

Н. В. Леонтєва, магістр, М. І. Фик, д-р техн. наук, доцент

КОМПЛЕКСНА ОЦІНКА ТЕХНОЛОГО-ЕКОНОМІЧНИХ ПЕРЕВАГ ПЕРЕПРОФІЛЮВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ ПРОЄКТІВ ДДЗ

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

Ключові слова: перепрофілювання нафтогазових свердловин, геотермальна енергетика, геологічні умови, пластові температури, глибокі свердловини, моделювання теплових потоків, економічна ефективність, техніко-економічні параметри системи, геотермальні ресурси, геотермальні системи.

Вступ. Розвиток досліджень у сфері перепрофілювання нафтогазових свердловин для геотермальних проєктів має тривалу історію, що відображено у численних наукових працях. Атлас родовищ нафти і газу України [1] (Арсирій, Гошовський та інші, 1998) надав фундаментальні дані про геологічні умови, що є основою для подальших досліджень у цій галузі. Дослідження Кабишева, Шпака та інших (1987) [2] детально описали геологію та нафто-газоносність Дніпровсько-Донецької западини, що є ключовим регіоном для геотермальних проєктів.

Вендельштейн та Резванов (1978) [3] розробили геофізичні методи визначення параметрів нафто-газових колекторів, що стали основою для сучасних методів оцінки геотермального потенціалу. Колодій, Височанський та інші (1999) [4] дослідили гідро-геологічні передумови нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької западини, що є важливим для розуміння умов видобутку геотермальної енергії.

Звіт Тиндюка та інших (2004) [5] про пошукові сейсморозвідувальні роботи на Новомиколаївській площі надав практичні дані для оцінки геотермального потенціалу. Дослідження Aydin та Merey (2021) [6] показали потенціал виробництва геотермальної енергії з виснажених газових родовищ, що підтверджує економічну доцільність таких проєктів.

Cheng та інші (2013) [7] дослідили можливості генерації геотермальної енергії з використанням покинутих нафтових свердловин, що є важливим для розробки нових технологій. Garg та Combs (2010) [8] розробили методи оцінки геотермального потенціалу, що використовуються для моделювання та прогнозування ефективності систем.

Akin (2017) [9] провів оцінку геотермальних ресурсів поля Alaşehir, що є прикладом успішного використання геотермальної енергії. Sharma, Al Saedi та Kabir (2020) [10] розробили аналітичні моделі для оптимізації видобутку теплової енергії, що є важливим для підвищення ефективності геотермальних систем. Нарешті, дослідження Kohl, Salton та Rybach (2000) [11] надали дані про глибокі теплообмінні системи, що є основою для сучасних геотермальних проєктів.

В 2021–2024 рр. на базі НТУ «ХПІ» проведені дослідження окремих груп та одиночних свердловин щодо доцільності їх переведення із старих фондів вуглеводневих родовищ до геотермальних або вуглеводнево-геотермальних [12–14], що вказало на потребу подальших досліджень з комплексною оцінкою технолого-економічних переваг перепрофілювання нафтогазових свердловин для перспективних геотермальних проєктів з зони ДДЗ.

Вищезазначені дослідження поступово збільшували актуальність тематики перепрофілювання нафтогазових свердловин для геотермальних проєктів, спираючись на особливості виснажених родовищ видобувних регіонів та сучасні техніко-технологічні проєктні рішення, підтверджуючи суттєву економічну та технологічну доцільність таких рішень.

Актуальність теми дослідження зумовлена потребою в оптимальному використанні існуючої інфраструктури, скороченні витрат на будівництво нових свердловин, а також забезпеченні екологічно чистої енергії для регіону та держави.

Розгляд результатів попередніх досліджень [1–14] послуговував формулюванню наступних задач досліджень:

Аналіз технологіко-економічних переваг перепрофілювання свердловин:

- Визначення геологічних умов Дніпровсько-Донецької западини, які сприяють видобутку геотермальної енергії.
- Оцінка пластових температур, глибини та дебіту свердловин для підтвердження перспективності проєкту.

Моделювання теплових потоків:

- Використання програмного забезпечення FEFLOW для розрахунку потоків теплової енергії в системі з дублетом свердловин.
- Визначення оптимальних параметрів роботи системи, оцінка теплових втрат та ризиків холодного прориву між свердловинами.

Економічна оцінка проєкту:

- Порівняння економічної вигоди перепрофілювання свердловин з будівництвом нових.
- Прогнозування інвестиційної окупності проєкту протягом прийнятного періоду часу, враховуючи річне виробництво теплової енергії та використання існуючої інфраструктури.

Метою цієї роботи є аналіз можливостей, переваг і викликів перепрофілювання нафтогазових свердловин у ДДЗ, з урахуванням технічних, економічних і екологічних аспектів за допомогою моделювання в програмі Feflow.

1. Аналіз поточного стану розробки нафтогазового родовища

1.1. Інформація про вибране родовище та свердловини

Родовище Термо-Н, розташоване в межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) (рис. 1.1), є одним із значущих нафтогазових об'єктів України, зокрема для забезпечення паливних ресурсів регіону та держави. Родовища цього регіону характеризуються різною глибиною залягання продуктивних горизонтів і значною обводненістю на пізніх стадіях експлуатації.

