

УДК 620.9:621.482

А.А.Барило (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

## Оцінка можливості використання виснажених газових родовищ у геотермальній енергетиці

*Проаналізовано ресурсні можливості України щодо використання вироблених газових родовищ у геотермальній енергетиці. На прикладі конкретних виснажених газових родовищ виконано оцінку їх прогнозного енергетичного потенціалу для двох видів обводнення.*

**Ключові слова:** нафтогазова провінція, природний газ, термальні води, спільне використання, когенерація, прогнозований енергетичний потенціал родовища.

*Проанализированы ресурсные возможности Украины для использования выработанных газовых месторождений в геотермальной энергетике. На примере конкретных выработанных газовых месторождений выполнена оценка их прогнозного энергетического потенциала для двух видов обводнения.*

**Ключевые слова:** нефтегазовая провинция, природный газ, термальные воды, совместное использование, когенерация, прогнозованный энергетический потенциал месторождения.

Станом на 01.01.13 р. на обліку Державного балансу корисних копалин України знаходилося 382 родовища вуглеводнів: виключно газових – 100, газоконденсатних – 114, решта – нафтогазоконденсатні. Балансові запаси природного газу складають 1020952 млн м<sup>3</sup>, позабалансові – 22098 млн м<sup>3</sup>.

Газові родовища України розташовані у трьох нафтогазових провінціях [1]:

- Східній (Дніпровсько-Донецька западина);
- Західній (Передкарпатський та Закарпатський прогини, Волино-Подільська область та Складчасті Карпати);
- Південній (Переддобрузька, Причорноморсько-Кримська та Індоло-Кубанська області).

Загальний ступінь виробленості балансових запасів природного газу на родовищах України складає 66,3% (станом на 01.01.13 р.). Однак цей показник істотно залежить від регіону та інтервалів глибин освоєння.

Найбільш виробленим є Західний регіон. Абсолютна більшість газових родовищ Західного регіону за величиною балансових запасів належить до невеликих, дрібних та дуже дрібних родовищ, які експлуатуються тривалий час (40-50 років) і сьогодні перебувають на завершальній стадії розробки. На деяких газових родовищах ступінь виснаженості балансових запасів уже давно

перевищив 90%.

На території Східної провінції родовища, де видобувають природний газ із пермських і верхньокам'яновугільних утворень, вступили у завершальну стадію розробки. З них відібрано до 80% початкових запасів. Середній загальний ступінь виробленості газових ресурсів Східної провінції складає 56%. Найменш розробленими є родовища у Південній газоносній провінції.

Створено базу даних виснажених газових родовищ України, в яку увійшло сорок шість родовищ. В таблиці 1 наведено перелік деяких виснажених газових та газоконденсатних родовищ України і надано відомості щодо поточної стадії їх розробки та ступеня виробленості [1–3].

У процесі експлуатації газового родовища відбувається природне заміщення пластового газу контурними підземними водами аж до повного заповнення продуктивного горизонту. Підземні води мають підвищену пластову температуру, достатню для використання у теплофікації. До того ж ці води містять залишковий природний газ, який можливо використовувати для генерації електроенергії.

Мета даного дослідження – проаналізувати наявність ресурсної бази щодо розвитку цього напрямку геотермальної енергетики, а також розробити принципи визначення енергетичного потенціалу виснажених газових родовищ України.

