

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ ПРИ ЗБЕРІГАННІ ГАЗУ В ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩАХ

В. Я. Грудз, В. І. Садлівський

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: srgg429@gmail.com*

Розглядається задача оцінки енергетичних витрат при зберіганні газу в підземних газосховищах. Для вказаної мети запропоновано використати поняття коефіцієнта корисної дії підземного сховища газу, який визначається відношенням корисної виконаної роботи до загального обсягу затраченої енергії. Такий підхід дозволить аналізувати шляхи використання енергоресурсів в процесі зберігання газу, оцінити ефективність використання енергоресурсів та намітити напрямки їх економії. Корисною енергією газу, який повинен зберігатися в продуктивному горизонті підземного сховища газу в період закачування його та тривалого зберігання, слід вважати потенціальну енергію газу в пласті, при цьому втрати енергії газу на закачування і відбір його з сховища необхідно віднести до збиткових втрат енергії. Використавши математичні моделі енергоефективності газу в пласті в процесі зберігання та збиткових енерговитрат в процесах закачування його с сховище і наступного відбору, отримано вираз, що пов'язує величину коефіцієнта корисної дії підземного сховища газу з технологічними параметрами зберігання, в якості яких розглядаються обсяга активного і буферного газу в сховищі, максимальний і мінімальний пластові тиски, а також параметри роботи дотискувальної компресорної станції, в т.ч. коефіцієнт корисної дії компримування газу. Результат дає змогу провести прогнозування енерговитрат на зберігання газу в конкретному газосховищі при наявності інформації про реальний стан обладнання і комунікацій та параметри режиму роботи дотискувальної компресорної станції в процесі закачування, однак, більш суттєвий інтерес представляє аналіз отриманої залежності, завдяки якому можна окреслити шляхи експлуатації підземного сховища газу з найменшими затратами енергії. На основі проведеного аналізу встановлено, що збільшення відносного об'єму буферного газу призводить до зростання коефіцієнта корисної дії сховища, а збільшення відношення максимального і мінімального пластових тисків до його зниження, оскільки при збільшенні пластового тиску зростатиме тривалість компресорного періоду закачування газу в сховище, що спричинить зростання обсягу паливного газу для процесу компримування.

Ключові слова: енергетичні витрати, зберігання газу, підземні газосховища, буферний газ, пластовий тиск.

Вступ. Магістральний газопровід як складна технічна система характеризується значною енергоємністю, тому навіть невеликий відсоток заощадження чи перевитрати енергоресурсів призводить до значної економії чи збитків. Одним з важливих елементів системи транспортування газу являється підземне сховище (ПСГ), яке виконує роль регулятора продуктивності газопроводу для надійного забезпечення газом споживачів. В літній період закачування газу в сховище енерговитрати на експлуатацію ПСГ зростають, що призводить до збільшення потужності компресорних станцій магістралі. В осінньо-зимовий період ПСГ покриває дефіцит постачання газу споживачам, чим знижує енерговитратність транспортування газу. Очевидно, що окремо взяте ПСГ, як об'єкт системи газопостачання, є енергоємним елементом, тому в зв'язку з цим для контролю за витратою енергії необхідно передбачити показник чи критерій, величина якого, розрахована за фактичними параметрами режиму роботи ПСГ, дозволила б судити про міру корисного використання енергоресурсів і вказувала б на шляхи скорочення непродуктивних енерговитрат.

Як відомо, для машин які як і ПСГ є складними технічними системами, мірою корисного використання енергії є коефіцієнт корисної дії, який визначається відношенням корисної виконаної роботи до загального обсягу затраченої енергії. Від часів Карно і до сьогоднішнього дня досконалішою машиною вважається та, ККД якої найбільш наближений до його ідеального циклу.

Виходячи зі сказаного, не виникає сумніву необхідність введення поняття ККД підземного сховища газу. Такий підхід дозволить аналізувати шляхи використання енергоресурсів в процесі зберігання газу, оцінити ефективність використання енергоресурсів та намітити напрямки їх економії.

Аналіз літературних джерел. Як відзначалося раніше, вперше поняття коефіцієнта корисної дії (ККД) для технічних систем було введено С. Карно, і з тих пір воно використовується для характеристики кожної технічної системи.

