

## ОБГРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГОНОСІЇВ У ВОДОНОСНИХ ПЛАСТАХ ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ

Проведена технико-экономическая оценка эффективности хранения природного газа и теплых поверхностных вод в коллекторах Западного Донбасса для покрытия колебаний газопотребления на Днепропетровщине. В результате выполненных расчетов определены капиталовложения, чистая дисконтная стоимость и коэффициент прибыльности нового геотермального модуля.

Проведена техніко-економічна оцінка ефективності зберігання природного газу і теплих поверхневих вод в колекторах Західного Донбасу для покриття коливань газоспоживання на Дніпропетровщині. В результаті виконаних розрахунків визначені капіталовкладення, чиста дисконтна вартість і коефіцієнт прибутковості нового геотермального модуля.

The technical-economic estimation of efficiency of storage of natural gas and warm surface-water is conducted in the collectors of Western Donbas for coverage of vibrations gasconsumptions on Dni-propetrovs'k Oblast. As a result of the executed calculations capital investments, net discount cost and margin of profit of the new geothermal module, are certain.

**Вступ.** Сезонна нерівномірність споживання та обмеженість запасів газу в Україні призводять до необхідності пошуку альтернативних та резервних ємностей для зберігання енергоносіїв. Підприємство "Укртрансгаз" для покриття коливань газоспоживання використовує 12 підземних сховищ газу (ПСГ), активний об'єм яких сягає 31 млрд. м<sup>3</sup> (табл. 1). При цьому на долю Пролетарського сховища Магдалинівського району, що здійснює постачання до таких потужних індустриальних центрів, як Дніпропетровськ, Кривий ріг і Запоріжжя, припадає всього 5% загальних запасів (близько 1,5 млрд. м<sup>3</sup>). Майже 70% державного резерву природного газу зосереджено в західному комплексі підземних сховищ, що забезпечує надійність транзиту природного газу через територію країни і сезонне регулювання нерівномірності транзитного потоку. Ці сховища розташовані у районі ділянок магістральних газопроводів "Союз", "Прогрес" та "Уренгой – Помари – Ужгород", транспортування газу з яких на Дніпропетровщину економічно нерентабельне.

Недостатній об'єм власних і неможливість отримання ресурсу інших сховищ стало причиною встановлення Міністерством палива та енергетики ліміту для Дніпропетровської області у розмірі 27,8 млн. м<sup>3</sup> газу на добу в періоди пікового попиту (січень-лютий). Це зумовлює п'ятдесятивідсоткове скорочення споживання газу промисловими підприємствами (ВАТ "Дніпровський металургійний комбінат ім. Дзержинського", ВАТ "ДніпроАЗОТ", ВАТ "ДМЗ ім. Петровського", ВАТ "Кривий Ріг Цемент"). Діють також обмеження на газоспоживання понад 4,5 тис. бюджетних установ і планове відключення газоспоживання деяких організацій в області.

Для запобігання цієї ситуації у Дніпропетровщині було запропоновано підприємствам регіону перейти на альтернативні види палива і використовувати газ із власних резервів. Проте створення локальних наземних резервуарів і перехід

підприємств на інші види енергоносіїв вимагає в 7-10 разів більше капітальних вкладень, ніж питомі витрати на будівництво регіонального сховища енергії в придатних для цього геологічних структурах. Створення такого сховища поблизу потужних споживачів і сформованої газотранспортної системи дозволить повністю врегулювати проблему несинхронного споживання газу в регіоні.

Таблиця 1

Параметри підземних сховищ газу України

Комплекс підземного зберігання газу	ПСГ	Активний об'єм, млрд. м <sup>3</sup>
Південноукраїнський	Пролетарське	1,4
	Кегичевське	0,6
Київський	Солохівське	1,7
	Олишівське	1,6
	Червонопартізанське	1,7
Західноукраїнський	Богородчанське	2,5
	Угерське	1,5
	Більче-Волицьке	14,9
	Дашавське	1,4
	Опарське	1,2
Донецький	Вергунське	0,7
	Глебовське	1,8