Таблиця 1. Перелік виснажених газових родовищ України

№	Назва родовища	Тип родовища	Ступінь виробленості, %	Стадія розробки
1	Машівське	газоконденсатне	97,3	завершальна
2	Ланнівське	газоконденсатне	70,7	завершальна
3	Шебелинське	газове	87,7	завершена
4	Кегичівське	газоконденсатне	83	завершена
5	Червонопопівське	газоконденсатне	78,5	у розробці
6	Вергунське	газоконденсатне	89,0	завершена
7	Трьохсоснівське	газоконденсатне	73,9	у розробці
8	Ярмолинцівське	газоконденсатне	83,3	обводнене
9	Талангаївське	газоконденсатне	85,7	завершальна
10	Чорнухинське	газоконденсатне	5,0	ліквідоване
11	Путилинське	газове	н.в.	зняте з балансу, обводнене
12	Меденицьке	газове	100	розробка завершена
13	Шумське	газоконденсатне	н.в.	вироблене, обводнене
14	Косівське	газове	76,2	завершальна
15	Кавське	газове	99,6	завершальна
16	Богородчанське	газове	98,3	завершальна
17	Кадобнянське	газове	100	підземне сховище
18	Більче-Волицьке	газове	95,2	підземне сховище
19	Дашавське	газове	99,5	підземне сховище
20	Хідновицьке	газове	94	завершальна
21	Свидницьке	газове	93,6	завершальна
22	Угерське	газове	99,9	завершальна
23	Рудківське	газове	99,8	завершальна
24	Струтинське	газонафтове	73,5	у розробці

Під час експлуатації газових родовищ контурна вода піднімається вгору за протяжністю пласта, що приводить до стягування контуру газоносності. Цей процес у залежності від фізичних властивостей гірських порід, що утворюють продуктивний горизонт, та умов експлуатації може бути рівномірним або нерівномірним.

Рівномірне стягування контуру зазвичай має місце в умовах однорідної проникності пласта і раціональної експлуатації родовища, тобто з оптимальним відбором газу за допустимих знижень пластового тиску.

Обводнення всього родовища під час рівномірного стягування контуру газоносності сприяє максимальному вилученню газу з пласта, яке часто досягає 100% від початкових запасів. При цьому темпи руху контуру газоносності залежать від швидкості падіння пластового тиску.

У випадку нерівномірного стягування контуру газоносності (обводнення продуктивного горизонту) відбувається прорив контурних чи підшовних вод, утворюються язики обводнення, які розбивають газовий поклад на частини. В та-

ких умовах повний відбір запасів газового родовища неможливий. У обводненій частині родовища залишається значний об'єм газу. З часом відбувається відновлення пластового тиску і природна диференціація газу та підземної води.

Таким чином, у залежності від типу обводнення (рівномірне чи нерівномірне) всі виснажені газові родовища, що втратили своє промислове значення і зняті з Державного балансу корисних копалин України, можна поділити на дві групи:

- родовища, які мають залишкові запаси природного газу (нерівномірне обводнення);
- родовища, які повністю вичерпали свій ресурс природного газу (рівномірне обводнення).

Методику розрахунку енергетичного потенціалу родовищ першого виду виснаження розглянемо на прикладі **Чорнухинського газоконденсатного родовища**. Це родовище розташоване у Полтавській області на відстані 5 км від смт. Чорнухи. У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах північно-західної частини південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Журавсько-

Селюхівського валу. Природний газ міститься у верхньовізейському горизонті (В-17). Колекторами є пісковики з невисокими фільтраційними властивостями, їх товщина у межах площі змінюється від 1,6 до 7,0 м. Карту розташування свердловин наведено на рис. 1, а геологічний розріз родовища показано на рис. 2.

Аналіз геологічних і гідрогеологічних умов Чорнухинського газового родовища дозволяє зробити наступні узагальнення.

На території родовища пробурено 12 свердловин, із яких тільки одна розкрила газонасний поклад, а всі інші потрапили за контур газонасності і розкрили контурні водоносні горизонти. Сумарна ефективна товщина продуктивного горизонту в межах родовища дорівнює 42,4 м, з яких ефективна потужність газонасності становить 3,4 м. Площа газонасності складає 0,7 км<sup>2</sup>.

Пластові води високомінералізовані, мінералізація змінюється від 48,7 до 262 г/л. Загалом у межах родовища існує 10 водоносних горизонтів. Горизонти малопотужні (товщина змінюється від 2 до 12 м), складені дрібнозернистими пісковиками зі слабкими фільтраційними властивостями. Замірні дебіти змінюються від 23 до 200 м<sup>3</sup>/добу. Пластова температура цих горизонтів коливається в межах 60-84°C.