В галузі транспортування газу поняття ККД використовується для оцінки енергоефективності приводу нагнітачів природного газу, зокрема для газотурбінних установок [1], де за максимумом ККД визначаються номінальні параметри режиму роботи. Практичне значення мають результати досліджень [2], спрямовані на оптимізацію експлуатації функціонування газоперекачувальних агрегатів (ГПА) в умовах компресорних станцій (КС). Слід зауважити, що при оцінці ефективності використання двигунів на КС [3] прийнято рішення використання ККД машини, і це дало змогу ранжувати двигуни в ряд за принципом корис-

ного використання енергії [4]. Однак, такий підхід вирішує лише часткову задачу економії енергоресурсів при транспорті газу, оскільки кінцевою метою є не процес компримування газу, а більш загальний процес його поставки споживачу з використанням ПСГ [5]. Тому підхід до оптимізації компримування газу ще не вирішує більш загального підходу до оптимізації процесу забезпечення газом споживачів, в якому особливу увагу слід приділити зберіганню газу, його транспортуванню. Більше того, ККД системи повинен бути одним із основних критеріїв оптимальності процесу обслуговування чи керування режимами газотранспортної системи в комплексі з ПСГ, оскільки стратегія оптимізації технологічного процесу чи технічного рішення не може вважатися задовільною, якщо вона призводить до зниження ККД системи.

Виходячи з класичного визначення коефіцієнта корисної дії, для розрахунку його величини в умовах підземного сховища газу необхідно встановити величину корисної роботи і загальної затрати енергії. Підземне сховище газу призначене для довготермінового зберігання газу при заданих умовах. Іншими словами, корисною може вважатися енергія зберігання заданої кількості газу на певний період при зумовлених величинах тисків і температур. При цьому енерговитрати на закачування газу в сховище і його відбір слід розглядати як збиткові енерговтрати, оскільки вони не призводять до збільшення або підтримання рівня енергії активного газу.

Мета дослідження. Оцінка ефективності використання енергоресурсів при підземному зберіганні газу і шляхи скорочення енерговитрат.

Дослідження. Основне призначення підземного сховища газу полягає в зберіганні частини транспортованого газу на період зниження газоспоживання і видача його споживачам в період дефіциту енергоносія, вирівнюючи таким чином сезонну нерівномірність газоспоживання. Тому корисною енергією, яка повинна зберігатися в ПСГ в період закачування газу, слід вважати потенціальну енергію газу в пласті. При цьому втрати енергії газу на закачування і відбір його з сховища необхідно віднести до збиткових втрат енергії. В зв'язку з сказаним корисна енергія газу в продуктивному горизонті складе [4,6]:

$$E_k = p_{\max}(Q_a + Q_{\delta}) - p_{\min} Q_{\delta}, \quad (1)$$

де $p_{\max}, p_{\min}$ – максимальний і мінімальний пластові тиски; Q_a, Q_{δ} – об'єм активного і буферного газу.

Від корисної енергії газу в сховищі можна перейти до корисної потужності, розділивши (1) на термін зберігання τ_z

$$N_k = E_k / \tau_z. \quad (2)$$

Енерговтрати при зберіганні газу пов'язані з процесами закачування і відбору, які можуть протікати безкомпресорним шляхом (за ра-

хунок енергії газового потоку), або з застосуванням компримування для підвищення тиску газового потоку в процесі закачування його в продуктивний горизонт. Тому період закачування газу з точки зору енерговитрат можна розділити на два етапи: період безкомпресорного закачування τ_{0z} , впродовж якого закачується частина активного об'єму газу Q_{a0} , та період компримування газу перед закачуванням τ_{kz} , впродовж якого закачується решта об'єму активного газу $Q_a - Q_{a0}$. В такому випадку потужність дотискувальної компресорної станції (ДКС) з умови політропічного стиску газу визначиться рівнянням

$$N_{kc} = \frac{m}{m-1} p_B (Q_a - Q_{a0}) \left[\left(\frac{p_H}{p_B} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] / \tau_{kz} \quad (3)$$

де p_B , p_H – тиски на вході і виході ДКС; m – показник політропи стиску.