Перепрофілювання існуючих нафтогазових свердловин для видобутку геотермальних ресурсів передбачає ретельний аналіз та вибір способів їх експлуатації, виходячи з їхнього технічного стану, глибини залягання, температурних характеристик та загальної придатності для геотермальних цілей.

Найбільш перспективними продуктивними горизонтами за геотермальною характеристикою Термо-Н родовищі є візейські поклади – гор. В-17, 18, 22 та В-19-20в, гор. Т та гор. Д, у яких на відповідних глибинах від 3617–5007 м температура пласта становить від 103 °С до 127 °С (рис. 1.2), коефіцієнт пористості 0,11–0,19, пластові тиски 41–54 МПа. У літологічному розрізі також простежується послідовне чергування пісковиків, алевролітів і глинистих сланців, що створює багат шарову структуру з хорошими умовами для накопичення і збереження вуглеводнів, а також для можливого

видобутку геотермальних ресурсів. Пластові води Термо-Н родовища найбільш перспективні з точки використання геотермальної енергії (пластові температури (90-108-130 °С) виділено у башкирському, серпуховському, візейському та турнейському водонесних комплексах з глибинами залягання 3602–5238 м відносяться до хлоридно-хлоркальцієвого типу з досить високою мінералізацією (до 313 г/л). Початкові дебіти води знаходяться в межах від 1,2 м³/доб до 380 м³/доб. Активність вод низька, агресивні компоненти – відсутні. За результатами укрупненого геолого-технічного аналізу поточного стану рекомендуються як першочергові свердловини № Н-1, Л-2, Л-3, Л-4 під перепрофілювання.

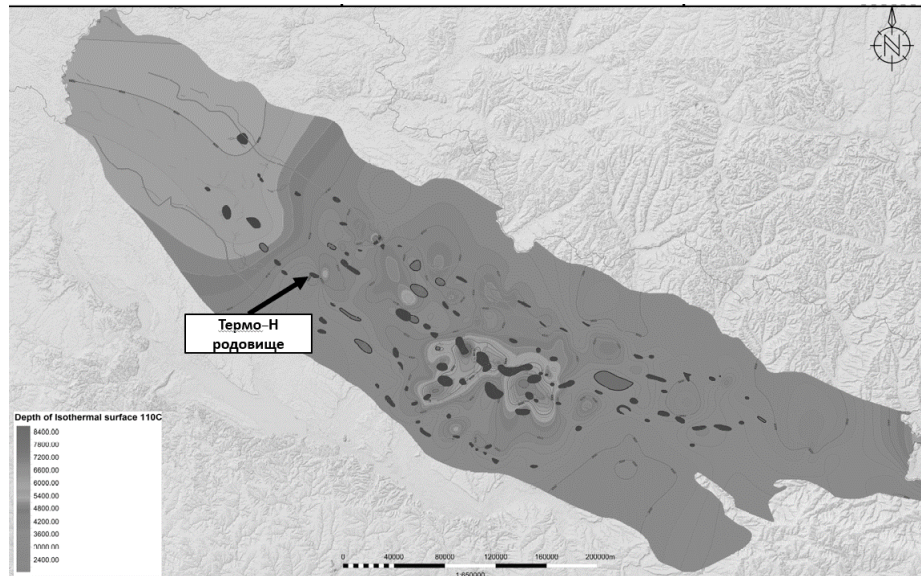


Рисунок 1.1 – Термальна карта Дніпро-Донецького басейну

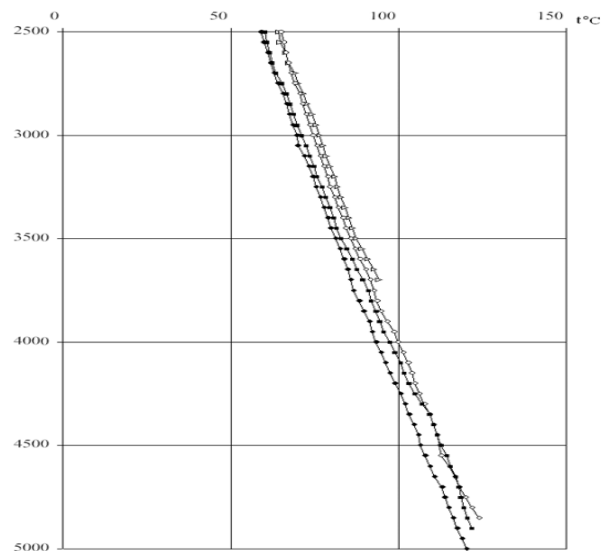


Рисунок 1.2 – Зміна температури з глибиною на Термо-Н родовищі

На основі попереднього аналізу родовища, де чимало свердловин мають високий рівень обводненості та знижений тиск, одним із першочергових об'єктів освоєння геотермальної енергії доцільно розглядати свердловину № Н-1, яка знаходиться на відста-

ні 350 м від Термо-Н УКПГ. На теперішній час, свердловина перебуваючи в діючому фонді працює незадовільно – інтенсивно обводнюється пластовою водою. У 2009 році проведено капітальний ремонт свердловини, а саме проробку торцевим фрезером до глибини 5160 м та проведення ГДС в інтервалі 3400–5140 м.