Води містять розчинений газ переважно вуглеводневого складу, але також присутній сірководень і вуглекислий газ (СН<sub>4</sub> – 76,6%, С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub> – 10,8%, С<sub>3</sub>Н<sub>8</sub> – 6,3%, СО<sub>2</sub> – 0,2%, N<sub>2</sub> – 2,3%, He – 0,074%). Теплотворна здатність природного газу складає 52,3 МДж/м<sup>3</sup>.

Згідно з первинною оцінкою, виконаною в 1960 р., запаси природного газу Чорнухинського родовища склали 500 млн м<sup>3</sup>. Розробка родовища проводилась екстенсивно, з порушенням технологічного регламенту. Крім цього, неефективно була обрана конструкція видобувної свердловини, що призвело до утворення язиків обводнення. Під час семирічної експлуатації родовища було видобуто 24,3 млн м<sup>3</sup> газу (5% від початкових запасів), і видобувна свердловина повністю обводнилась. Було прийнято рішення про недоцільність використання Чорнухинського родовища в народному господарстві та ліквідацію родовища. Запаси родовища були зняті з Державно-

го балансу корисних копалин України. Залишкові запаси газу в кількості 476 млн м<sup>3</sup> були списані, а родовище зняте з Державного балансу.

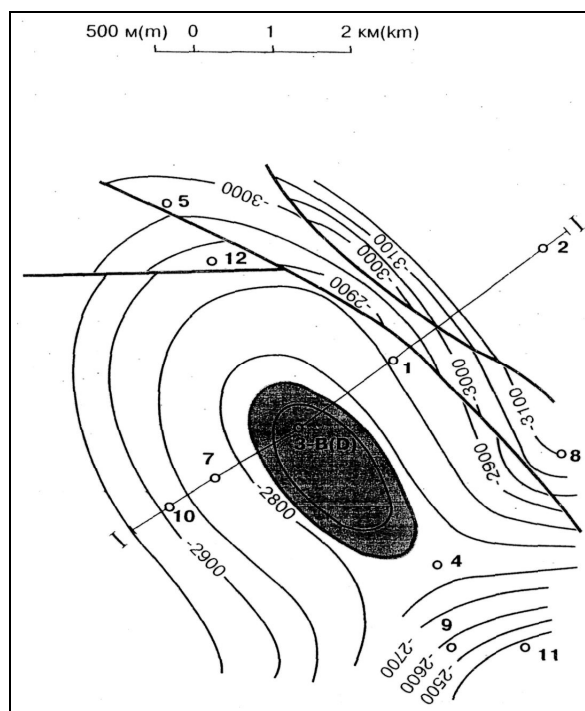


Рис. 1. Структурна карта Чорнухинського газоконденсатного родовища [1].

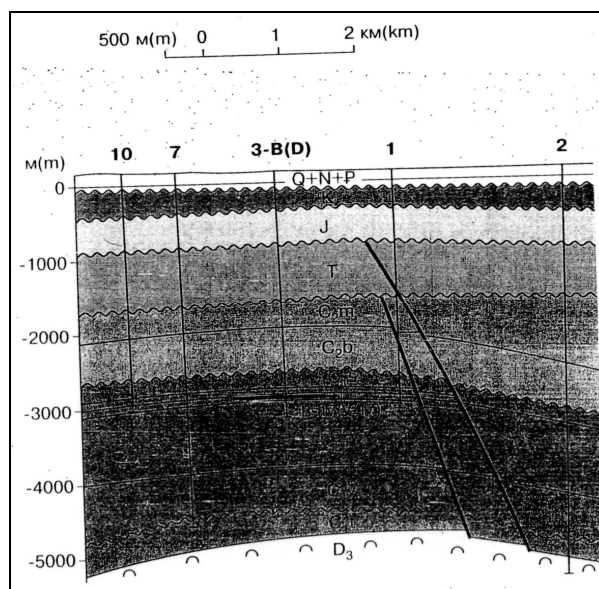


Рис. 2. Геологічний розріз Чорнухинського газоконденсатного родовища [1].

