котельних, що застосовують котли тиском 1,4-4,0 МПа. Абсолютний тиск пари, використовуваної під час вироблення енергії, – 0,3-1,5 МПа, а при опалювальному відборі – 70-250 кПа. Надлишок тиску спрацьовує на редуційному пристрої. Така схема ввімкнення електрогенеруючих пристроїв використовується в діючих котельних. Витрата палива на виробництво 1 кВт·год становить 140-140 г у.п.

Одним з перспективних напрямів підвищення ефективності використання первинного палива є комбіноване виробництво електричної і теплової енергії з використанням турбін малої та середньої потужності. Перевагою такого способу є досягнення коефіцієнта використання палива до 0,85.

Когенерація – це процес одночасного виробництва тепла і електроенергії. Цей процес здійснюється за допомогою одного пристрою, який є генераторною установкою з поршнеvim двигуном, оснащеною системою утилізації тепла, що виділяється. Як пальне можуть використовуватися природний газ, біогаз, наприклад ЗГ, що утворюється у процесі розкладання побутового сміття.

Утилізація біогазу з отриманням електро- і теплоенергії проводиться в двигунах когенераційних установок (КУ). Останні є силовими енергетичними агрегатами на базі газових двигунів «Tedom», «Ford», «Caterpillar» та багато інших. Конструктивно двигун і генератор розташовані на сталевій фундаментній рамі, всередині якої розташовані теплообмінники установки і глушник вихлопу.

Тепло, що виникає в двигуні внутрішнього згорання, через систему охолоджувачів двигуна, масла і продуктів згорання надалі ефективно використовується, тому продуктивність КУ знаходиться в межах 80-90 %.

Разом з виробництвом тепла при спалюванні метановмісних газів когенерація пропонує можливість виробництва електричної енергії. Вироблювані електрична і теплова енергії використовуються для власних потреб об'єкта або подаються в загальну розподільну мережу. При цьому собівартість вироблюваних електричної і теплової енергії значно дешевша порівняно з мережевою ціною.

Оскільки БГЗ є супровідним продуктом при переробці органічних відходів, витрати щодо експлуатації установки будуть пов'язані тільки з відрахуваннями на устаткування і на сервісне обслуговування. Доходи становитимуть як заощаджені кошти на тепло і електроенергію, так і кошти за їх продаж в мережу.

Система управління забезпечує повністю автоматичну роботу КУ, а також паралельну роботу установок між собою і з електричною мережею. Вихлоп, підключення до теплової мережі і газу проводиться за допомогою підготовлених фланців, які виведені на стіну кожуха в тій частині, де знаходиться генератор.

Вироблена когенераційними електроенергія передається в розподільні мережі, теплоенергія може реалізовуватися споживачам (промисловим підприємствам, тепличним господарствам і т.д.).

Для спалювання газу на першому етапі пробної експлуатації, а надалі у разі аварійного виходу з ладу, профілактичного обслуговування або ремонту КУ, на полігоні, крім когенераційних, встановлюється факельна установка з коефіцієнтом корисної дії спалювання газу близько 90 %. Можливо віддалене управління і моніторинг роботи КУ.

При збагаченні газу висушується, з нього видаляється діоксид вуглецю та інші домішки. У теперішній час застосовуються такі технології збагачення: промивка водою, адсорбція при зміні тиску та розділення з допомогою мембран. Тому для використання БГЗ в якості біологічного

палива необхідна додаткова його підготовка (підігрів, видалення вологи та хімічних і механічних домішок, підвищення концентрації метану).

Зниження вологості біогазу. Використання вологого біогазу в топках котлів і камерах згорання двигунів негативно позначається на роботі цих пристроїв, знижує їх коефіцієнт корисної дії і підвищує рівень шкідливих викидів двигуна, це призводить також до корозії устаткування. Біогаз, що видобувається із звалищ побутових відходів, має 100 % вологість, до того ж у товщі звалища є певна кількість так званого фільтрату, завдяки чому вологість біогазу під час видобутку може підвищуватися.

У технологічну схему установки необхідно вводити вологопоглинач, який забезпечуватиме попереднє осушення біогазу та очищення від деяких домішок. Вологопоглинач повинен забезпечувати безперервну роботу впродовж 24 год. Після заповнення водопоглинача парами води, проводиться його регенерація, а в розділовий процес включають іншу установку.

Регенерація вологопоглинача проводиться з форвакуумним відкачуванням за температури 350 °С протягом 4 год. На ринку пропонується оригінальні конструкції віддільників краплинної вологи для біогазу на основі новітніх синтетичних фільтрувальних матеріалів вітчизняного виробництва.

2.5. Принципова технологічна схема збору та утилізації біогазу звалищ

Технологічний процес збору біогазу, його транспортування, підготовки та утилізації зображено на рис. 2.1.

Він складається з таких етапів:

1. Звалищний газ з кожної газовідвідної свердловини шлейфовим трубопроводом, приєднаним до оголовка свердловини, за рахунок декомпресії, яка створюється вакуумними насосами, втягується на колектор (гребінку). Загальна кількість колекторів становить орієнтовно 10 одиниць. Кожен колектор об'єднує декілька свердловин. Кожен шлейфовий трубопровід вимикальним пристроєм, датчиком контролю тиску і штуцером для відбору газових проб.

2. Увесь біогаз, зібраний з колекторів, передається на майданчик вузла збору та утилізації за допомогою колекторних (магістральних) трубопроводів.

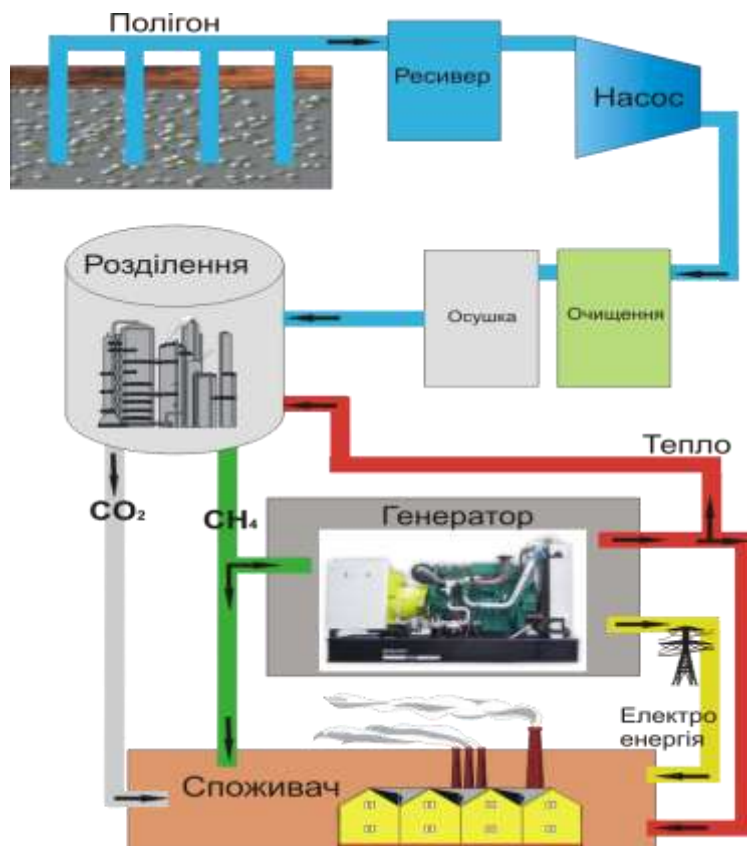


Рис. 2.1. Типова схема тригенерації з використанням БГЗ

3. Перед вакуумним насосом на магістральному трубопроводі встановлюється газосепаратор, де відбувається повне осушування отриманого біогазу (відділення краплинної й пароподібної рідини).