Якщо в період компресорного закачування газу на ПСГ працювало n_c нагнітальних свердловин, то середня продуктивність однієї свердловини

$$q = \frac{Q_a - Q_{a0}}{\tau_{kz} n_c}. \quad (4)$$

При пластовому тиску на даний момент часу p_n тиск на вибої свердловини p_z може бути знайдений з двочленного рівняння [7]:

$$p_z^2 - p_n^2 = aq + bq^2 \quad (5)$$

де a, b – коефіцієнти фільтраційного опору.

Вибірний тиск пов'язаний з гирловим тиском p_y відомою формулою Адамова [7]

$$p_z^2 = p_y^2 e^{2s} - \theta(e^{2s} - 1)q^2, \quad (6)$$

де $s = \frac{0,03415\Delta H}{ZT}$; $\theta = 0,0133\lambda_f \frac{Z^2 T^2}{d_f^5 \Delta}$; Z – коефіцієнт стисливості газу;

Δ – відносна густина газу; T – середня температура газу в свердловині глибиною H ; d_f – внутрішній діаметр фонтанних труб; λ_f – коефіцієнт гідравлічного опору.

Тоді тиск на виході ДКС в процесі закачування газу при середній довжині шлейфа L діаметром d визначиться з основного рівняння газопроводів [8, 9]:

$$p_H^2 = p_y^2 + 9 \left(\frac{Q_a - Q_{a0}}{\tau_{kz}} \right)^2, \quad (7)$$

де $\vartheta = \frac{\lambda \Delta Z T L}{C^2 d^5}$; C – коефіцієнт, що залежить від вибору системи одиниць.

Тепер, використовуючи формули (4) – (7) можна знайти з (3) потужність ДКС на кожен момент часу періоду закачування газу і сумарні витрати енергії за весь період. З іншого боку сумарні енерговитрати на процес закачування газу можуть бути визначені через витрати на компримування енергоносія (паливного газу q_{nz}) і його енергоефективність (нижчу розрахункову теплоту згоряння Q_p^H), таким чином, в ідеальному випадку використання енергоемності паливного газу потужність ДКС складе

$$N_{kc} = q_{nz} Q_p^H. \quad (8)$$

Порівняння політропічної потужності компримування газу (3) з ідеальними витратами енергії (8) дає змогу визначити коефіцієнт корисної дії (ККД) компримування газу в процесі закачування

$$\eta_{kc} = \frac{m}{m-1} p_B \frac{(Q_a - Q_{a0})}{q_{nz} Q_p^H} \left[\left(\frac{p_H}{p_B} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] / \tau_{kz}. \quad (9)$$

Враховуючи ККД компримування газу на ДКС як збиткові енерговитрати при зберіганні газу, і корисну енергію газу в газосховищі, визначену за (2), можна оцінити ККД підземного зберігання газу з залежності

$$\eta_{псг} = \frac{p_{\max}(Q_a + Q_{\bar{o}}) - p_{\min} Q_{\bar{o}}}{\left[\frac{q_{nz} Q_p^H}{\eta_{kc}} + \frac{p_{\max}(Q_a + Q_{\bar{o}}) - p_{\min} Q_{\bar{o}}}{\tau_{kz}} \right] \tau_{kz}}. \quad (10)$$

Отриманий вираз для ККД ПСГ дає змогу провести аналіз енерговитрат на зберігання газу в конкретному газосховищі при наявності інформації про реальний стан обладнання і комунікацій та параметри режиму роботи ДКС в процесі закачування. Однак, суттєвий інтерес представляє аналіз отриманої залежності, завдяки якому можна окреслити шляхи експлуатації ПСГ з найменшими затратами енергії. З цієї метою доцільно представити (10) в дещо видозміненому вигляді. Оскільки витрата паливного газу за весь період роботи компресорної станції виражає весь обсяг використання паливного газу, тобто $q_{nz} \tau_{kz} = Q_{nz}$, то в кінцевому результаті ККД сховища виразиться у вигляді

$$\eta_{псг} = \frac{p_{\max} / p_{\min} (1 + Q_{\bar{o}} / Q_a) - Q_{\bar{o}} / Q_a}{\left[\frac{(Q_{nz} / Q_a) Q_p^H}{\eta_{kc} p_{\min}} + p_{\max} / p_{\min} (1 + Q_{\bar{o}} / Q_a) - Q_{\bar{o}} / Q_a \right]}. \quad (11)$$