Оцінимо потенціал геотермальних ресурсів Чорнухинського родовища за рахунок використання залишкових запасів природного газу і термальних вод, що заповнили продуктивний горизонт під час експлуатації родовища. Передбачається, що вироблення електричної та теплової

енергії здійснюється за допомогою когенераційної установки.

Для розрахунку потенціалу виробництва електричної енергії необхідно знати величину запасів природного газу, який залишився у продуктивній товщі після закінчення експлуатації родовища. Передбачається, що в результаті більш ніж сорокарічної перерви в експлуатації Чорнухинського родовища залишкові запаси газу якнайменш збереглися, в межах родовища здійснилась природна диференціація, тобто верхню частину продуктивного горизонту займає газ, а нижче залягає пластова вода. Відзначимо, що в межах родовища у північно-східній його частині розташована зона глибинних тектонічних розломів, яка, імовірно, може бути областю живлення для додаткових запасів газу. Однак це припущення шляхом досліджень не підтверджене. Тому енергетичний потенціал визначимо без урахування додаткового живлення.

Потенціал виробництва електричної енергії за рахунок використання супутнього газу визначимо за формулою [3]:

$$E_{\text{э}}^{\Gamma} = G_{\Gamma} \cdot q \cdot \eta \cdot \tau \cdot \kappa, \quad (1)$$

де  $E_{\text{э}}^{\Gamma}$  – потенціал виробництва електричної енергії за рахунок використання супутнього газу, МВт·год/рік;  $G_{\Gamma}$  – дебіт супутнього газу, м<sup>3</sup>/с;  $q$  – теплотворна здатність газу, МДж/м<sup>3</sup>;  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії установки, що генерує електричну енергію;  $\kappa$  – коефіцієнт, який враховує ризики, що виникають під час освоєння геотермального родовища;  $\tau$  – щорічний термін експлуатації когенераційної установки, годин.

$$E_{\text{э}}^{\Gamma} = 40794 \text{ МВт·год/рік.}$$

Для розрахунків були прийняті наступні параметри:

1. Залишкові запаси природного газу Чорнухинського газового родовища складають 476 млн м<sup>3</sup>. Щорічний термін експлуатації когенераційної установки становить 6500 годин на рік; установка працює 20 років. Тоді дебіт супутнього газу за рахунок односвердловинної експлуатації буде дорівнювати 0,8 м<sup>3</sup>/с.

2. Теплотворна здатність газу становить 52,3 МДж/м<sup>3</sup>.

3. Коефіцієнт корисної дії установки, що генерує електричну енергію, прийнятий рівним 0,3.

4. Коефіцієнт, що враховує ризики, які виникають під час освоєння геотермального родовища, прийнятий рівним 0,5.

Для розрахунку потенціалу виробництва теплової енергії необхідно знати величину запасів пластових вод родовища. Зазначимо, що спеціальних досліджень щодо оцінки запасів підземних вод на території Чорнухинського газового родовища не проводилось. Продуктивна свердловина розкрила п'ять водоносних горизонтів з десяти існуючих. Передбачається, що розробка геотермальних ресурсів Чорнухинського родовища буде проводитися однією свердловиною з використанням багатопластової технології, тобто розкриті та обладнані будуть усі п'ять водоносних горизонтів. У цьому випадку передбачається, що сумарний дебіт підземних вод (з використанням методів підвищення проникності у вибійній зоні) складе 29 л/с. Середня пластова температура геотермального теплоносія становить 74°C. Температура геотермального теплоносія на виході з геотермальної установки дорівнює 30°C. Річний термін експлуатації теплогенеруючої установки складає 4000 годин.