4. Очищений біогаз через систему моніторингу (обліку) подається для утилізації: в установці для виробництва вуглекислоти відбувається поділ біогазу на біометан і товарну вуглекислоту. Основні обсяги біометану будуть використані на когенераційній установці.

2.6. Розрахунок біогазової продуктивності полігону ТПВ

Теоретична частина

Прогнозування кількості біогазу, що виділяється, виконують з урахуванням складу і властивостей ТПВ, місткості і терміну експлуатації полігону ТПВ, схеми і максимальної висоти складування ТПВ, гідрогеологічних умов ділянки складування ТПВ, показника pH водної витяжки з ТПВ.

Розрахунок очікуваної кількості біогазу, що виділяється при анаеробному розкладанні ТПВ, рекомендується виконувати за формулою:

$$V_{p.б} = P_{ТПВ} \cdot K_{л.о} \cdot (1-Z) \cdot K_p \quad (2.1)$$

де $V_{p.б}$ – розрахункова кількість біогазу, м³; $P_{ТПВ}$ – загальна маса ТПВ, що складається на полігоні, кг; $K_{л.о}$ – вміст органіки, що легко розкладається, в 1 т відходів ($K_{л.о} = 0,4-0,7$); Z – зольність органічної речовини ($Z = 0,2-0,3$); K_p – максимально можливий ступінь анаеробного розкладання органічної речовини за розрахунковий період ($K_p = 0,4-0,5$).

З урахуванням непередбачених обставин питомий об'єм біогазу, що можна зібрати з 1 т твердих побутових відходів за весь період експлуатації системи збирання біогазу, визначається за формулою:

$$V'p.б = Vp.б \cdot Kc \cdot K \quad (2.2)$$

де $V'p.б$ – об'єм біогазу, що можна зібрати з 1 т ТПВ, м³; Kc – коефіцієнт ефективності системи збору біогазу ($Kc = 0,5$); K – коефіцієнт поправки на непередбачувані обставини ($K = 0,65-0,70$).

При цьому слід узяти до уваги такі величини:

- вагову кількість біогазу, одержуваного при анаеробному розкладанні, 1 г біогазу з 1 г розкладеної беззольної речовини ТПВ;
- об'ємну маса біогазу - 1 кг/м³;
- теплотворну здатність біогазу ~21 МДж/м³.

Оскільки цей розрахунок згідно ДБН очікуваної кількості біогазу, що виділяється при анаеробному розкладанні 1 т ТПВ, не враховує тривалість утворення біогазу в тілі полігону ТПВ, для визначення кількості біогазу, що утворюється на полігоні, використана емпірична залежність утворення метану за числом зберігання ТПВ, яка широко використовується в моделі розрахунку Агентства захисту довкілля (США).

Розрахунки емісії біогазу та потужності виробництва електроенергії по полігону ТПВ проводилися з використанням методики, що враховує типовий морфологічний склад ТПВ з поділом його на 4 групи відходів, які мають різну швидкість біологічного розкладання. Програма розрахунку розроблена компанією «SCS Engineers» (США) на підставі багаторічних досліджень полігонів ТПВ України за завданням Агентства з захисту навколишнього середовища при уряді США. Кількість утворюваного газу оцінювали за формулою:

$$Q_{LFG} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0.1}^1 2kL_0 \left[\frac{M_i}{10} \right] (e^{-kt_{ij}}) (MCF) (F) , \quad (2.3)$$

де Q_{LFG} – максимально очікувана кількість метану, що утворюється протягом року, $m^3/рік$; i – 1 -річний часовий приріст; n – рік на який розраховується (рік початку роботи полігону); j – $0,1$ річний часовий приріст; k – швидкість утворення метану ($1/рік$); L_0 – потенційна кількість утворення метану з тонни відходів ($m^3/т$); M_i – кількість завезених відходів на i -тий рік (т); t_{ij} – вік j -тої секції полігону, де завезена маса відходів M_i i -тий рік; MCF – метано-коригуючий фактор; F – коефіцієнт впливу пожеж.

Коефіцієнт швидкості утворення метану k відображає швидкість, з якою захороненні на полігоні відходи розпадаються та утворюють метан, і пов'язана з періодом напіврозпаду відходів відповідно до рівняння:

$$\text{напіврозпад} = \ln(2)/k.$$

Чим більше значення k , тим швидше збільшується швидкість утворення метану (поки полігон працює та завозяться відходи) і потім зменшується (після закриття полігону) з часом. Значення коефіцієнта k (табл. 2.5) залежить від таких факторів: вологості відходів, доступності поживних речовин для метаногенеруючих бактерій, pH та температури. Тому визначення коефіцієнта k базується на типі відходів (табл. 2.2) та кліматичній зоні (табл. 2.4), де знаходиться полігон.

Таблиця 2.2

Типи відходів

| Тип відходів | Опис |
|--------------|---|
| 1 | 2 |
| 1 | Відходи, що розкладаються <i>дуже швидко</i> (харчові відходи та інша органіка) |
| 2 | Відходи, що розкладаються з <i>середньою швидкістю</i> (садові (зелені) відходи) |
| 3 | Відходи, що розкладаються зі швидкістю <i>нижче середньої</i> (папір, картон, текстиль) |
| 4 | Відходи, що розкладаються <i>повільно</i> (деревина, гума, шкіра, кістки, солома) |

Але, зважаючи на те, що наявні дані щодо типів відходів, що завозять на полігон суперечливі, в якості вхідних даних було використано усереднені дані щодо складу відходів України (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Усереднений склад відходів для України

| Тип відходів | Вміст, % |
|--------------------------------|----------|
| 1 | 2 |
| Харчові відходи | 36,1 |
| Папір та картон | 14,3 |
| Садові(зелені) відходи | 9,8 |
| Деревина | 1,9 |
| Гума, шкіра, кістки, солома | 2,2 |
| Текстиль | 3,4 |
| Інша органіка | 0,4 |
| Метал | 2,3 |
| Будівельні відходи | 3,6 |
| Скло та кераміка | 6,2 |
| Пластмаса | 5,8 |
| Інші неорганічні відходи | 14,1 |

Таблиця 2.4

Відповідність регіонів до кліматичних зон

| Кліматична зона | Зона 1 | Зона 2 | Зона 3 | Зона 4 |
|----------------------------------|--------------------------------------|--|---|--|
| Середня кількість опадів, мм/рік | 360-429 | 430-499 | 500-599 | 600-699 |
| Область | Херсонська, Луганська, м.Севастополь | АР Крим, Кіровоградська, Миколаївська, Одеська, Запорізька | Черкаська, Чернігівська, Дніпропетровська, Донецька, Харківська, м.Київ, Київська, Рівненська, Сумська, Вінницька, Волинська, | Чернівецька, Івано-Франківська, Хмельницька, Львівська, Полтавська, Тернопільська, Закарпатська, Житомирська |

Таблиця 2.5

**Коефіцієнт швидкості утворення метану
відповідно типу відходів та кліматичної зони**

| Тип відходів | Зона 1 | Зона 2 | Зона 3 | Зона 4 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | 0,110 | 0,120 | 0,140 | 0,150 |
| 2 | 0,055 | 0,060 | 0,070 | 0,075 |
| 3 | 0,022 | 0,024 | 0,028 | 0,030 |
| 4 | 0,011 | 0,012 | 0,014 | 0,015 |

Потенційна кількість утворення метану L_0 (табл. 2.6) показує загальну кількість метану який потенційно може утворитися при розпаді тони відходів і майже повністю залежить від складу відходів на полігоні.