Закордонний науково-практичний досвід показує [1], що одним з перспективних способів забезпечення надійної подачі енергії споживачам є використання водоносних пластів як сховищ для її акумуляції. При цьому як тепловий носій може бути використаний або природний газ, споживання якого влітку різко знижується, або поверхневі води, температура яких у цей період досягає +25 °С. Крім того, ресурс затоплених шахт дозволяє штучно підвищити запаси енергії шляхом підземного спалювання вугілля або газифікації. Економічна ефективність таких систем зростає зі збільшенням їхнього корисного об'єму, значення якого залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів. Тому оптимізація роботи сховищ досягається на основі геологічних та гідрогеологічних чинників, шляхом оцінки енергетичних ресурсів відповідно до ємності колектора. Отже, обґрунтування техніко-економічних показників промислової системи використання ємнісного потенціалу водоносних комплексів як альтернативних сховищ енергії в промислових регіонах Дніпропетровщині є актуальним.

**Аналіз ефективності існуючих способів зберігання газу.** Згідно [2] дослідження, пов'язані з економічною ефективністю створення й експлуатацією підземних газосховищ, рекомендується проводити за такою послідовністю. На першому етапі визначається економічна ефективність створення сховища шляхом порівняння з іншими альтернативними варіантами, що дозволяють створити резерви газу. Крім того, на цьому етапі виконується розрахунок питомих капітальних вкладень на обладнання сховищ у різних умовах: у відпрацьованих родовищах, водоносних горизонтах та соляних куполах.

На другому етапі визначається ефективність фінансово-господарської експлуатації сховища протягом певного періоду часу, а також оцінка економічного ризику за обраним варіантом.

Додаткові та резервні ємності газу можуть бути створені також у системі «газове родовище – газопровід» і на станціях зрідження природних газів. Аналіз (рис. 1) [1] свідчить, що менш капіталомісткими об'єктами резервів газу є пористі середовища або підземні водоносні горизонти.