1.2 Вихідні данні, які було взято для моделювання

В симуляції Feflow було зазначено такі етапи створення моделі:

1. Побудувати кінцево-елементну сітку, придатну для геотермальних цілей, і перевірити її якість.
2. Побудувати просту 3D модель для геотермального моделювання щоб повністю параметризувати модель теплопередачі (матеріали та граничні умови)
3. Пов'язати нагнітальні та видобувні свердловини в контексті геотермальної відкритої системи, щоб запустити модель і зробити базову візуалізацію температури (2D, 3D і перерізи)
4. Перевірка результатів моделі.

Геотермальний резервуар знаходиться в районі з альтитудою 200 м над рівнем моря, представлений покрівлею пласту, резервуаром води та фундаментом на глибині 5200 м (рис. 1.3). Конфігурація системи буде представлена з двох груп: 1–2 видобувних свердловин і група 2–2 нагнітальних свердловин.

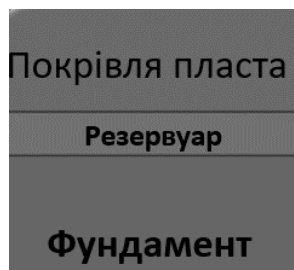


Рисунок 1.3 – Прошарки породи, для яких потрібні данні

Для створення моделі свердловин в Feflow, потрібні їх координати в прямокутній системі, тобто в метрах.

Далі потрібно знайти такі дані як теплопровідність ,теплоємність, пористість та проникність геотермального резервуару ,тобто трьох типів горизонтів(покрівля, резервуар, фундамент). Основні теплотехнічні дані наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні теплотехнічні дані одинарний інтервал

Шар	Теплопровідність (Вт/мК)	Теплоємність (об'ємна) (Дж/м ³ К)	Пористість	Проникність (м ²)
Покрівля пласта	1,32	1,6092	0,09	10 ⁻¹⁵
Резервуар	1,65	2,0	0,13	1,2x10 ⁻¹³
Фундамент	1,81	2,3	0,07	10 ⁻¹⁶

Гідравлічний напір приймаємо 500 м.

Також приймаємо геотермальний потік ,який становить 60 мВт/м².

Проте програма Feflow потребує цей параметр в інших одиницях, тому за допомогою формули переводимо з мВт/м² в Дж/м²/д:

$$\phi = -\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \rightarrow \frac{\partial T}{\partial z} = -\frac{\phi}{\lambda}, \quad (1.1)$$

де ϕ – геотермальний потік, λ – теплопровідність відповідно (покрівлі, резервуару та фундаменту).

І отримуємо результат – 5184 Дж/м²/д.

Температура

Геотермальний потік у цьому районі оцінюється в 60 мВт/м². Враховуючи, що температура поверхні 15 °С, можна розрахувати вертикальний розподіл температури через різні значення геотермічного градієнта (табл. 1.2):

$$\phi \left(\frac{J}{m^2 d} \right) = \phi \left(\frac{W}{m^2} \right) \cdot 86400. \quad (1.2)$$

Таблиця 1.2 – Розрахунок температурного градієнта

Шар	λ (Вт/мК)	dT/dz (К/м)	Глибина(м)	Температура(°С)
Верх покрівлі	1,32	0,045	0	15
Верх резервуара	1,65	0,036	3900	101
Резервуар – 100 м від вершини	1,65	0,036	4000	104,6
Резервуар – 200 м від вершини	1,65	0,036	4100	108,2
Резервуар низ	1,65	0,033	4400	115,4
Фундамент	1,81	0,033	5200	131

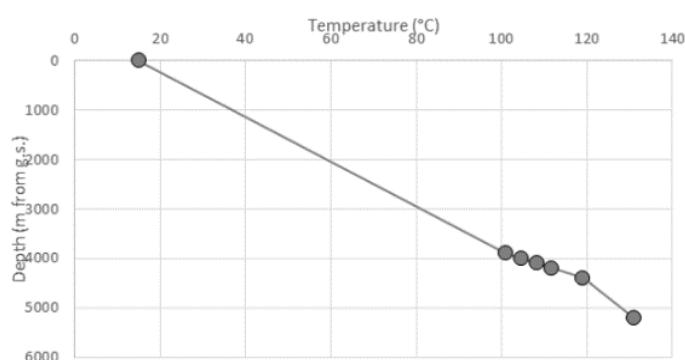


Рисунок 1.4 – Графік залежності температурного градієнта від глибини

Свердловини видобувають і закачують 30 л/с (близько 108 т/год) кожна (припустимо, що густина води статична). Очікується, що виробнича температура теплоносія буде близько 128 °С, а температуру ін'єкції встановлюють на 30 °С.

Гідравлічна провідність-швидкість рідини через пори та тріщини (sm/s). Залежить від проникності, ступеня насичення, густини та в'язкості рідини.