Таблиця 2.6

Потенційна кількість утворення метану L_0 в залежності від типу відходів

| Тип відходів | L_0 (м ³ /т) |
|--------------|---------------------------|
| 1 | 2 |
| 1 | 69 |
| 2 | 126 |
| 3 | 214 |
| 4 | 201 |

Метано-коригуючий фактор (MCF) – складова моделі, яка враховує ступінь анаеробного розкладання відходів. Він варіюється залежно від глибини звалища і його типу. На упорядженому (санітарному) полігоні, розкладання відходів вважається анаеробним (MCF = 1). На полігонах або звалищах з менш сприятливими умовами для анаеробного розкладання, MCF буде нижче, щоб відобразити ступінь аеробних умов в цих місцях. Відходи, що залягають на глибині понад п'яти метрів, краще розкладаються, оскільки велика глибина полігону сприяє анаеробному розкладанню; на менших глибинах, розкладання відходів в основному є аеробним. Значення метано-коригуючого фактору наведені в табл. 2.7.

Наступним вагомим фактором є коефіцієнт впливу пожеж (F). Пожежі на полігонах твердих відходів залишають після себе лише попіл. Тому, полігони на яких відбулися пожежі менш продуктивні, ніж ті, на яких цього не відбувається.

**Значення МСФ в залежності від впорядкованості полігону
та глибини шару відходів**

| Впорядкованість полігону | Глибина < 5 м | Глибина > 5 м |
|--------------------------|---------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Невпорядковане звалище | 0,4 | 0,8 |
| Впорядкований | 0,8 | 1,0 |
| Напівааеробний | 0,4 | 0,5 |
| Невідома | 0,4 | 0,8 |

Приклад розрахунку

Розрахунок виконано за спрощеною процедурою.

Очікувану кількість біогазу, що виділяється за анаеробного розкладання ТПВ, визначено за формулою (2.1):

$$V_{Р.Б.} = 0,5 \cdot 10^9 \cdot 0,4 \cdot (1 - 0,25) \cdot 0,4 = 60 \cdot 10^6 \text{ м}^3,$$

де 0,5 – загальна маса ТПВ, які складуються на полігоні, млн. т; 0,4 – вміст органіки, що легко розкладається, в 1 т відходів; 0,25 – зольність органічної речовини; 0,4 – максимально можливий ступінь анаеробного розкладання органічної речовини за розрахунковий період.

З урахуванням непередбачених обставин питомий об'єм біогазу, що можна зібрати з 1 т твердих побутових відходів за весь період експлуатації системи збирання біогазу, згідно з формулою (2.2) дорівнює:

$$V'_{Р.Б.} = 60 \cdot 10^6 \cdot 0,5 \cdot 0,65 = 19,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3,$$

де 0,5 – коефіцієнт ефективності системи збору біогазу; 0,65 – коефіцієнт поправки на непередбачувані обставини.

З урахуванням прогнозованого часу експлуатації полігону ТПВ $\tau = 30$ років, середньорічний об'єм біогазу, який можна утилізувати, становить:

$$V''_{Р.Б.} = 19,5 \cdot 10^6 \div 30 = 0,65 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

З достатньою точністю середньо годинна кількість утилизованого біогазу дорівнює:

$$V_{\text{год.Б.}} = 0,65 \cdot 10^6 \div 8760 = 74,2 \text{ м}^3/\text{год},$$

де 8760 – кількість годин у році.

Теплова потужність когенераційної установки для утилізації енергії біогазу, становитиме не менше:

$$Q_{\text{КУ}} = \frac{V_{\text{год.Б.}} \cdot Q_{\text{P}}^{\text{H}} \cdot \eta}{3,6} = \frac{74,2 \cdot 21,507 \cdot 0,85}{3,6} = 376,8 \text{ кВт.}$$

де $\eta = 0,85$ – коефіцієнт корисної дії когенераційної установки.

3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА

3.1. Загальні положення

Величина викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря визначена розрахунковим шляхом, який заснований на використанні показників емісії, відповідно до методики [31] згідно з даними про склад та витрату палива. Показник емісії характеризує масову кількість забруднювальної речовини, яка викидається в атмосферу разом з димовими газами, віднесена до одиниці енергії, що виділяється під час згоряння палива. При цьому мають бути враховані характеристики процесу спалювання та заходи щодо зменшення викидів тих чи інших забруднювальних речовин.

Під час спалювання органічного паливу разом з димовими газами в атмосферне повітря потрапляють такі інгредієнти:

- 1) забруднювальні речовини:
 - оксиди азоту NO_x в перерахунку;
 - оксид вуглецю CO ;
- 2) парникові гази:
 - діоксид вуглецю CO_2 ;
 - метан CH_4 ;
 - оксид діазоту N_2O .

Питому масу кожного індивідуального газу в сухому паливі визначають за формулами, наведеними у [31, дод. Б]:

$$m_{\text{CH}_4} = 0,716 \cdot 0,01(\text{CH}_4)_v \quad (3.1)$$

$$m_{\text{C}_2\text{H}_6} = 1,342 \cdot 0,01(\text{C}_2\text{H}_6)_v \quad (3.2)$$

$$m_{\text{C}_3\text{H}_8} = 1,967 \cdot 0,01(\text{C}_3\text{H}_8)_v \quad (3.3)$$

$$m_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 2,593 \cdot 0,01(\text{C}_4\text{H}_{10})_v \quad (3.4)$$

$$m_{\text{C}_5\text{H}_{12}} = 3,219 \cdot 0,01(\text{C}_5\text{H}_{12})_v \quad (3.5)$$

$$m_{\text{N}_2} = 1,250 \cdot 0,01(\text{N}_2)_v \quad (3.6)$$

$$m_{\text{CO}_2} = 1,964 \cdot 0,01(\text{CO}_2)_v \quad (3.7)$$

$$m_{\text{H}_2\text{S}} = 1,521 \cdot 0,01(\text{H}_2\text{S})_v \quad (3.8)$$

де m_i – питома маса i -го індивідуального газу в 1 м^3 сухого газоподібного палива, $\text{кг}/\text{м}^3$; $(i)_v$ – об’ємний вміст i -го індивідуального газу, %.

Масовий елементний склад сухого природного газу визначається за формулами, %:

$$C^{daf} = \frac{100}{\rho_H} \left(\sum \frac{12p}{12p+q} m_{C_pH_q} + 0,429 \cdot m_{CO} + 0,273 \cdot m_{CO_2} \right), \quad (3.9)$$

$$H^{daf} = \frac{100}{\rho_H} \left(\sum \frac{q}{12p+q} m_{C_pH_q} + 0,059 m_{H_2S} \right) \quad (3.10)$$

$$N^{daf} = \frac{100}{\rho_H} m_{N_2} \quad (3.11)$$

$$O^{daf} = \frac{100}{\rho_H} (0,571 m_{CO} + 0,727 m_{CO_2}) \quad (3.12)$$

$$S^{daf} = \frac{100}{\rho_H} 0,941 m_{H_2S} \quad (3.13)$$

де C^{daf} – масовий вміст вуглецю в паливі на горючу масу, %; H^{daf} – масовий вміст водню в паливі на горючу масу, %; N^{daf} – масовий вміст азоту в паливі на горючу масу, %; O^{daf} – масовий вміст кисню в паливі на горючу масу, %; S^{daf} – масовий вміст сірки в паливі на горючу масу, %; ρ_H – густина сухого газоподібного палива, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Масовий елементний склад сухого біогазу визначається аналогічно.