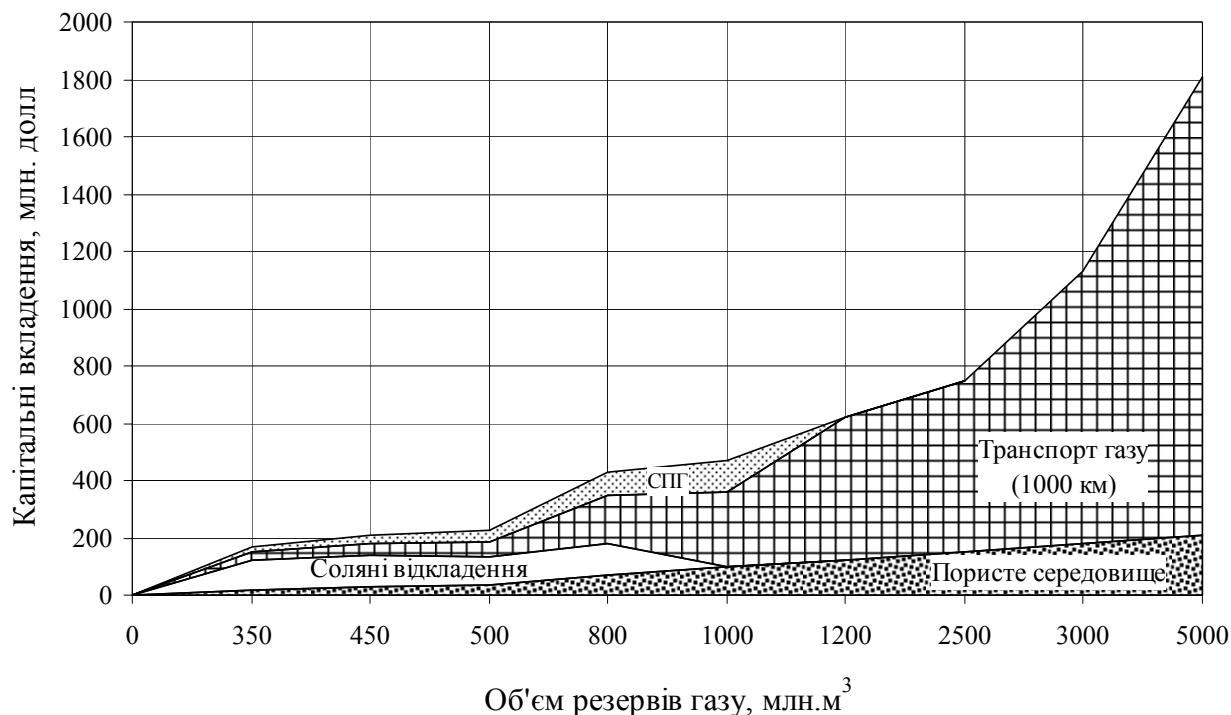


Рис. 1. Співвідношення капітальних вкладень в створення резервів газу

Більшість функцій газосховища може виконати газотранспортна система, але це вимагає у 7-10 раз більше капітальних вкладень. Середні питомі витрати на приріст 1000 м<sup>3</sup> активного об'єму природного газу у підземних сховищах оцінюються в 50 доларів США, тоді як для обладнання наземних резервуарів еквівалентного об'єму потрібно 350-500 доларів.

Аналіз результатів експлуатації діючих газосховищ показує, що частка витрат, яка припадає на великі об'єкти, становить 40-45% від загальних річних витрат на утримання всіх підземних сховищ, а їх активна ємність сягає 70%. Це свідчить про збільшення економічної ефективності зі збільшенням об'єму сховища. У зв'язку з цим, в інвестиційному проекті мають бути заплановані дослідження щодо шляхів підвищення ємнісних ресурсів колекторів, наприклад, шляхом керування тиском у газосховищі та рухом газо-водяного контакту.

Економічна ефективність підземного зберігання газу визначається як збільшення об'єму його реалізації. Методика визначення ефективності включає розрахунки витратної частини на основі встановлення капітальних вкладень і експлуатаційних витрат та прибуткової частини на основі отриманого доходу від збері-

гання і реалізації газу. При визначенні капітальних вкладень можна скористатися укрупненими нормативами ДП "Укртрансгаз" [3], наведеними у табл. 2.

Таблиця 2

Відносний розподіл витрат при будівництві підземних сховищ газу

Стаття витрат	Водоносний пласт	Соляні каверни	Виснажені родовища
Буферний газ	30	20	35
Наземне устаткування	25	30	35
Дослідницькі роботи	15	5	5
Будівництво свердловин	30	45	25

Аналіз даних показує, що велика частина витрат при будівництві підземних сховищ припадає на буферний газ і будівництво свердловин. Проте, як показав досвід експлуатації сховищ, буферний газ може бути частково вилучений. Тому його закачування до сховищ з точки зору спеціалістів "Нафтогаз України" є, по суті, перенесенням газу з одного складу, більш віддаленого від споживача, до іншого складу. У зв'язку з цим рівень витрат на буферний газ визначається тільки вартістю транспортування по газотранспортній системі. За існуючої динаміки цін на газ (табл. 3) акумуляція його великих об'ємів є дуже рентабельною.

Таблиця 3

Динаміка зміни ціни на газ (за 1000 м<sup>3</sup>) в Україні в 2006-2010 рр.

Показник	2006	2007	2008	2009	2010
Ціна імпортного газу на кордоні з Росією, долл. США	95	130	179,5	360 <sup>1</sup> 270,95 <sup>2</sup> 198,34 <sup>3</sup> 208 <sup>4</sup>	305,2

1,2,3,4 - відповідно ціни 1,2,3 і 4-го кварталів року

Витрати, пов'язані з бурінням і експлуатацією свердловин, пропорційні їх глибині. Наведені на рис. 1 капітальні вкладення є типовими для сховищ, розміщуваних на глибинах близько 1000 м, тоді як колектори Західного Донбасу характеризуються глибиною залягання до 500 м. Таким чином, створення сховищ у цих гірничо-геологічних умовах дозволить скоротити витрати на формування системи експлуатаційних свердловин у порівнянні з існуючими.

У сфері ціноутворення на послуги підземного зберігання газу в Україні накопичилися такі проблеми: економічно обґрунтована вартісна оцінка послуг підземних сховищ фактично відсутня, що не стимулює їх створення і підвищення надійності газопостачання; діючі тарифи на послуги зі зберігання газу не відображують технологічні процеси в сховищах і не забезпечують підприємству стабільне покриття понесених витрат і отримання прибутку впродовж року.