Таким чином, ККД сховища залежить від відносного обсягу буферного газу $Q_{\bar{o}} / Q_a$, відносної кількості паливного газу, витраченого

на закачування активного газу Q_{nc}/Q_a , відношення максимального і мінімального пластових тисків p_{max}/p_{min} , а також від енергоефективності паливного газу Q_p^H та ККД компримування газу на ДКС η_{kc} . Для оцінки впливу на ККД підземного сховища газу від вказаних параметрів проведено розрахунки, результати яких у вигляді графіків представлені на рис. 1 і 2.

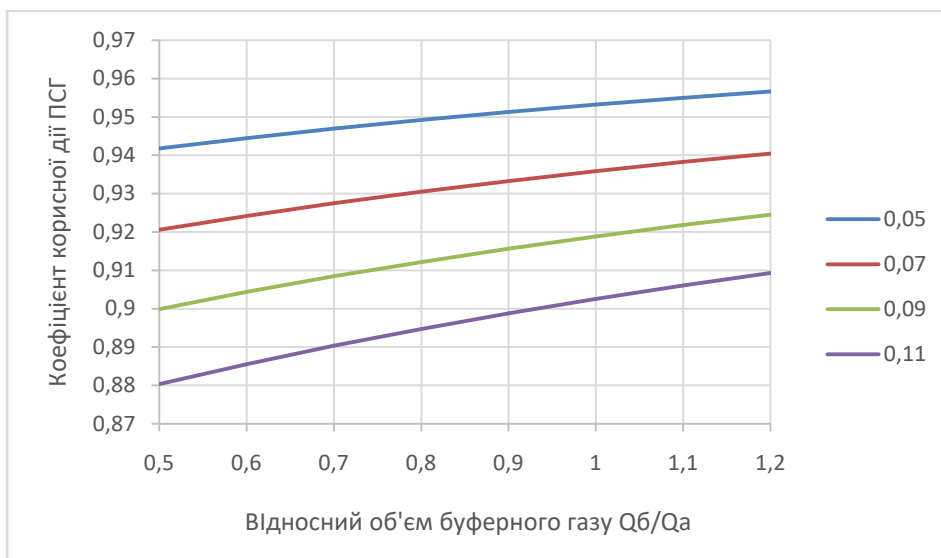


Рис. 1. Залежність ККД ПСГ від відносного об'єму буферного газу

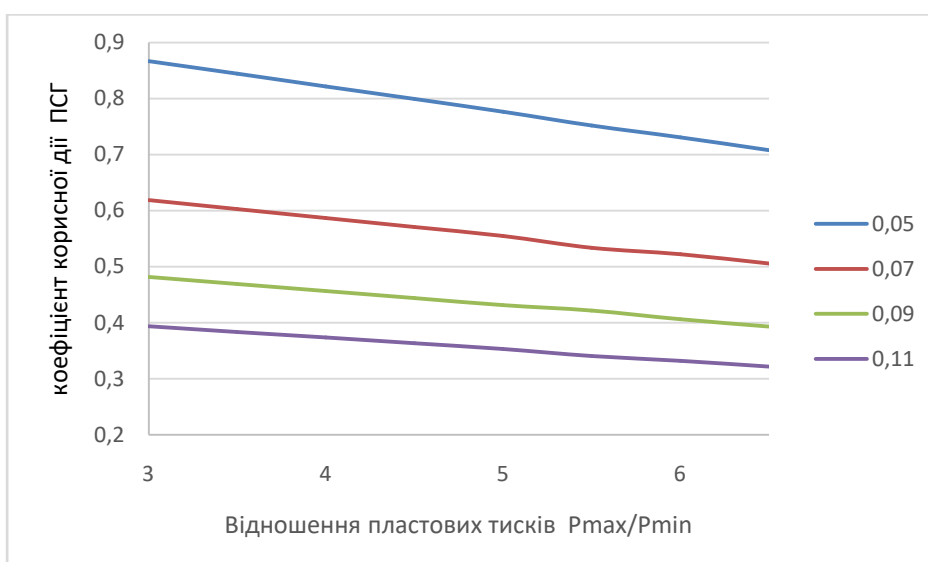


Рис. 2. Залежність ККД ПСГ від відношення максимального і мінімального пластових тисків