Густина сухого газоподібного палива ρ_H , $\text{кг}/\text{м}^3$, визначається як сума питомих мас індивідуальних газів, що входять до складу палива:

$$\rho_H = \sum m_i. \quad (3.14)$$

Отже, отримано значення, % масового елементного складу газоподібного палива:

$$\text{Вуглець} - C^r = C^{daf}.$$

$$\text{Водень} - H^r = H^{daf}.$$

$$\text{Кисень} - O^r = O^{daf}.$$

$$\text{Азот} - N^r = N^{daf}.$$

$$\text{Сірка} - S^r = S^{daf}.$$

Масова нижча теплота згорання Q_i^r , $\text{МДж}/\text{кг}$ визначається за формулою:

$$Q_i^r = \frac{Q_p^H}{\rho_H} \quad (3.15)$$

Масова витрата газоподібного палива B_2 , визначається за формулою, $\text{т}/\text{рік}$:

$$B_2 = B_1 \cdot \rho_H \quad (3.16)$$

Показник емісії k_{NO_x} оксидів азоту, $\text{г}/\text{ГДж}$ визначається за формулою:

$$k_{NO_x} = (k_{NO_x})_o \cdot \left(\frac{Q_\phi}{Q_n}\right)^z \cdot (1 - \eta_I), \quad (3.17)$$

де $(k_{NO_x})_o$ – показник емісії оксидів азоту, без урахування первинних заходів згідно [31, дод. Д, табл. Д.5] дорівнює 100 г/ГДж; Q_ϕ – фактична теплова потужність енергетичної установки, МВт; Q_n – номінальна теплова потужність енергетичної установки, МВт; z – емпіричний коефіцієнт згідно з [31, дод. Д, табл. Д.6] для природного газу становить 1,25; η_I – ефективність первинних заходів зменшення викиду оксидів азоту згідно з [31, дод. Д, табл. Д.7] становить: для природного газу (ступенева подача повітря) $\eta_I = 0,3$; для біогазу (ступенева подача повітря + рециркуляція димових газів) $\eta_I = 0,4$.

Валовий викид оксидів азоту E_{NO_x} , т визначається за формулою :

$$E_{NO_x} = 10^{-6} \cdot k_{NO_x} \cdot Q_i^r \cdot B_2. \quad (3.18)$$

Валовий викид оксиду вуглецю E_{CO} , т визначається за формулою:

$$E_{CO} = 10^{-6} \cdot k_{CO} \cdot Q_i^r \cdot B_2, \quad (3.19)$$

де k_{CO} – показник емісії оксиду вуглецю: для природного газу (факельне спалювання) становить $k_{CO} = 17$ г/ГДж, для біогазу (спалювання в газотурбінній установці (ГТУ)) $k_{CO} = 15$ г/ГДж згідно з [31, дод. Е, табл. Е.1].

Показник емісії вуглекислого газу під час спалювання органічного палива визначається за формулою k_{CO_2} , г/ГДж:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{c^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \cdot \varepsilon_c, \quad (3.20)$$

де ε_c – ступінь окислення вуглецю під час спалювання в енергетичній установці за даними додатку [31, додаток А] дорівнює 0,995.

Валовий викид діоксиду вуглецю E_{CO_2} , т визначається за формулою:

$$E_{CO_2} = 10^{-6} \cdot k_{CO_2} \cdot Q_i^r \cdot B_2. \quad (3.21)$$

Валовий викид метану E_{CH_4} , т визначається за формулою:

$$E_{CH_4} = 10^{-6} \cdot k_{CH_4} \cdot Q_i^r \cdot B_2, \quad (3.22)$$

де k_{CH_4} – показник емісії метану: під час спалювання природного газу за даними таблиці [31, дод. Е, табл. Е.4] дорівнює 1,0 г/ГДж.

Валовий викид оксиду діазоту E_{N_2O} , т визначається за формулою:

$$E_{N_2O} = 10^{-6} \cdot k_{N_2O} \cdot Q_i^r \cdot B, \quad (3.23)$$

де k_{N_2O} – показник емісії метану: під час спалювання природного газу $k_{N_2O} = 0,1$ г/ГДж, для біогазу $k_{N_2O} = 2,5$ г/ГДж за даними таблиці [31, дод. Е, табл. Е.3].

Сумарна кількість забруднювальних речовин ΣE_1 , т/рік визначається за формулою:

$$\Sigma E_1 = E_{NOx} + E_{CO}. \quad (3.24)$$

Сумарна кількість парникових газів ΣE_2 , т/рік, визначається за формулою:

$$\Sigma E_2 = E_{CO_2} + E_{CH_4} + E_{N_2O}. \quad (3.25)$$

Усього викидів забруднювальних речовин і парникових газів ΣE , т/рік визначається за формулою:

$$\Sigma E = \Sigma E_1 + \Sigma E_2 \quad (3.26)$$

3.2. Викиди забруднювальних речовин і парникових газів в атмосферне повітря

За результатами виконаних раніше розрахунків (див. п. «Приклад розрахунку») теплова потужність енергетичних установок при утилізації біогазу може становити 378,6 кВт, а протягом року можна додатково отримати:

$$Q_p = \frac{0,65 \cdot 10^6 \cdot 21,507 \cdot 0,85}{3,6} = 3,3 \text{ млн. кВт енергії.}$$

Таким чином, економія природного газу становитиме

$$V_p = \frac{3,6 \cdot Q_p}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{3,6 \cdot 3,3 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 35,4} = 373 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Природний газ

В якості палива в котельних використовується природний газ з характеристиками, наведеними у табл. 3.1.

Сумарна витрата природного газу становить $V_I = 373$ тис. м³.

Виконуємо перерахунок характеристик природного газу. Для цього визначаємо питому масу кожного індивідуального компонента за формулами (3.1) - (3.8):

$$m_{CH_4} = 0,716 \cdot 0,01 \cdot 98,6 = 0,706;$$

$$m_{C_2H_6} = 1,342 \cdot 0,01 \cdot 0,1 = 0,00134;$$

$$m_{N_2} = 1,250 \cdot 0,01 \cdot 1,2 = 0,015;$$

$$m_{CO_2} = 1,964 \cdot 0,01 \cdot 0,1 = 0,00196.$$

Таблиця 3.1

Фізико-хімічні властивості природного газу

| Паливо | Склад газу, % об'ємний | | | | Густина ρ , кг/м ³ | Теплота спалювання нижча Q_p^H , МДж/м ³ |
|--|------------------------|-------------------------------|-----------------|----------------|---------------------------------------|--|
| | CH ₄ | C ₂ H ₆ | CO ₂ | N ₂ | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Природний газ (Ямбурзьке родовище РФ) | 98,6 | 0,1 | 0,1 | 1,2 | ≈0,73 | 35,4 |