В умовах розвинутого газового ринку в Західній Європі, де ціна для житлового-комунального сектора з урахуванням сезонної нерівномірності споживання у

2-3 рази вище за ціну, по якій фірми закупають газ у зарубіжних експортерів, створення і експлуатація сховищ є рентабельними. У багатьох країнах також прийняті два тарифи: коли споживач платить не лише за об'єм отриманого газу, але і за заявлену потужність, яка визначається максимальним добовим або годинним споживанням. У вітчизняній практиці цього поки немає, у зв'язку з чим економічний ефект від збільшення подачі газу (створення сховища) можливо врахувати лише частково.

У періоди пікового споживання можна значно збільшити об'єм реалізації газу, проте ефект від цього заходу за умов держрегулювання тарифів на газ не буде істотним. Економічна ефективність створення нового підземного газосховища в газотранспортній системі України повинна визначатися витратами на розвиток самої системи і окремих її елементів.

**Оцінювання параметрів підземного зберігання газу** Оптимальне розміщення сховища в системі газопостачання в масштабі країни визначається шляхом імітаційного моделювання з використанням методів лінійного програмування. Задачею оптимізації є забезпечення максимальної добової і річної потреби в газі окремого регіону з мінімальними витратами. Визначення витрат на створення сховища залежить від двох параметрів – активного об'єму газу і максимальної добової продуктивності. Капітальні вкладення у буріння свердловин, об'єкти сушки, очищення, виміру газу, компресорну станцію (якщо вона працює на відбір) відносяться до витрат, які більшою мірою залежать від максимальної добової продуктивності. Вкладення, спрямовані на створення буферного газу, компресорну станцію (якщо вона працює на закачування), будівлі і споруди, залежать від активного об'єму газу. Загальні витрати на створення (розширення) газосховища розраховуються за формулою [4]:

$$K_{\text{ПХГ}} = \alpha(q_{k1} \cdot t - V_{k0}) + \beta(q_{k2} - q_{k0}) \quad (1)$$

де  $K_{\text{ПХГ}}$  – капітальні вкладення в спорудження (розширення) сховища газу;  $\alpha, \beta$  – питомі капітальні вкладення в створення активного об'єму сховища і збільшення його добової продуктивності;  $q_{k0}, V_{k0}$  – відповідно існуюча добова продуктивність сховища і створений активний об'єм;  $q_{k1}, q_{k2}$  – середня добова і максимальна продуктивність сховища відповідно;  $t$  – тривалість відбору газу.

За результатами розрахунків визначаються коефіцієнти  $\alpha, \beta$  (табл. 4) величина яких при розв'язанні рівнянь матеріального балансу зіставляється з аналогічними величинами для інших типів природних резервуарів. Аналіз отриманих значень показує, що зменшення капітальних вкладень досягається збільшенням максимального добового відбору газу, у зв'язку з чим підземні сховища вигідно створювати в районах великого газоспоживання у водоносних пластах. Інші типи резервуарів (соляні каверни, відпрацьовані газові і нафтові поклади) не можуть служити альтернативними ємностями, зважаючи на обмеженість їх поширення на території Дніпропетровщини.

## Питомі капітальні вкладення на створення газосховищ в різних середовищах

Тип резервуару	Середньодобовий відбір газу, млн.м <sup>3</sup> /доб	Максимальний добовий відбір газу, млн.м <sup>3</sup> /доб	Капітальні вкладення, всього, млн. \$	Питомі капітальні вкладення залежні від активного об'єму газу, \$/м <sup>3</sup>	Питомі капітальні вкладення, залежні від добової продуктивності, \$/ м <sup>3</sup> /доб
Водоносний пласт (1 варіант)	16	35	149,6	0,03	2,07
Водоносний пласт (2 варіант)	20	58	177,8	0,04	1,04
Відпрацьоване родовище	6,7	32	100	0,07	0,76
Соляні відкладення	5,3	30	126,6	0,1	1,44