Як і очікувалося, FEFLOW не працює з проникністю k (м^2), але з гідравлічною провідністю K (м/с) так. Перетворення:

$$K = \frac{k\rho g}{\mu}, \quad (1.3)$$

де ρ (кг/м^3) – густина рідини, μ (кг/м·с) – в'язкість рідини, а $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення сили тяжіння. При еталонній температурі $T_0 = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ вода має $\rho = 999,973 \text{ кг/м}^3$ і $\mu = 1,124 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м·с)}$. Гідравлічна провідність встановлена за замовчуванням у м/день, тому переводимо її по за формулою:

$$K\left(\frac{\text{м}}{\text{д}}\right) = K\left(\frac{\text{м}}{\text{с}}\right) \cdot 86400. \quad (1.4)$$

Отже, гідравлічна провідність становитиме (табл. 1.3):

Таблиця 1.3 – Гідравлічна провідність для 3-х прошарків

Шар	Гідравлічна провідність(м/д)
Покришка	$7,57 \cdot 10^{-4}$
Резервуар	$9,08 \cdot 10^{-2}$
Фундамент	$7,57 \cdot 10^{-5}$

Тож після визначення вхідних даних ,проводимо моделювання в програмі.

2. Результати досліджень

2.1. Результати моделювання в програмі Feflow

Проведене моделювання в програмному забезпеченні FEFLOW дозволило оцінити теплові та гідродинамічні характеристики відкритої геотермальної системи на основі виснажених газових свердловин Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

На рис. 2.1 показано розподіл геотермічного градієнта до проведення симуляції з часом, це зроблено для кращого розуміння розподілу температури та її змінності у часі.

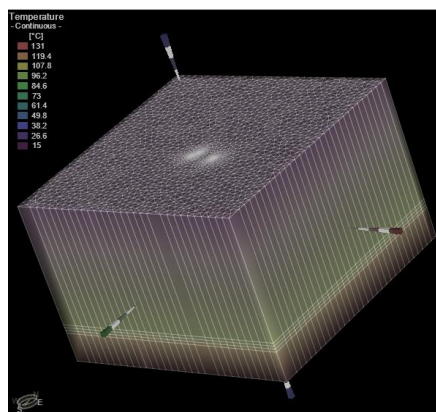


Рисунок 2.1 – Розподіл геотермічного градієнта по 3-х прошарках моделі

Задавши всі вхідні дані у Програмному середовищі Feflow, маємо змогу змоделювати роботу проектного дуплету свердловин впродовж 20 років.

Отже, в результаті прорахунку роботи з часом графік зміни температури (рис. 2.2) показує що температура в свердловинах Н-1 та Л-4 майже не знижується, дуже хороший результат, проте треба ще змінити відстань між свердловиною новою та перепрофільованою для кращого результату, тож ця система потребує побудови нової свердловини та більш детального дослідження геології пласту аби вийшло видобувати енергію ефективно.

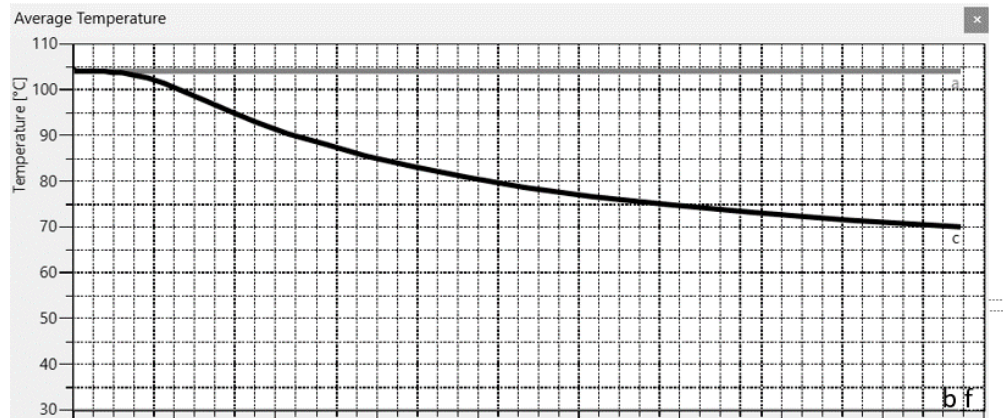


Рисунок 2.2 – Робота свердловин з часом

(Видобувні – свердловина Н-1 – крива позначена літерою а, свердловина Л-2 – крива позначена літерою с. Нагнітальні свердловини Л-3 та Л-4 позначені кривими b та f внизу)

Щодо свердловин Л-2 та Л-3 то на графіку (рис. 2.2) показується стрімкий тренд зменшення температури через незначну відстань між стовбурами, тому в даному випадку перепрофілювання не є доцільним. Аналіз показав, що зменшення відстані між нагнітальною і видобувною свердловинами спричиняє швидший "холодний прорив" і знижує ефективність теплообміну. Для збереження ефективності системи рекомендується збільшити відстань між свердловинами або змінити схему закачування. Тому в даній роботі далі їх розгляд проводитись не буде.