Як видно з графіків, збільшення відносного об'єму буферного газу призводить до зростання ККД сховища. Цей висновок на перший погляд парадоксальний. Адже при збільшенні об'єму Q_6 , зростає мінімальний пластовий тиск, і відповідно до (1) корисна енергія газу, що зберігається в сховищі повинна б зменшуватися. Окрім цього, збільшення об'єму буферного газу призводить до зростання тисків на вибої свердловини, її гирлі і на нагнітанні ДКС, що призводить до зростання потужності при закачуванні газу в пласт. Однак, при цьому зростає продуктивність експлуатаційних свердловин в процесі відбору газу, що дозволяє більш повно використати енергію газу, який зберігається в продуктивному горизонті.

Збільшення відношення максимального і мінімального пластових тисків $p_{\max} / p_{\min}$ призводить до зниження ККД сховища, оскільки при збільшенні пластового тиску зростатиме тривалість компресорного періоду закачування газу в сховище, що спричинить зростання обсягу паливного газу для процесу компримування. Окрім того, зниження рівня мінімального пластового тиску можна розглядати як наслідок зменшення обсягу буферного газу, що викликає зниження загального ККД ПСГ.

Зростання витрати паливного газу на процес компримування в період закачування в пласт призводить до зниження ККД підземного газосховища, оскільки зростають загальні витрати енергії при зберіганні газу. Тому з метою підтримання ККД ПСГ на належному рівні необхідно слідкувати за технічним станом обладнання ДКС, зокрема газоперекачувальних агрегатів (ГПА), оскільки їх ККД має негативний вплив на загальний ККД сховища.

Якщо припустити (як це загальноприйнято при енергетичному аналізі технічних систем [10,11]), що загальний ККД підземного сховища газу $\eta_{\text{ПСГ}}$ може бути представлений у вигляді добутку послідовно з'єднаних ланок (ГПА-поверхневе обладнання-свердловина-пласт), то одержимо

$$\eta_{\text{ПСГ}} = \eta_{\text{КС}} \eta_{\text{ПО}} \eta_{\text{С}} \eta_{\text{П}}.$$

Звідки

$$\eta_{\text{С+П}} = \frac{\eta_{\text{ПСГ}}}{\eta_{\text{КС}} \eta_{\text{ПО}}}, \quad (12)$$

де $\eta_{\text{КС}}, \eta_{\text{ПО}}, \eta_{\text{С+П}}$ – ККД відповідно компресорної станції, поверхневого обладнання, свердловини, включаючи пласт.

Якщо прийняти в рамках аналізу роботи підземного сховища газу ККД ДКС, знайдений за (9), ККД поверхневого обладнання (лінійної частини газопроводів за методикою [12-15]), то залежність (12) дозволить оцінити енергоефективність процесу руху газу в стовбурі свердло-

вини і продуктивному пласті, що вказуватиме на напрямки підвищення загального ККД газосховища.

Таким чином, запропонована методика визначення коефіцієнта корисної дії підземного сховища газу дозволяє проводити енергетичний аналіз його експлуатації як складної технічної системи і оптимізувати технологічні параметри роботи.

Висновки. З метою оцінки ефективності використання енергоресурсів при підземному зберіганні газу і шляхів скорочення енерговитрат розроблена методика визначення коефіцієнта корисної дії підземного сховища газу, яка дозволяє проводити енергетичний аналіз його експлуатації як складної технічної системи і оптимізувати технологічні параметри роботи. На основі проведеного аналізу встановлено, що збільшення відносного об'єму буферного газу призводить до зростання ККД сховища. Збільшення відношення максимального і мінімального пластових тисків призводить до зниження ККД сховища, оскільки при збільшенні пластового тиску зростатиме тривалість компресорного періоду закачування газу в сховище, що спричинить зростання обсягу паливного газу для процесу компримування. Зростання витрати паливного газу на процес компримування в період закачування в пласт призводить до зниження ККД підземного газосховища, оскільки зростають загальні витрати енергії при зберіганні газу.