Якщо ефективність створення сховища в обраному резервуарі в порівнянні з іншими варіантами зберігання газу є найвищою, визначається результативність його фінансово-господарської експлуатації. Для цього на практиці використовується показник абсолютної ефективності, що представляється як відношення доходу від зберігання активного газу до капітальних вкладень на створення цього об'єму. Можливі два підходи до розрахунків [4]: з використанням діючих тарифів на газ або на основі показників ефективності щодо вартості зберігання газу та прибутковості об'єкту. Як правило, в умовах державного регулювання при використанні існуючих цін на газ показник ефективності виходить негативним, тому його доцільно розраховувати за нормативними показниками рентабельності. У цьому випадку величина тарифів розраховується за поточними витратами, податками і платежами, пов'язаними з експлуатацією сховища. Інвестиційна складова в такому тарифі визначається показником внутрішньої норми рентабельності і терміном окупності, а абсолютна ефективність виражається чистою дисконтною вартістю, внутрішньою нормою рентабельності і коефіцієнтом прибутковості витрат, що визначаються за формулами [5]:

$$K_n = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{(T_c \cdot Q) - (C + P)}{(C + P)}, \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T [(Q \cdot T_c) - C - C \cdot K_n - H - I] \cdot \frac{1}{(1 + E_p)^t} = 0 \quad (3)$$

де  $K_n$  – коефіцієнт прибутковості витрат;  $T_c$  – тариф за зберігання газу;  $Q$  – об'єм активного газу;  $P$  – платежі до бюджету;  $C$  – поточні витрати, що включають амортизацію;  $T$  – розрахунковий період;  $t$  – крок періоду;  $H$  – податки й платежі до бюджету;  $I$  – інвестиції в  $t$ -му році;  $E_p$  – внутрішня норма рентабельності.

Чисельний аналіз рівнянь (2), (3) було проведено в програмному середовищі Microsoft Excel з урахуванням рекомендацій ДП "Укртрансгаз" [3] стосовно інвес-

тицій і витрат, пов'язаних з експлуатацією сховища. Після чого, задаючись коефіцієнтами прибутковості і активним об'ємом газу, визначалися вартості послуг за його зберігання. При заданих величинах також обчислювалася внутрішня норма рентабельності і чиста дисконтна вартість. Термін експлуатації сховища в усіх розрахунках приймався 30 років. У таблицях 5 – 7 наведені оцінки критеріїв ефективності створення нового газосховища в умовах Західного Донбасу з різними об'ємами активного газу і вартостями послуг за його зберігання.

Таблиця 5

Зміна коефіцієнта прибутковості

Активний об'єм газу, млн. м <sup>3</sup>	Вартість послуг за зберігання газу, грн/1000 м <sup>3</sup>				
	53	58	67	85	98
2000	0,5	0,6	1	1,1	1,4
4000	0,7	0,8	1,2	1,2	1,5
6000	1	1,3	1,4	1,6	1,7

Таблиця 6

Зміна внутрішньої норми рентабельності, %

Активний об'єм газу, млн. м <sup>3</sup>	Вартість послуг за зберігання газу, грн/1000 м <sup>3</sup>				
	53	58	67	85	98
2000	7,7	8,5	10	13,4	16,1
4000	8,8	9,7	11,6	14,8	17,2
6000	10	11,7	12,6	15,4	19,1

Таблиця 7

Зміна чистої дисконтної вартості, млн. грн.

Активний об'єм газу, млн. м <sup>3</sup>	Вартість послуг за зберігання газу, грн/1000 м <sup>3</sup>				
	53	58	67	85	98
2000	-98	-89	0	223	374
4000	-81	-12	132	415	625
6000	0	84	261	612	738

Аналіз отриманих показників свідчить про те, що за умов існуючих витрат на створення нового сховища (устаткування, будівництво, закачування буферного газу і буріння свердловин) вартість послуг за зберігання газу не повинна перевищувати 60-100 грн/1000 м<sup>3</sup> за рік для об'єктів з активним об'ємом не менш 2 млрд. м<sup>3</sup>. При цьому внутрішня норма рентабельності може коливатись від 10 до 15%, що у більшості випадків відповідає ставкам дисконту. Створення сховищ меншого об'єму в умовах сучасних цін на газ неефективно.