Нагнітальні свердловини Л-3 та Л-4 мають постійну накладену умову - температура закачки 30 °С, вказана температура є заданою та незмінною впродовж роботи системи свердловин, проте її можна змінювати.

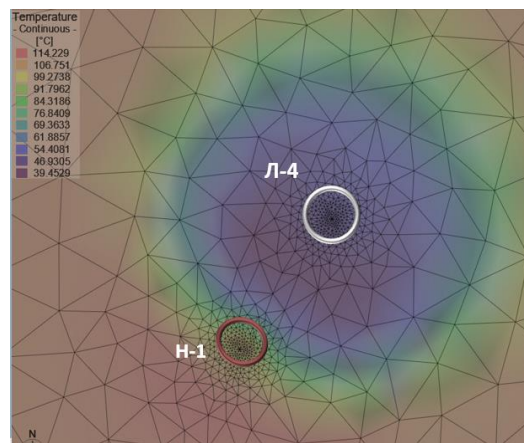


Рисунок 2.3 –Робота свердловин Н-1 та Л-4 з часом, зміна температури

На рис. 2.3 більш детально видно як будуть працювати свердловини Н-1 та Л-4, закачування холодної води дещо охолоджує пласт проте при оптимізації дебіту та зміни відстані між стовбурами свердловин, результат є задовільним.

Можна зробити висновок з моделі – впродовж 20 років роботи системи не було зафіксовано значного зниження дебіту продуктивної свердловини, що вказує на стабільність роботи резервуара та його гідравлічних характеристик.

Тож, з результатів моделювання випливає, що: глибина свердловин є достатньою для перепрофілювання та видобутку геотермальних ресурсів. Температурна характеристика системи дала чітку картинку того що буде відбуватися зі свердловинами в продовж проектного терміну роботи. Моделювання підтвердило, що поєднання перепрофілюваних і нових свердловин є ефективним рішенням для розробки геотермальних систем. Подальші дослідження та оптимізація розташування свердловин сприятимуть підвищенню рентабельності і стабільності таких проектів.

2.2. Економічна оцінка та можливість перепрофілювання свердловин Н-1 та Л-4

Обчислення масового потоку (m):

$$m = \rho \cdot V. \quad (2.1)$$

Дебіт: 2592 м³/добу(30л/с), $\rho=0,999$ кг/л, тож – зводимо результат в табл. 2.1

Таблиця 2.1 – Доступна теплова потужність

Масовий потік теплоносія (кг/с)	29,97
Об'ємний дебіт(літр/с)	30
Густина (кг/літр)	0,999
Теплоємність геофлюїду (кДж/кг/К)	4,178
Доступна теплова потужність РТН(кВт)	12,272

Розрахунок обсягів енергії, що може бути отримана за допомогою системи

Теплова енергія:

Переведення потужності в Гкал/год:

Якщо теплова потужність станції вказана в кіловатах ($Q_{ном}$, кВт), переведемо її у Гкал/год:

$$1 \text{ кВт} = 0.86 \text{ Гкал/год}$$

Розрахунок тепла за рік:

$$Q_{рік} = Q_{ном} \cdot 8760 \cdot K_{викор}. \quad (2.2)$$

- Теплова потужність станції ($Q_{ном}$): 12272 кВт.
- Коефіцієнт використання потужності ($K_{викор}$): 0.75.

$$Q_{рік} = 10,55 \cdot 8760 \cdot 0.75 = 69,339.2 \text{ Гкал.}$$

Тобто річний виробіток теплової енергії орієнтовно 69,340 Гкал за умови стабільної роботи геотермальної системи та коефіцієнта використання теплової потужності 75 %, при дебіті 2592 м³/добу і температурній різниці 98 °С (128 °С–30 °С).

Ці параметри свідчать про високу ефективність системи в умовах Дніпровсько-Донецької западини. У системі відкритого циклу робота свердловин організована наступним чином:

Видобувна свердловина: забезпечує постійний відбір теплоносія з високою температурою, що передається безпосередньо для використання. Нагнітальна свердловина: повертає охолоджений теплоносій назад у геотермальний резервуар для підтримки його гідродинамічних властивостей.

Для уникнення "холодного прориву" та стабільної роботи резервуара важливо забезпечити: Оптимальну відстань між свердловинами: мінімальна рекомендована відстань – 2500 м.

Регулювання дебіту: контроль швидкості закачування охолодженого теплоносія для уникнення надмірного охолодження продуктивної зони.

Моніторинг параметрів: систематичний контроль температури закачування, тиску та рівня теплоносія.

Пропозиції щодо перепрофілювання свердловин

Температура пластових вод: 120–130 °С дозволяє забезпечити ефективний тепловий потік.

Стан обсадних колон: цілісність обсадних труб Ø426 мм та Ø324 мм підтверджує можливість їхнього використання після додаткової ревізії.

Дебіт: за попередніми оцінками, продуктивність свердловин може сягати 20–30 л/с, залежно від гідродинамічних властивостей пласта.