Література

1. Газовые турбины / Я.И.Шнеэ, В.М.Карпинос, И.В.Котляр. – К.: Вищ. шк., 1976. – Ч.1, 2. – 296 с.
2. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В Костів та ін. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 512 с.
3. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем / Я.В. Грудз. – Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2012. – 186 с.
4. Грудз Я.В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу/ Я.В. Грудз // Нафтогазова енергетика. № 2. 2012 – С.12 – 15.
5. Будзуляк Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции / Б.В. Будзуляк – Москва, НЕДРА, 2003 – 170 с.
6. Говдяк Р.М. Енергетична безпека нафтогазових об'єктів / Р.М. Говдяк, Я.М. Семчук, Л.Б. Чабанович та ін. Івано-Франківськ, Лілея НВ, 2007. – 554 с.
7. Грудз В.Я. Моделювання нестационарного газодинамічного процесу в ПСГ за умов пружного режиму закачки газу / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін. // «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ». – 2002. – №2(3). – С. 52-53.

8. Грудз В.Я. Адаптивна модель процесу закачки газу в ПСГ/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін.// Науковий вісник ІФНТУНГ. 2002. – №2. – С. 74-75.
9. Грудз В.Я. Оптимізація обслуговування газопомпувальних агрегатів компресорних станцій ПСГ/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін. // Науковий вісник ІФНТУНГ. Спецвипуск 2(8), 2004.
10. Грудз В.Я. Ефективність використання енергоресурсів у процесі трубопровідного транспорту газу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк // Нафтогазова енергетика. № 1. – 2008.
11. Грудз В.Я. Статистична оцінка енерговитрат на транспорт газу магістральними газопроводами / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк // Нафтова і газова промисловість. № 2. – 2008.
12. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів/В.Я. Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б. Михалків та ін. // Івано-Франківськ, Лілея-НВ, 2009 – 710 с.
13. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І. Крижанівський, М.І. Гончарук, В.Я. Грудз та ін. Київ, Інтерпрес ЛТД, 2006 – 283 с.
14. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного газу / М.П. Ковалко – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2001. – 288 с.
15. Трубопровідний транспорт газу/М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. // Київ, АренаЕКО, 2002, – 600 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 31.03.2025 р.

RESEARCH ON ENERGY CONSUMPTION IN GAS STORAGE IN UNDERGROUND STORAGE FACILITIES

V. Ya. Grudz, V. I. Sadlivskyy

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska str. 15;

e-mail: srgg429@gmail.com

The problem of estimating energy costs during gas storage in underground gas storage facilities is considered. For this purpose, it is proposed to use the concept of the efficiency coefficient of an underground gas storage facility, which is determined by the ratio of useful work performed to the total amount of energy consumed. This approach will allow analyzing the ways of using energy resources in the process of gas storage, assessing the efficiency of energy resources use and outlining areas for their savings. The useful energy of gas, which must be stored in the productive horizon of an underground gas storage facility during its injection and long-term storage,

should be considered the potential energy of gas in the formation, while the energy losses of gas during injection and withdrawal from the storage facility should be attributed to unprofitable energy losses. Using mathematical models of energy efficiency of gas in the reservoir during storage and wasteful energy consumption in the processes of its injection from the storage and subsequent withdrawal, an expression was obtained that links the value of the efficiency coefficient of the underground gas storage with the technological storage parameters, which are considered as the volume of active and buffer gas in the storage, maximum and minimum reservoir pressures, as well as the operating parameters of the booster compressor station, including the efficiency coefficient of gas compression. The result makes it possible to forecast energy consumption for gas storage in a specific gas storage facility if there is information about the real state of the equipment and communications and the parameters of the operation mode of the booster compressor station during injection. However, of greater interest is the analysis of the obtained dependence, thanks to which it is possible to outline the ways of operating the underground gas storage facility with the lowest energy costs. Based on the analysis, it was found that an increase in the relative volume of buffer gas leads to an increase in the storage efficiency, and an increase in the ratio of maximum and minimum reservoir pressures leads to its decrease, since with an increase in reservoir pressure, the duration of the compressor period for gas injection into the storage will increase, which will cause an increase in the volume of fuel gas for the compression process.

Keywords: energy costs, gas storage, underground gas storage, buffer gas, reservoir pressure.