Потенціал виробництва теплоти за рахунок використання геотермальних ресурсів Чорнухинського газоконденсатного родовища визначимо за формулою [3]:

$$E_{\text{T}} = G_{\text{B}} \cdot C \cdot (T - T_{\text{сб}}) \cdot \xi \cdot \tau_1 \cdot \kappa, \quad (2)$$

$$E_{\text{T}} = 9196 \text{ МВт·год/рік.}$$

де  $E_{\text{T}}$  – потенціал виробництва теплоти, МВт·год/рік;  $G_{\text{B}}$  – дебіт природного теплоносія, кг/с;  $C$  – питома теплоємність термальних вод, кДж/кг·К;  $T$  – пластова температура геотермального теплоносія, °C;  $T_{\text{сб}}$  – температура геотермального теплоносія на виході з геотермальної установки, °C;  $\xi$  – коефіцієнт, який враховує перепад температур у теплообміннику між геотермальним теплоносієм та мережевою водою, а також втрати теплоти під час його використання, приймається рівним 0,86;  $\kappa$  – коефіцієнт, який враховує ризики, що виникають під час освоєння

геотермального родовища, приймається рівним 0,5;  $\tau_l$  – річний термін експлуатації теплогенеруючої установки, год.

Таким чином, визначений прогнозний потенціал електричної енергії за рахунок використання геотермальних ресурсів Чорнухинського газоконденсатного родовища складає 40794 МВт·год/рік, що дозволить замінити використання традиційного палива обсягом 11463 т н.е. Потенціал виробництва теплової енергії за рахунок використання термальних вод складає 9196 МВт·год/рік, що еквівалентно 1242 т н.е.

Методика розрахунку енергетичного потенціалу другого виду виснаження в цілому аналогічна наведеній вище. Відмінною особливістю є те, що на кінцевий термін експлуатації продуктивний газовий поклад повністю обводнюється пластовою водою, яка, в свою чергу, містить водорозчинний газ. Розглянемо цю методику на прикладі Меденицького газового родовища.

**Меденицьке газове родовище** розташоване

у Дрогобицькому районі Львівської області на відстані 20 км від м. Дрогобич. Структурно родовище пов'язане з північно-західною частиною Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Внутрішніх Карпат [1].

Розробка родовища почалась у 1960 році, всього було пробурено 7 свердловин, з яких шість виявили промислові запаси газу. В межах родовища існує два продуктивних поклади: геліветсько-сенонанський та сенонанський (рис. 3 і рис. 4 [1]). Інтервал глибин змінюється від 1320 до 1350 м, товщина продуктивних горизонтів складає 18-22 м. Пластова температура становить близько 70°C.

Води містять розчинений газ переважно (більше 97%) вуглеводневого складу. Теплотворна здатність газу становить 32,85 МДж/м<sup>3</sup>.

За період розробки було відібрано 2770 млн м<sup>3</sup> газу, або 100% від початкових запасів. Експлуатація покладів припинилась у 1982-1984 рр. у зв'язку з виснаженням і обводненням свердловин.