Існуючі тарифи на послуги зі зберігання газу в діючих сховищах вкладаються у діапазон від 30 до 40 грн/1000 м<sup>3</sup>, що в 1,5-2 рази нижче розрахованих. Проведення реконструкції сховищ, що експлуатуються як правило, несуттєво збільшує їх об'ємні показники. Тому вартість зберігання газу в діючому сховищі наближатиметься до вартості послуг за зберігання газу в новому об'єкті.

**Оцінювання ефективності підземного зберігання теплової енергії у водоносних пластах.** У випадку закачування у природні колектори Західного Донбасу замість газу поверхневих вод, система зберігання тепла може розглядатись як станція геотермального теплопостачання. У зв'язку зі схожістю геотермічних умов, геолого-економічна оцінка і розрахунок оптимальних параметрів цієї станції можуть бути проведені за емпіричними залежностями, запропонованими у [2] для економіко-математичного моделювання геотермальної циркуляційної системи в Московській синеклізі:

Оптимальна теплопродуктивність (ГДж/год) визначається за формулами:

$$\begin{aligned}
 Q &= -aH^3 + bH^2 - cH + d; \\
 a &= 1.6 \cdot 10^{-4} \cdot t^{2.295}; \\
 b &= 7.1 \cdot 10^{-3} \cdot t^2 - 0.38 \cdot t + 7.269; \\
 c &= 12.5 \cdot 10^{-3} \cdot t^2 - 0.698 \cdot t + 16.232; \\
 d &= 1,846 \cdot t - 37.8.
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

Чиста дисконтна вартість NPV (тис.долл.) визначається таким чином:

$$\begin{aligned}
 NPV &= -a \cdot \ln t - b, \\
 a &= 6,0268 \cdot H^3 - 33,501 \cdot H^2 + 60,809 \cdot H - 7,205; \\
 b &= 24,595 \cdot H^3 - 135,05 \cdot H^2 + 249,29 \cdot H - 60,86.
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

Капіталовкладення на будівництво геотермального модуля (тис. долл.) обчислюються за формулами :

$$\begin{aligned}
 K &= -a \cdot t^2 - b \cdot t + c, \\
 a &= -0,00317 \cdot H^3 + 0,01595 \cdot H^2 + 0,01272 \cdot H - 0,0052; \\
 b &= 4,128 \cdot H - 1,6341; \\
 c &= 27,285 \cdot H^3 - 164,04 \cdot H^2 + 431,96 \cdot H - 175,94.
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

де  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$  – чисельні коефіцієнти;  $H$  – глибина залягання колектора, км;  $t$  – температура теплоносія,  $^{\circ}\text{C}$ .

На рис. 2, 3 наведені результати розрахунків за формулами (4)-(6). Аналіз графіків показує, що на економічні показники геотермальної системи суттєво впливає глибина пласта і температура теплоносія. Залежність інвестицій і прибутків від цих умов обмежує раціональні глибини колекторів: при  $20^{\circ}\text{C}$  – менше 850 м, при  $25^{\circ}\text{C}$  – 1000 м, а при  $30^{\circ}\text{C}$  – 1200 м. Закачування поверхневих вод в пласти, що залягають нижче цих відміток призводить до від'ємних значень NPV, а отже збитковості проекту. Позитивні значення NPV характерні для глибин 500-1000 м свідчать про те, що впродовж усього періоду експлуатації станція геотермального теплопостачання відшкодує первинні витрати і забезпечить отримання прибутку згідно із стандартом дисконтної ставки. При цьому теплопродуктивність станції сягатиме 30 ГДж/год, що задовольняє світовим умовам ефективного застосування геотермальних циркуляційних систем в природних колекторах [2].