Знаходимо густина сухого газоподібного палива ρ_H , кг/м³ за формулою (3.14):

$$\rho_H = 0,706 + 0,00134 + 0,015 + 0,00196 = 0,7243 \text{ кг/м}^3.$$

Визначаємо масовий елементний склад сухого газоподібного палива, % за формулами (3.9) – (3.13):

$$C^{daf} = \frac{100}{0,7243} \left(\frac{12}{12+4} \cdot 0,706 + \frac{12 \cdot 2}{12 \cdot 2 + 6} \cdot 0,00134 + 0,273 \cdot 0,00196 \right) +$$

$$= 73,32 \%;$$

$$H^{daf} = \frac{100}{0,7243} \left(\frac{4}{12+4} \cdot 0,706 + \frac{6}{12 \cdot 2 + 6} \cdot 0,00134 \right) = 24,41 \%;$$

$$N^{daf} = \frac{100}{0,7243} \cdot 0,015 = 2,07 \%;$$

$$O^{daf} = \frac{100}{0,7243} (0,727 \cdot 0,00196) = 0,20 \%.$$

Таким чином, отримують значення масового елементного складу, % природного газу:

$$\text{Вуглець} - C^r = C^{daf} = 73,32 \%.$$

$$\text{Водень} - H^r = H^{daf} = 24,41 \%.$$

$$\text{Кисень} - O^r = O^{daf} = 0,20 \%.$$

$$\text{Азот} - N^r = N^{daf} = 2,07 \%.$$

Знаходять масову нижчу теплоту згорання природного газу Q_i^r , МДж/кг за формулою (3.15):

$$Q_i^r = \frac{35,4}{0,73} = 48,49 \text{ МДж/кг}.$$

Масову витрату природного газу B_2 , т/рік визначають за формулою (3.16):

$$B_2 = 373 \cdot 0,73 = 272,29 \text{ т/рік.}$$

Обраховують показник емісії k_{NO_x} оксидів азоту, г/ГДж за формулою (3.17):

$$k_{NO_x} = 100 \cdot (0,75)^{1,25} \cdot (1 - 0,3) = 48,85 \text{ г/ГДж.}$$

Валовий викид оксидів азоту E_{NO_x} , т/рік визначають за формулою (3.18):

$$E_{NO_x} = 10^{-6} \cdot 48,85 \cdot 48,49 \cdot 272,29 = 0,645 \text{ т/рік.}$$

Валовий викид оксиду вуглецю E_{CO} , т/рік знаходять за формулою (3.19):

$$E_{CO} = 10^{-6} \cdot 17 \cdot 48,49 \cdot 272,29 = 0,2246 \text{ т/рік.}$$

Визначають показник емісії вуглекислого газу k_{CO_2} , г/ГДж під час спалювання природного газу за формулою (3.20):

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{73,32}{100} \cdot \frac{10^6}{48,49} \cdot 0,995 = 55442 \text{ г/ГДж.}$$

Відповідно, валовий викид діоксиду вуглецю E_{CO_2} , т/рік згідно з формулою (3.21) становить:

$$E_{CO_2} = 10^{-6} \cdot 55442 \cdot 48,49 \cdot 272,29 = 732,01 \text{ т/рік.}$$

Валовий викид метану E_{CH_4} , т/рік визначають за формулою (3.22):

$$E_{CH_4} = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 48,49 \cdot 272,29 = 0,0133 \text{ т/рік.}$$

Обчислюють валовий викид оксиду діазоту E_{N_2O} , т/рік за формулою (3.23):

$$E_{N_2O} = 10^{-6} \cdot 0,1 \cdot 48,49 \cdot 272,29 = 0,0013 \text{ т/рік.}$$

Сумарний викид забруднювальних речовин ΣE_1 , т/рік згідно з формулою (3.24) становитиме:

$$\Sigma E_1 = 0,645 + 0,2246 = 0,8696 \text{ т/рік.}$$

Сумарний викид парникових газів ΣE_2 , т/рік згідно з формулою (3.25) становитиме:

$$\Sigma E_2 = 732,01 + 0,0133 + 0,0013 = 732,025 \text{ т/рік.}$$

В атмосферне повітря надходитиме разом забруднювальних речовин і парникових газів ΣE , т/рік (згідно формули (3.26)):

$$\Sigma E = 0,8696 + 732,025 = 732,895 \text{ т/рік.}$$

Біогаз

Фізико-хімічні властивості біогазу, отриманого при утилізації твердих побутових відходів, наведено у табл. 1.3 і за результатами виконаних розрахунків у п. «Біогаз звалища твердих побутових відходів».

Кількість біогазу, який можна утилізувати протягом року, обрахована у розд. 2 і становить 650 тис. м³ (див. п. «Приклад розрахунку»).

Виконуємо перерахунок характеристик біогазу, який отримано на полігоні твердих побутових відходів. Для цього визначаємо питому масу кожного індивідуального компонента за формулами (3.1) – (3.8):

$$m_{CH_4} = 0,716 \cdot 0,01 \cdot 60 = 0,4296;$$

$$m_{CO_2} = 1,964 \cdot 0,01 \cdot 40 = 0,7856.$$

Знаходимо густину сухого газоподібного палива ρ_H , кг/нм³ за формулою (3.14):

$$\rho_H = 0,4296 + 0,7856 = 1,2152 \text{ кг/нм}^3.$$

Визначаємо масовий елементний склад сухого газоподібного палива, % за формулами (3.9) – (3.13):

$$C^{daf} = \frac{100}{1,22} \left(\frac{12}{12+4} \cdot 0,4296 + 0,273 \cdot 0,7856 \right) = 43,99 \%;$$

$$H^{daf} = \frac{100}{1,22} \left(\frac{4}{12+4} \cdot 0,4896 \right) = 8,80 \%;$$

$$O^{daf} = \frac{100}{1,22} (0,727 \cdot 0,7856) = 46,81 \%.$$

Таким чином, отримують значення масового елементного складу, % отриманого зі звалища біогазу:

$$\text{Вуглець} - C^r = C^{daf} = 43,99 \%.$$

$$\text{Водень} - H^r = H^{daf} = 8,80 \%.$$

$$\text{Кисень} - O^r = O^{daf} = 46,81 \%.$$

Знаходять масову нижчу теплоту згорання біогазу Q_i^r , МДж/кг за формулою (3.15):

$$Q_i^r = \frac{21,507,4}{1,22} = 17,63 \text{ МДж/кг.}$$

Масову витрату біогазу B_2 , т/рік визначають за формулою (3.16):

$$B_2 = 650 \cdot 1,22 = 793,0 \text{ т/рік.}$$

Обраховують показник емісії k_{NO_x} оксидів азоту, г/ГДж за формулою (3.17):

$$k_{NO_x} = 100 \cdot (0,75)^{1,25} \cdot (1 - 0,4) = 41,88 \frac{\text{г}}{\text{ГДж}}.$$

Валовий викид оксидів азоту E_{NO_x} , т/рік визначають за формулою (3.18):

$$E_{NO_x} = 10^{-6} \cdot 41,88 \cdot 17,63 \cdot 793,0 = 0,5855 \text{ т/рік.}$$

Валовий викид оксиду вуглецю E_{CO} , т/рік знаходять за формулою (3.19):

$$E_{CO} = 10^{-6} \cdot 15 \cdot 17,63 \cdot 793,0 = 0,2097 \text{ т/рік.}$$

Визначають показник емісії вуглекислого газу k_{CO_2} , г/ГДж під час спалювання природного газу за формулою (3.20):

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{43,99}{100} \cdot \frac{10^6}{17,63} \cdot 0,995 = 91032 \text{ г/ГДж.}$$

Відповідно, валовий викид діоксиду вуглецю E_{CO_2} , т/рік згідно з формулою (3.21) становить:

$$E_{CO_2} = 10^{-6} \cdot 91032 \cdot 17,63 \cdot 793,0 = 1272,7 \text{ т/рік.}$$