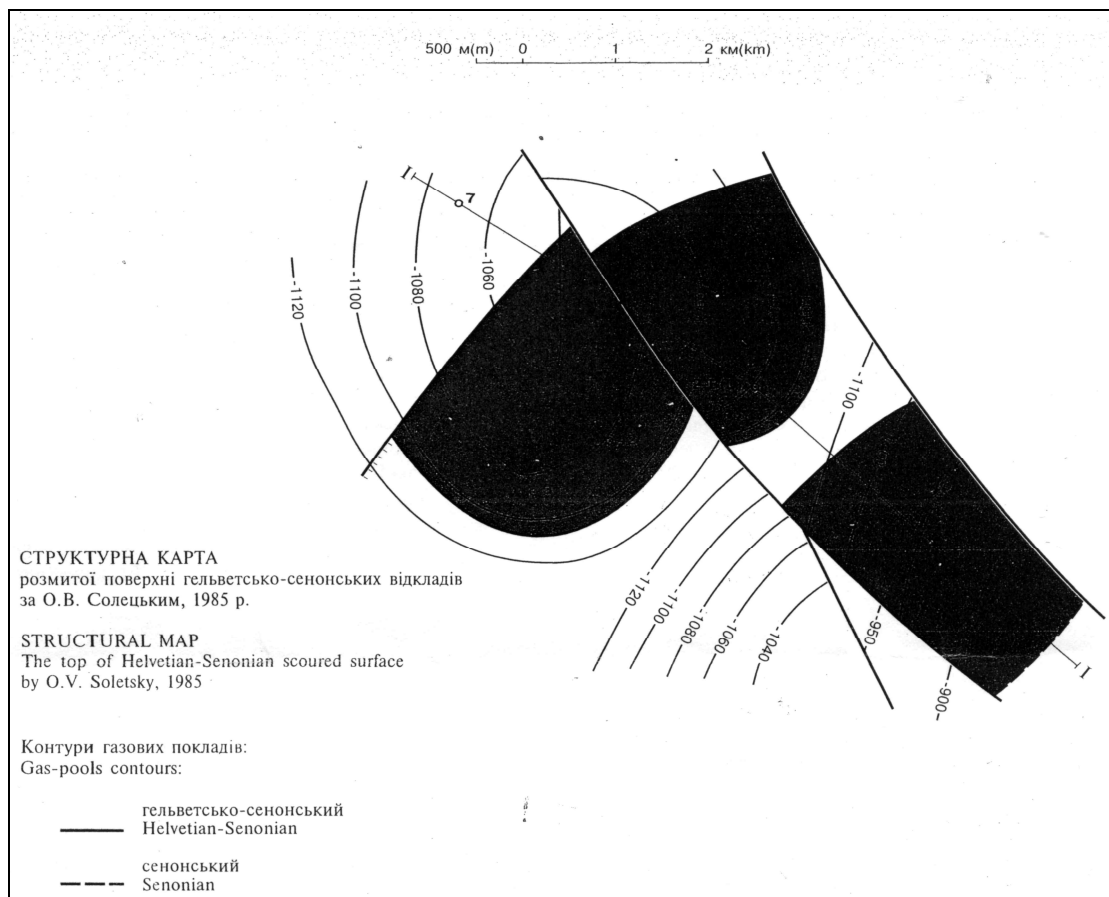


Рис. 3. Структурна карта Меденицького газового родовища [1].