Проблемні аспекти для подальшого дослідження:

1. Висока мінералізація води викликає необхідність використання корозійностійкого обладнання.
2. Потреба у додатковій ізоляції: необхідно цементувати зони з низькою проникністю, щоб уникнути втрат теплоносія. Ліквідація міжколонних перетоків.
3. Відстань між свердловинами: для запобігання "холодному прориву" необхідно оптимізувати схему розташування свердловин.

Технічна адаптація свердловини:

– провести цементування затрубного простору для додаткової ізоляції неізольованих зон. Замінити НКТ на корозійностійкі труби Ø60,3/73 мм для забезпечення довговічності системи у свердловині Н-1. Встановити високотемпературні занурювальні насоси для забезпечення стабільного дебіту. Провести перфорацію у найгарячіших інтервалах пласта для максимального відбору геотермального ресурсу.

– покращити роботу системи «Свердловина-пласт»: Оптимізація дебіту для забезпечення максимальної тепловіддачі без втрати тиску в продуктивній зоні. Провести ревізію устьового обладнання. Заміряти поточний вибій свердловин та перевірити герметичність обсадних колон.

Автоматизація (пропозиції):

– встановити системи моніторингу та управління для оперативного контролю роботи системи та запобігання аварійним ситуаціям.

На рис. 2.4 показана Технологія експлуатації теплового дуплета, яка запропонована для використання у системі відкритого циклу зі свердловинами Н-1 та Л-4. Принцип роботи:

- екстракція та повторне закачування рідини;

- теплоносій – геотермальний;
- швидкість потоку залежить від петрофізичних властивостей гірських порід і може регулюватися дросельним клапаном на гирлі свердловини.

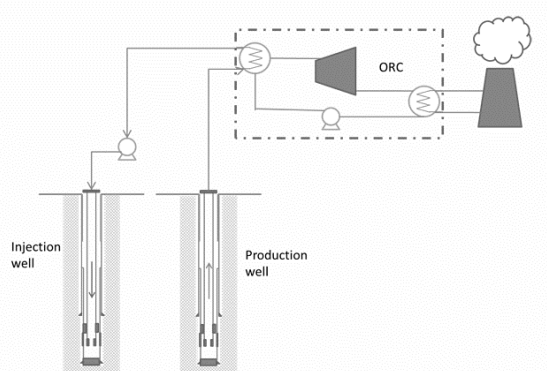


Рисунок 2.4 – Технологія експлуатації геотермального дуплета

Отже, запропоновані рекомендації стосовно перепрофілювання свердловини. Запропоновані методи перепрофілювання дозволяють забезпечити стабільний видобуток геотермальних ресурсів з перспективою інтеграції в національну енергетичну систему.

В даній таблиці представлені витрати на перепрофілювання свердловини Н-1 та будівництво нової Л-4. (Ціни були взяті в євро, проте переведені за курсом НБУ на дату проведення розрахунків)

Таблиця 2.2 – Економічні витрати для варіантів перепрофілювання або будівництва нової свердловини

Категорія витрат	Перепрофілювання	Будівництво нової
Геофізичні дослідження	3,000,000 грн.	50,000,000 грн.
Ремонтно-ізоляційні роботи	40,000,000,грн.	-
Буріння (5000 м)	-	290,000,000 грн.
Обсадні труби та цементування	5,000,000 грн.	40,000,000 грн.
Геотермальне обладнання (в.т.ч. теплообмінник)	10,000,000 грн.	60,000,000 грн.
Система циркуляції (насоси, труби)	8,000,000 грн.	40,000,000 грн.
Автоматизація та контроль	5,000,000 грн.	50,000,000 грн
Додаткові витрати	4,000,000 грн.	40,000,000 грн
Всього	75 млн грн.	570 млн грн.

Проект перепрофілювання свердловин має високі початкові витрати, що зумовлено необхідністю закупівлі корозійностійкого обладнання та проведенням підготовчих робіт. Проте операційні витрати є відносно невеликими завдяки низьким енергетичним витратам системи.

На рис. 2.5 представлено розрахунок економіки – витрати 570 млн на буріння та облаштування нової свердловини. Для спрощення розрахунків приймаємо, що капітальні витрати реалізуються впродовж першого року проекту. Ставка дисконтування – 17 % річних.

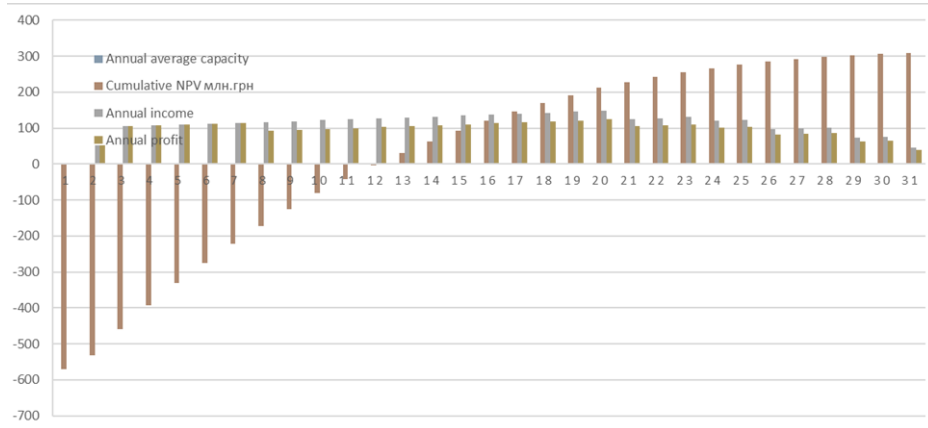


Рисунок 2.5 – Розрахунок NVP при будівництві нової свердловини(CAPEX 570 млн грн)

Тож, згідно даного моделювання, даний проект окупний за 11 років.