Валовий викид метану E_{CH_4} , т/рік визначають за формулою (3.22):

$$E_{CH_4} = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 17,63 \cdot 793,0 = 0,014 \text{ т/рік.}$$

Обчислюють валовий викид оксиду діазоту E_{N_2O} , т/рік за формулою (3.23):

$$E_{N_2O} = 10^{-6} \cdot 0,1 \cdot 17,63 \cdot 793,0 = 0,0014 \text{ т/рік.}$$

Сумарний викид забруднювальних речовин ΣE_1 , т/рік згідно з формулою (3.24) становитиме:

$$\Sigma E_1 = 0,5855 + 0,2097 = 0,7952 \text{ т/рік.}$$

Сумарний викид парникових газів ΣE_2 , т/рік згідно з формулою (3.25) становитиме:

$$\Sigma E_2 = 1272,7 + 0,014 + 0,0014 = 1272,7 \text{ т/рік.}$$

3.3. Податкові зобов'язання за викиди в атмосферне повітря

Податкові зобов'язання за викиди забруднювальних речовин і парникових газів визначають згідно з вимогами [32] на підставі ставок податку, чинних станом на 07.05.2022 р. і наведених у табл. 3.2.

$$\Sigma ПЗ = \Sigma E_i \cdot C_i, \text{ грн./} \quad (3.27)$$

де E_i – валовий викид i -тої речовини, т; C_i – ставка податку за викиди i -тої речовини, грн/т.

Таблиця 3.2

Ставки податку на викиди забруднювальних речовин і парникових газів [26]

| Речовина | NO _x | CO | CO ₂ | N ₂ O | CH ₄ |
|------------------------|-----------------|-------|-----------------|------------------|-----------------|
| Ставка податку, грн./т | 2574,43 | 96,99 | 30,00 | 4216,92 | 145,50 |

Спалювання природного газу

Розраховують податкові зобов'язання при спалюванні в котельних природного газу згідно з формулою (3.27):

$$\Sigma ПЗ_1 = (0,645 \cdot 2574,43 + 0,2246 \cdot 96,99 + 732,01 \cdot 30,0 + 0,0133 \cdot 145,50 + 0,0013 \cdot 4216,92) = 23650,01 \text{ грн.}$$

Спалювання біогазу

Розрахунок виконують аналогічно як для природного газу на підставі ставок податку (див. табл. 3.2) і викидів в атмосферне повітря, отриманих за результатами розрахунку (див. п. «Спалювання природного газу»):

$$\Sigma ПЗ_2 = (0,5855 \cdot 2574,43 + 0,2097 \cdot 96,99 + 1272,7 \cdot 30,0 + 0,014 \cdot 145,50 + 0,0014 \cdot 4216,92) = 39716,61 \text{ грн.}$$

Техніко-економічне порівняння забруднення атмосферного повітря викидами

На перший погляд при утилізації утвореного біогазу забруднення атмосферного повітря порівняно з використанням природного газу збільшується на

$$\frac{1272,7 - 732,9}{732,9} 100 \% = 73,65 \%$$

А податкові зобов'язання за викиди зростають на:

$$\frac{39716,61-23650,01}{23650,01} 100 \% = 67,93 \%$$

Проте, сам полігон твердих побутових відходів як джерело забруднення довкілля виділяє щороку (згідно з розрахунками, наведеними у п. 2.2) в атмосферне повітря

$$60 / 30 = 2 \text{ млн. м}^3 \text{ біогазу,}$$

де 30 – період експлуатації полігону ТПВ, років; 60 – очікувана кількість біогазу, що надходить в атмосферу при анаеробному розкладанні ТПВ, млн. м³.

У той же час, заміна природного газу біогазом для роботи енергетичних установок дозволяє зекономити

$$\Delta C = \Delta V \cdot C_1 = 373 \cdot 10^3 \cdot 47,013577 = 17536,06 \cdot 10^3 \text{ грн/рік,}$$

де $373 \cdot 10^3$ – кількість природного газу, зекономленого протягом року, м³; 47,013577 – ціна природного газу в Україні разом з ПДВ у постачальника останньої надії (ПОН) за опалювальний період 2021/22 років (01.10.2021 – 8.05.2022), грн/м³.

Тобто, економія коштів – майже 17,5 млн. грн (за рахунок утилізації частини утвореного біогазу) – більш ніж у 400 р. перевищує економічні збитки від «теплого» забруднення довкілля.

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ВИКОНАННЯ РГР

Вихідні дані студент приймає згідно з тризначним шифром, який вказує викладач (табл. 4.1 і 4.2).

Перша цифра шифру – об'єм полігону ТПВ, склад природного газу; друга цифра – термін експлуатації полігону ТПВ; третя – склад біогазу, температурні умови для визначення характеристик палива.

Таблиця 4.1

Полігон твердих побутових відходів (ТПВ)

| Характеристика полігону твердих побутових відходів | Цифра шифру | | | | | | | | | |
|--|------------------------|------|------|------|------|--|------|------|-------|----------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1. Об'єм звалища ТПВ, млн. т | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,2 | 1,4 | 1,6 | 1,8 |
| 2. Термін експлуатації полігону ТПВ, років | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 45 | 35 | 25 | 60 | 50 |
| 3. Температурні умови: | | | | | | | | | | |
| - нормативний документ | ГОСТ 5542-87, 22667-82 | | | | | Кодекс газотранспортної системи, ДСТУ ISO 6976:2009 | | | | |
| - характеристика* | н | ст | н | ст | н | 25/20 | 25/0 | 0/0 | 20/20 | 0/0 |
| 3. Склад біогазу, %: | | | | | | | | | | |
| - CH ₄ | 50,0 | 55,0 | 60,0 | 52,0 | 54,0 | 56,0 | 58,0 | 62,0 | 64,0 | 45, 0 |
| - CO ₂ | 47,9 | 42,6 | 37,5 | 45,4 | 42,2 | 40,9 | 38,6 | 34,6 | 32,4 | 50, 9 |
| - N ₂ | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,9 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,5 |
| - O ₂ | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 |
| - H ₂ S | 0,1 | 0,2 | 0,1 | - | - | 0,1 | 0,2 | - | - | 0,2 |

Примітки:

* 1. Для газів з характеристиками згідно з ГОСТ 5542-87: н – нормальні (0 °С, 760 мм рт. ст.), ст – стандартні (20 °С, 760 мм рт. ст.).

2. Для газів з характеристиками згідно з ДСТУ ISO 6976:2009 вказані значення температур t₁/t₂, °С для умов вимірювання.