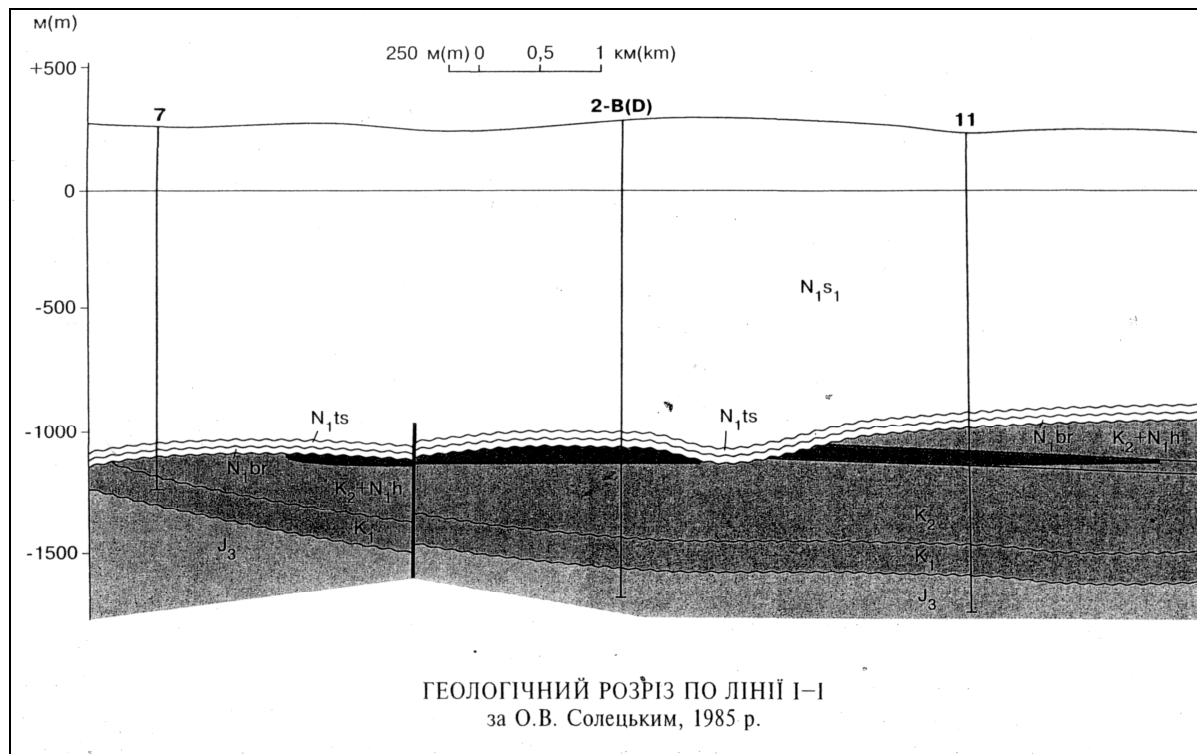


Рис. 4. Геологічний розріз Меденицького газового родовища [1].

Для розрахунку енергетичного потенціалу необхідно знати:

- величину запасів пластових вод родовища  $G_B$ , яка, у свою чергу, складається з пружних ємнісних запасів  $V_{II}$  та динамічних запасів  $V_D$ . При цьому пружні ємнісні запаси являють собою кількість підземної води, що знаходиться у тріщинах та порах продуктивного горизонту. Динамічні запаси – це кількість підземної води, що надходить у продуктивний горизонт з інших водоносних горизонтів;

- величину запасів природного газу  $G_T$ , який залишився у продуктивній товщі після закінчення розробки родовища. Оскільки відомості щодо залишкових запасів газу Меденицького родовища відсутні, припустимо, що газовміст пластових вод на кінцевий термін експлуатації знизився до його фонових значень у межах даного району. При цьому під газовмістом розуміється об'єм розчиненого газу за пластових умов, який міститься в об'ємі підземної води. Згідно з [2] фонові величини газовмісту для зовнішньої зони Складчастих Карпат, до якої територіально належить Меденицьке родовище, змінюються від 0,4 до 0,7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Енергетичний потенціал будемо

розраховувати для мінімальної величини газовмісту – 0,4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Пружні ємнісні запаси пластових вод родовища можна розрахувати за формулою [4]:

$$V_{II} = \mu^* \cdot F \cdot H_{cp}, \quad (3)$$

де  $V_{II}$  – пружні ємнісні запаси пластових вод родовища, м<sup>3</sup>;  $V_D$  – динамічні запаси пластових вод родовища, м<sup>3</sup>;  $\mu^*$  – коефіцієнт пружної водовіддачі. Коефіцієнт пружної водовіддачі найбільш точно визначається за даними фільтраційних випробувань. Оскільки такі дані відсутні, значення коефіцієнта приймемо за довідниковими даними. Згідно з [2] для пісковиків він дорівнює 10<sup>-4</sup>;  $F$  – площа розповсюдження продуктивного горизонту, відповідно до рис. 3, складає 18 км<sup>2</sup>;  $H_{cp}$  – величина середньозваженого напору над покривлею горизонту, яка дорівнює 1300 м.

Для розрахунку динамічної складової запасів підземних вод Меденицького родовища вихідних відомостей недостатньо. Спеціальних випробувань водоносних горизонтів, які розташовані в межах родовища, не проводилось. Тому приймемо, що величина динамічних запасів дорівнює:  $V_D = V_{II} \cdot 10$ .

Тоді величина загальних запасів пластових вод родовища  $G_B$  становить:

$$G_B = V_{II} + V_D = (\mu^* \cdot F \cdot H_{cp}) + 10V_{II} = 2,5 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Величина залишкових запасів природного газу за фонових значень газовмісту дорівнює:

$$G_T = G_B \cdot 0,4 = 1,0 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Потенціал виробництва електричної енергії Меденицького газового родовища за рахунок використання залишкових запасів газу визначено за формулою (1):

$$E_{\text{э}}^T = 719 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Для розрахунків були прийняті наступні параметри:

1. Залишкові запаси природного газу Меденицького газового родовища складають  $1 \cdot 10^7 \text{ м}^3$ . Щорічний термін експлуатації когенераційної установки становить 6500 годин на рік; установка працює 20 років. Тоді дебіт супутнього газу за рахунок односвердловинної експлуатації буде дорівнювати  $0,022 \text{ м}^3/\text{с}$ .