Згідно умови продажу теплової енергії за поточним тарифом з поступовим зростанням ціни на рівень інфляції 5 % на рік.

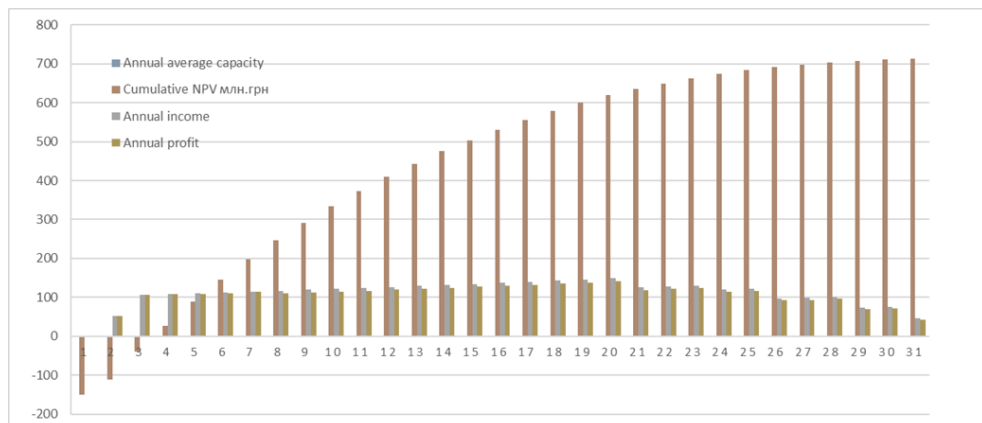


Рисунок 2.6 – Розрахунок NVP з умови перепрофілювання свердловин(CAPEX 150 млн грн.)

Дві свердловини x 75 млн кожна = 150 млн показує окупність на четвертий рік реалізації проекту виходячи із попередньої умови.

Формула для розрахунку доходу:

$$D = Q_{\text{рік}} \cdot T_{\text{тариф}}, \quad (2.3)$$

де D – річний дохід теплостанції (грн), $Q_{\text{рік}}$ – річна кількість тепла, виробленого станцією (Гкал), $T_{\text{тариф}}$ – тариф на продаж теплової енергії (грн/Гкал).

$$D = 69,340 \cdot 1500 = 104\,000\,881,6 \text{ грн.}$$

Оцінка витратної частини показала, що перепрофілювання виснажених нафтогазових свердловин є економічно доцільним рішенням для видобутку геотермальних ресурсів. Завдяки використанню існуючої інфраструктури вдалося значно зменшити витрати порівняно з бурінням нових свердловин. Геотермальне тепло, отримане внаслідок експлуатації дуплета на Термо-Н родовищі, має великий потенціал для комерційного використання в Україні.

В результаті отримано наступну потенційну потужність видобутку геотермальної енергії (рис. 2.7).

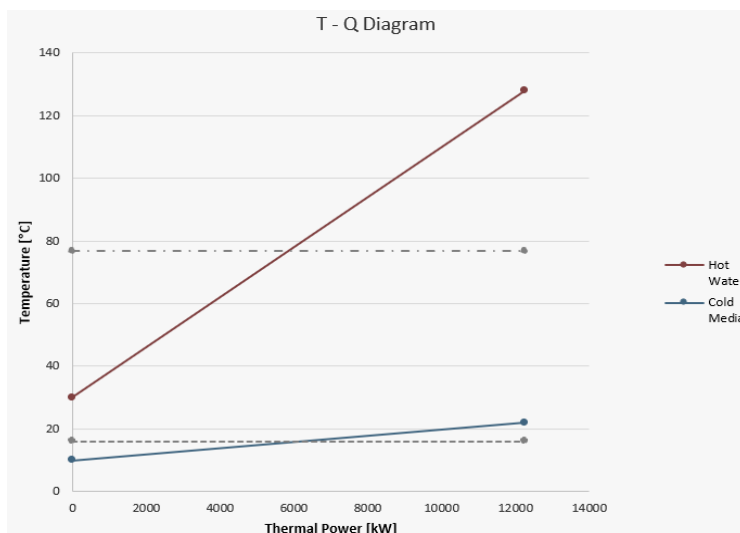


Рисунок 2.7 – Результати оціночних розрахунків видобутку геотермальної енергії

Обговорення результатів дослідження та розроблені рекомендації абзац табуляція

Дослідження підтвердило високу актуальність перепрофілювання виснажених нафтогазових свердловин для розвитку геотермальної енергетики в Україні. Зокрема, свердловин Н-1 та Л-4 для видобутку геотермальної енергії. Геологічні умови Дніпровсько-Донецької западини, пластові температури на рівні 120–130 °С, глибина понад 5000 м та високий дебіт до 2592 м³/добу забезпечують перспективність реалізації проєкту. Це дозволяє раціонально використовувати існуючу інфраструктуру, знижуючи капітальні витрати на будівництво нових свердловин.