Таблиця 4.2

Склад природного газу

| Склад природного газу | Цифра шифру | | | | | | | | | |
|----------------------------------|-------------|-------|------|------|------|------|------|-------|------|------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1. Інгредиент, %: | | | | | | | | | | |
| - CH ₄ | 97,6 | 99,0 | 98,6 | 85,0 | 93,0 | 98,3 | 93,3 | 85,15 | 95,9 | 95,1 |
| - C ₂ H ₆ | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 4,9 | 3,1 | 0,33 | 4,0 | 5,9 | 0,7 | 2,3 |
| - C ₃ H ₈ | 0,01 | 0,005 | - | 1,6 | 0,7 | 0,12 | 0,6 | 2,66 | 0,2 | 0,7 |
| - C ₄ H ₁₀ | - | - | - | 0,75 | 0,6 | 0,15 | 0,4 | 0,91 | 0,03 | 0,4 |
| - C ₅ H ₁₂ | - | - | - | 0,55 | - | - | 0,3 | 0,57 | 0,01 | 0,8 |
| - CO ₂ | 0,3 | 0,095 | 0,1 | 0,6 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 3,31 | 0,1 | 0,2 |
| - N ₂ | 1,9 | 0,8 | 1,2 | 5,0 | 2,5 | 1,0 | 1,3 | 1,5 | 3,0 | 0,5 |
| - H ₂ S | - | - | - | 1,3 | - | - | - | - | - | - |

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони: закон України. – Документ 984_011, поточна редакція. – Редакція від 30.11.2015, підстава – v2980321-15 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011 (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.
2. Про енергоефективність: директива Європейського парламенту та Ради 2012/27EU [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://sae.gov.ua/sites/default/files/UKR_Directive_272012_2 (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.
3. Про енергетичну ефективність будівель: Закон України. – 2118-VII. – К.: ВВР, 2017, №3, с.5, стаття 359.
4. Про альтернативні джерела енергії: закон України. – Документ 555-IV, чинний, поточна редакція. – Редакція від 01.01.2022, підстава – 1928-IX [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text> (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.
5. Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання виробництва електроенергії, виробленої з використанням альтернативних джерел енергії: закон України. – 1804-VIII. – К.: ВВР, 2017, №4, с.85, стаття 47.
6. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». – Схвал. розпорядженням КМУ від 18.08.2017 р. №605-р. – Документ 605-2017-р, чинний, поточна редакція. – Прийняття від 18.08.2017 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245234085 (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.
7. Паризька кліматична угода: що відбувається та які результати? [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://24tv.ua/blog_media_tag5427 (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.
8. Споживання газу в Україні у 2021 році скоротилося майже на 7 % [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua-energy.org/uk/posts/spozhyvannia-hazu-v-ukraini-u-2021-rotsi-skorotylosia-maizhe-na-7> (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.

9. Кодекс газотранспортної системи. – Затвердж. Постановою НКРЕКП №2493 від 30.09.2015. – Документ z1378-15, чинний, поточна редакція. – Редакція від 18.11.2021, підстава – [v2189874-21, v2190874-21](#) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http:// zakon.rada.gov.ua/go/z1378-15](http://zakon.rada.gov.ua/go/z1378-15) (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.

10. Про затвердження Технічного регламенту природного газу: Постанова КМУ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document ?id=245556815> (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.

11. Газопостачання: ДБН В.2.5-20:2018. – [Чинний від 2019-07-01]. – К.: Мінрегіон України, 2019. – 115 с.

12. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия: ГОСТ 5542-87. – [Чинний від 1988-01-01]. – М.: Изд.-во стандартов, 1987. – 2 с.

13. Якість газу. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://utg.ua/utg/business_info/yakist-gazu.html (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.

14. Природний газ. Визначення енергії: ДСТУ ISO 15112:2009. – [Чинний від 2011-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 29 с.

15. Природний газ. Обчислення теплоти згорання, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу: ДСТУ ISO 6976:2009. – [Чинний від 2011-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 53 с.

16. Natural gas. Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition: ISO 6976:2016 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/iso/9821b7d9-88f2-4c8c-a3d2-20f7baa61351/iso-6976-2016> (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.

17. Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до договору про заснування Енергетичного Співтовариства: закон України: станом 1.01.2019 р. – № 2787-VI (2787-17) від 15.12.2010. – К.: ВВР, 2011, №24, ст.170.

18. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе: ГОСТ 22267-82. – [Чинний від 1983-07-01]. – М.: Изд.-во стандартов, 1983. – 4 с.

19. Єнін П.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом: навч. посібник /П. М. Єнін, Г. Г. Шишко, К. М. Предун. – К. : Логос, 2002. – 196 с.

20. Проблема утилізації твердих побутових відходів та знешкодження небезпечних відходів в Україні: Від проекту концепції – до державної науково-технічної програми /Бондаренко Б.І., Жовтянський В.А. // – Энерготехнологии и ресурсосбережение – 2008. – №4. – С. 63-69.

21. Термическая переработка твердых бытовых отходов: Технологические схемы и тенденции развития / Жук Г.В., Бондаренко Б.И., Ивачкин Я.А. // Энерготехнологии и ресурсосбережение.– 2010. – №4. – С. 53-56.

22. Полігони твердих побутових відходів. Основні положення проектування: ДБН В.2.4-2-2005. – [Чинний від 2006-01-01]. – К.: Держбуд України, 2005. – 40 с.

23. Правила експлуатації полігонів побутових відходів. – Документ z1307-10, чинний, поточна редакція. – Редакція від 17.06.2014, підстава – [z0544-14](#) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1307-10#Text> (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.

24. Особливості розвитку світового господарства та міжнародних економічних відносин / Волков С.С. // Вісник «Міжнародні відносини». – Вип.16. – 2000. – С.11-14.

25. Волков С.С. Глобальні зміни клімату: економіко-правові механізми імплементації Кіотського протоколу в Україні – К.: Геопринт, 2005. – 150 с.

26. Волков С.С. Національна екологічна стратегія України. – Київ, Ваіте, 2007. – 199 с.

27. Волков С.С. Методичні документи і операційні процедури Секретаріату проектів спільного впровадження Кіотського протоколу в Україні. – Київ, ПРООН, 2005. – 250 с.

28. Волков С.С. Порівняльний аналіз енергетичної безпеки ЄС та України. – Київ, ЕС/ПРООН, 2007. – 33 с.

29. Спосіб регазифікації зрідженого природного газу з виробленням електроенергії / П'ятничко О.І., Жук Г.В., Онопа Л.Р. та ін. // Патент України № 55853. – №24.– 2010.

30. Спосіб термічної переробки твердих побутових відходів в обертовій печі / Жук Г.В., П'ятничко О.І., Болозович Ю.М., Баннов В.Є. // Патент України №57169. – №3. – 2011.

31. Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення: ГКД 34.02.305-2002. – К.: Видавництво «КВІЦ», 2002. – 29 с.

32. Податковий кодекс України. – Документ 2755-VI, чинний, поточна редакція. – Редакція від 07.05.2022, підстава – [2214-IX](#) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#Text> (дата звернення 25.05.2022). – Назва з екрана.

Молярні маси компонентів газоподібного палива [15]

| № пор. | Компонент | Молярна маса, кг·кмоль ⁻¹ | № з/п | Компонент | Молярна маса, кг·кмоль ⁻¹ |
|--------|------------------|--------------------------------------|-------|-----------------|--------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Метан | 16,043 | 10 | Вода | 18,0153 |
| 2 | Етан | 30,070 | 11 | Оксид вуглецю | 28,010 |
| 3 | Пропан | 44,097 | 12 | Сульфід водню | 34,082 |
| 4 | <i>n</i> -Бутан | 58,123 | 13 | Азот | 28,0135 |
| 5 | <i>n</i> -Пентан | 72,150 | 14 | Кисень | 31,9988 |
| 6 | <i>n</i> -Гексан | 86,177 | 15 | Діоксид вуглецю | 44,010 |
| 7 | <i>n</i> -Гептан | 100,204 | 16 | Діоксид сірки | 64,065 |
| 8 | <i>n</i> -Октан | 114,231 | 17 | Монооксид азоту | 44,0129 |
| 9 | Водень | 2,0159 | 18 | Повітря | 28,9626 |