2. Теплоємна здатність газу становить  $33,5 \text{ МДж}/\text{м}^3$ .

3. Коефіцієнт корисної дії установки, що генерує електричну енергію, прийнятий рівним 0,3.

4. Коефіцієнт, який враховує ризики, що виникають під час освоєння геотермального родовища, прийнятий за 0,5.

Потенціал виробництва теплоти за рахунок використання термальних вод Меденицького газоконденсатного родовища визначено за формулою (2):

$$E_T = 28265 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Для розрахунків були прийняті наступні параметри: величина загальних запасів пластових термальних вод Меденицького родовища складає  $2,5 \cdot 10^7 \text{ м}^3$ . Щорічний термін експлуатації когенераційної установки становить 6500 год/рік; установка працює 20 років. Тобто запаси термальних вод за умовами односвердловинної експлуатації будуть дорівнювати  $53 \text{ кг}/\text{с}$ .

Середня пластова температура геотермального теплоносія становить  $67^\circ\text{C}$ . Усі інші позначення аналогічні вищевказаним.

Таким чином, прогнозний потенціал виробництва електричної енергії Меденицького газового родовища за рахунок використання залишкових запасів газу складає  $719 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$ , що ек-

вівалентно  $202 \text{ т н.е.}$  Потенціал виробництва теплової енергії за рахунок використання термальних вод родовища складає  $28265 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$ , що дозволить замінити використання традиційного палива обсягом  $3816 \text{ т н.е.}$

**Висновки.** 1. Аналіз загального стану розробки газових родовищ України доводить, що в країні існує достатня ресурсна база для розвитку напрямку геотермальної енергетики, пов'язаного з сумісним використанням термальних вод та залишкових запасів газу виснажених родовищ. Найбільша кількість таких родовищ знаходиться у Західній нафтогазовій провінції, де більше половини всіх родовищ регіону виснажені. У Східній провінції кількість таких родовищ досягає 25% від загальної кількості родовищ. Пермський і верхньокам'яновугільний горизонти всіх родовищ Східного регіону мають ступінь освоєння більше 80%.

2. Методика розрахунку енергетичного потенціалу виснаженого газового родовища залежить від виду його обводнення. Існує два види обводнення родовища: рівномірне і нерівномірне. На прикладі Чорнухинського газоконденсатного родовища та Меденицького газового родовища наведено особливості розрахунку енергетичного потенціалу цих видів обводнення. Сумарний енергетичний потенціал Чорнухинського родовища складає  $50000 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$ , що еквівалентно  $12705 \text{ т н.е.}$  Сумарний енергетичний потенціал Меденицького родовища –  $29000 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$ , що еквівалентно  $4018 \text{ т н.е.}$

1. *Атлас нафтових і газових родовищ України (в 6 т.) / Вид-во "Центр Європи" (гол. ред. Іванюта М.М.), Львів, 1998.*

2. *Полуніна Т.В. Державний баланс запасів корисних копалин України. Газ природний // Міністерство охорони навколишнього природного середовища України, Державне науково-виробниче підприємство "Геоінформ України" – Київ, 2013. – С. 47.*

3. *Черныш П.А. Геологическое строение и подсчет запасов Шумского газоконденсатного месторождения. – Чернигов, 1990. – I, II, III, IV тома.*

4. *Морозов Ю.П., Барило А.А. Первоочередные объекты практического использования геотермальных месторождений Украины // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – №2(142). – С. 112–117.*

5. *Боревский Б.В., Дробноход Н.И., Язвин Л.С. Оценка запасов подземных вод. – К.: Выща шк. Головное изд-во, 1989. – С. 407.*