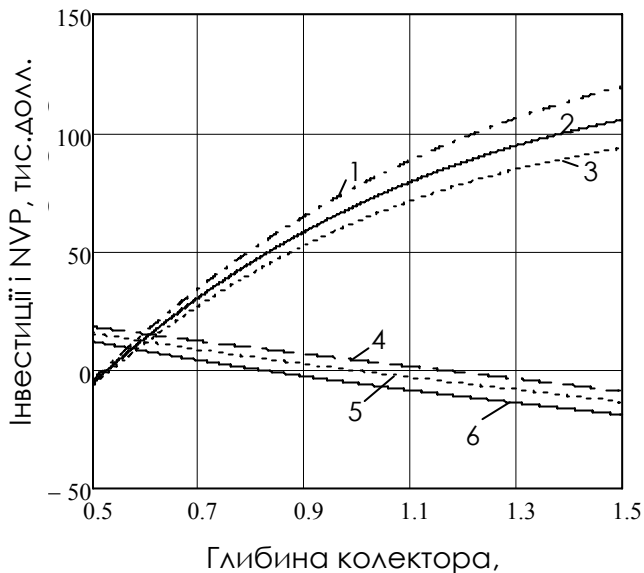


Рис. 3. Капіталовкладення (1 – 3) та NPV (4 – 6) на створення станції геотермального теплопостачання у колекторах з глибиною залягання 0,5-1,5 км та різною температурою теплоносія: 1, 6 – 20<sup>0</sup>С; 2, 5 – 25<sup>0</sup>С; 3, 4 – 30<sup>0</sup>С.

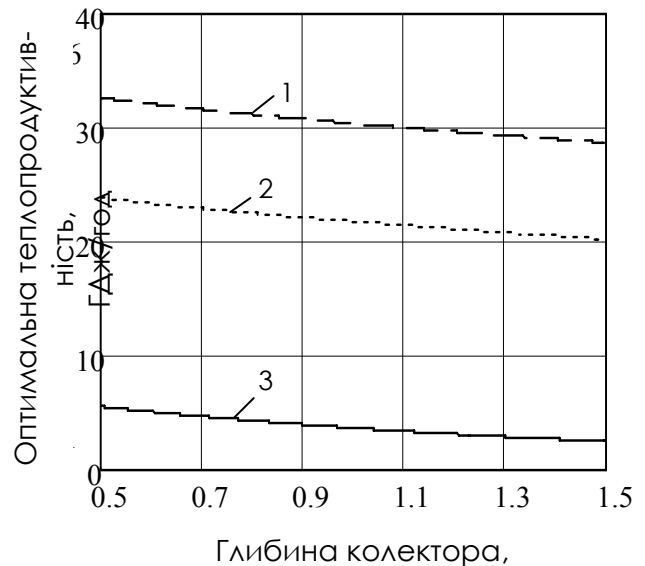


Рис. 4. Оптимальна теплопродуктивність станції геотермального теплопостачання у колекторах з глибиною залягання 0,5-1,5 км: 1, 2, 3 – відповідно температура теплоносія 30, 25 та 20<sup>0</sup>С.

**Висновки.** Економічно доцільне покриття коливань газоспоживання на Дніпропетровщині можливо шляхом акумуляції теплової енергії у водоносних колекторах Західного Донбасу. При цьому тарифи на послуги зі зберігання газу повинні забезпечити підприємству стабільне покриття понесених витрат і отримання прибутку впродовж року. Це досягається за умов активного об'єму сховища не менш 2 млрд. м<sup>3</sup> та тарифах на послуги зі зберігання газу, що у 1,5-2 рази більше діючих. При використанні в якості теплоносія поверхневих вод їх мінімальна температура складає 20<sup>0</sup>С, а глибина експлуатованих колекторів більше 1 км. Техніко-економічні показники свідчать про можливість забезпечити відшкодування первинних витрат на створення сховища теплової енергії та отримання прибутку згідно із стандартом дисконтної ставки.

#### Список літератури

1. Энциклопедия газовой промышленности. 4-е изд. Пер. с франц.: Ред. пер. К.С. Басниев. – М.: Акционерное общество «Твант», 1994.–884 с.
2. Арнс В.Ж. Физико-химическая геотехнология. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2001. – 656 с.
3. Винокуров С., Клюк Б., Вечерик Р., Шваченко И. Уникальные сокровищницы Украины // Еженедельник 2000. – 2010. – № 27-28. – С. 5.
4. Фурман И.Я. Подземное хранение газа в единой системе газоснабжения. – М.: Недра, 1992.–315с.
5. Гидулянов В.И., Хлопотов А.Б. Анализ методов оценки капитальных вложений. – М.: Издательство Московского государственного университета, 2003. – 78с.

*Рекомендовано до публікації Бузилом В.І.  
Надійшла до редакції 20.06.11*