Теплота згоряння і відносна густина компонентів сухого газоподібного палива при стандартних умовах (20⁰С і тиску 101,325 кПа) [18]

| № пор. | Компонент | Хімічна формула | Теплота згоряння, МДж/м ³ | | Відносна густина |
|--------|-----------------|--------------------------------|--------------------------------------|--------|------------------|
| | | | вища | нижча | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Метан | CH ₄ | 37,10 | 33,41 | 0,5546 |
| 2 | Етан | C ₂ H ₆ | 65,38 | 59,85 | 1,046 |
| 3 | Пропан | C ₃ H ₈ | 93,98 | 86,53 | 1,549 |
| 4 | <i>n</i> -Бутан | C ₄ H ₁₀ | 123,78 | 114,27 | 2,071 |
| 5 | Пентани | C ₅ H ₁₂ | 155,65 | 144,02 | 2,637 |
| 6 | Гексани | C ₆ H ₁₄ | 174,62 | 161,36 | 2,976 |
| 7 | Гептани | C ₇ H ₁₆ | 202,10 | 186,87 | 3,460 |
| 8 | Октани | C ₈ H ₁₈ | 229,38 | 212,22 | 3,945 |
| 9 | Водень | H ₂ | 11,87 | 10,05 | 0,0695 |
| 10 | Оксид вуглецю | CO | 11,78 | 11,78 | 0,9671 |
| 11 | Сульфід водню | H ₂ S | 23,60 | 21,75 | 1,188 |
| 12 | Діоксид вуглецю | CO ₂ | - | - | 1,528 |
| 13 | Азот | N ₂ | - | - | 0,967 |
| 14 | Кисень | O ₂ | - | - | 1,105 |

Примітки:

1. Густина повітря прийнята рівною 1.
2. Значення величин у таблиці вказані з урахуванням коефіцієнта стиснення.

Об'ємна теплота згоряння компонентів газоподібного палива за різних стандартних умов згоряння і вимірювання для ідеального газу [15]

| № пор. | Компонент | Ідеальна об'ємна теплота згоряння компоненти, МДж/м ³ | | | | | | | |
|--------|------------------|--|--------|---------|--------|----------|--------|----------|--------|
| | | 0/0 °С | | 25/0 °С | | 20/20 °С | | 25/20 °С | |
| | | вища | нижча | вища | нижча | вища | нижча | вища | нижча |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Метан | 39,840 | 35,818 | 39,735 | 35,808 | 37,044 | 33,367 | 37,024 | 33,365 |
| 2 | Етан | 69,79 | 63,76 | 69,63 | 63,74 | 64,91 | 59,39 | 64,88 | 59,39 |
| 3 | Пропан | 99,22 | 91,18 | 99,01 | 91,15 | 92,29 | 84,94 | 92,25 | 84,93 |
| 4 | <i>n</i> -Бутан | 128,66 | 118,61 | 128,37 | 118,56 | 119,66 | 110,47 | 119,62 | 110,47 |
| 5 | <i>n</i> -Пентан | 158,07 | 146,00 | 157,75 | 145,96 | 147,04 | 136,01 | 146,99 | 136,01 |
| 6 | <i>n</i> -Гексан | 187,53 | 173,45 | 187,16 | 173,41 | 174,46 | 161,59 | 174,39 | 161,58 |
| 7 | <i>n</i> -Гептан | 216,96 | 200,87 | 216,53 | 200,82 | 201,84 | 187,13 | 201,76 | 187,12 |
| 8 | <i>n</i> -Октан | 246,38 | 228,28 | 245,91 | 228,23 | 229,22 | 212,67 | 229,13 | 212,66 |
| 9 | Водень | 12,788 | 10,777 | 12,752 | 10,788 | 11,889 | 10,050 | 11,882 | 10,052 |
| 10 | Сульфід водню | 25,12 | 23,10 | 25,07 | 23,11 | 23,37 | 21,53 | 23,36 | 21,53 |
| 11 | Оксид вуглецю | 12,62 | 12,62 | 12,63 | 12,63 | 11,76 | 10,76 | 11,76 | 11,76 |

**Значення питомої об'ємної теплоти згоряння метану, МДж/м³
(невизначеність $\pm 0,05$ МДж/м³ за певної ймовірності 95 %) [15]**

| № пор. | Опис | Газ | |
|--------|--|-----------|----------|
| | | ідеальний | реальний |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Вища, згоряння за 25 °С, вимірювання за 0 °С | 39,735 | 39,831 |
| 2 | Вища, згоряння за 0 °С, вимірювання за 0 °С | 39,840 | 39,936 |
| 3 | Вища, згоряння за 20 °С, вимірювання за 20 °С | 37,044 | 37,115 |
| 4 | Вища, згоряння за 25 °С, вимірювання за 20 °С | 37,024 | 37,095 |
| 5 | Нижча, згоряння за 25 °С, вимірювання за 0 °С | 35,808 | 35,894 |
| 6 | Нижча, згоряння за 0 °С, вимірювання за 0 °С | 35,818 | 35,904 |
| 7 | Нижча, згоряння за 20 °С, вимірювання за 20 °С | 33,367 | 33,431 |
| 8 | Нижча, згоряння за 25 °С, вимірювання за 20 °С | 33,365 | 33,428 |

**Коефіцієнти перетворення для значень теплоти згоряння
і числа Воббе [15]**

| № пор. | а) b) | Температура згоряння, °С + вимірювання, °С | | |
|-----------|---|---|---------------------|--------------------|
| | | від 25+20 до 25+0 | від 25+20 до 0+0 | від 25+0 до 0+0 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Вища об'ємна теплота згоряння для ідеального газу | 1,0732 | 1,0760 | 1,0026 |
| 2 | Нижча об'ємна теплота згоряння для ідеального газу | 1,0732 | 1,0735 | 1,0003 |
| 3 | Число Воббе для ідеального газу | 1,0732 | 1,0760 | 1,0026 |
| 4 | Вища об'ємна теплота згоряння для реального газу | 1,0738 | 1,0766 | 1,0026 |
| 5 | Нижча об'ємна теплота згоряння для реального газу | 1,0738 | 1,0741 | 1,0003 |
| 6 | Число Воббе для реального газу | 1,0736 | 1,0764 | 1,0026 |

Примітка. Для отримання значення властивості за стандартних умов, наведених у рядку b), з відомого значення у тих самих одиницях за стандартних умов, наведених у рядку а), його перемножують на коефіцієнт, зазначений у таблиці, а для виконання зворотного перетворювання – ділять на зазначений коефіцієнт.

Навчально-методичне видання

ТЕХНОЛОГІЇ ОДЕРЖАННЯ, ПЕРЕРОБКИ ТА ВИКОРИСТАННЯ БІОГАЗУ

Методичні вказівки

до виконання розрахунково-графічних робіт
для студентів спеціальності 192 «Будівництво
та цивільна інженерія», спеціалізації
«Теплогазопостачання і вентиляція»

Укладачі: **Предун Костянтин Миронович**
Жук Геннадій Віліорович

Випусковий редактор *В.С. Сасько*

Комп'ютерне верстання *А.П. Селівестрової*

Підписано до друку 19.12. 2022. Формат 60 × 84_{1/16}

Ум. друк. арк. 3,0. Обл.-вид. арк 2,79.

Електронний документ. Вид. №82/III-22. Зам.

Видавець і виготовлювач

Київський національний університет будівництва і архітектури

Повітрофлотський проспект, 31, Київ, Україна, 03037

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи ДК № 808 від 13.02.2002 р.