Проведене моделювання в програмному забезпеченні FEFLOW дозволило:

- розрахувати потоки теплової енергії для відкритої системи з дублетом свердловин (одна нагнітальна та одна видобувна);
- визначити оптимальні параметри роботи системи, зокрема: дебіт, температуру теплоносія та термін служби системи;
- оцінити теплові втрати та ризики холодного прориву між свердловинами.

Виконані розрахунки підтвердили економічну вигоду перепрофілювання свердловин у порівнянні з будівництвом нових. Також було спрогнозовано інвестиційну окупність проєкту протягом прийнятного періоду часу, враховуючи річне виробництво теплової енергії та використання існуючої інфраструктури.

Для підвищення ефективності геотермальних систем у ДДЗ рекомендовано:

- використання сучасних матеріалів для зменшення втрат тепла в свердловинах;
- розширення геотермальних мереж для забезпечення тепlopостачання промислових і комунальних об'єктів;

- розробку детальних інструкцій з моніторингу та обслуговування системи.

Отримані результати можуть бути основою для розширення використання геотермальної енергії на інших територіях України з подібними геологічними умовами. Подальші дослідження слід спрямувати на інтеграцію геотермальної енергії з іншими відновлюваними джерелами енергії.

Висновки

1. Перспективність перепрофілювання свердловин: Геологічні умови Дніпровсько-Донецької западини, пластові температури на рівні 120–130 °С, глибина понад 5000 м та високий дебіт до 2592 м³/добу забезпечують перспективність реалізації проєкту з видобутку геотермальної енергії.

2. Економічна вигода: Перепрофілювання свердловин Н-1 і Л-4 коштує 150 млн грн і окуповується за 4 роки, тоді як буріння нової свердловини вартістю 570 млн грн окупається лише за 11 років. Це підтверджує доцільність використання існуючої інфраструктури.

3. Оптимальні параметри системи: Моделювання в програмному забезпеченні FEFLOW дозволило розрахувати потоки теплової енергії для відкритої системи з дублетом свердловин, визначити оптимальні параметри роботи системи, зокрема дебіт, температуру теплоносія та термін служби системи.

4. Моделювання та прогнозування з урахуванням розроблених рекомендацій: Моделювання в програмному середовищі FEFLOW показало, що перепрофілювання свердловин Н-1 і Л-4 забезпечує стабільний видобуток теплової енергії (69340 Гкал/рік) із мінімальними тепловими втратами протягом 20 років експлуатації.

Література

1. Арсірій Ю. О., Гошовський С. В. та ін. Атлас родовищ нафти і газу України. Львів, 1988. С. 139–145.
2. Кабышев Б. К., Шпак П. Ф., Билык О. Д. та ін. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / АН УССР, Институт геологических наук. Киев : Наукова думка, 1987. С. 95–117.
3. Щелкачев В. Н. Анализ параметров подобия гидравлики. *Нефтяное хозяйство*. 1951. № 7. С. 28–33.
4. Колодій В., Височанський І. та ін. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія і геохімія корисних копалин*. 1999. №1 (106). С. 21–29.
5. Тиндюк О. В. та ін. Звіт про пошукові сейсморозвідувальні роботи МСГТ на Новомиколаївській площі. Розсушенці : СУГРЕ, 2004. С. 69–75.
6. Aydin H., Merey S. Potential of geothermal energy production from depleted gas fields: A case study of Dodan Field, Turkey. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 164. P. 1076–1088.
7. Cheng W. L., Li T. T., Nian Y. L., Wang C. L. Studies on geothermal power generation using abandoned oil wells. *Energy*. 2013. Vol. 59. P. 248–254.
8. Garg S. K., Combs J. Appropriate use of USGS volumetric “heat in place” method and Monte Carlo calculations. *Proceedings 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, February, 2010. Stanford University. Stanford, California, USA, 2010. P.48.

9. Akin S. Geothermal Resource Assessment of Alaşehir Geothermal Field. *42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California. 2017. P. 56–65.
10. Sharma P., Al Saedi A. Q., Kabir C. S. Geothermal energy extraction with wellbore heat exchanger: Analytical model and parameter evaluation to optimize heat recovery. *Renewable Energy*. 2020. Vol. 166. P. 1–8.
11. Kohl T., Salton M., Rybach L. Data Analysis of the Deep Borehole Heat Exchanger Plant Weissbad (Switzerland). *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28–June 10, 2000. Tohoku, Japan, 2000. P. 3459–3464.
12. Fyk M. I., Biletskyi V. S., Abbood M., Desna N. A. Specifying the Methods to Calculate Thermal Efficiency of a Dual Production Well System “Fluid-Geoheat”. *Petroleum & Coal*. 2022. P. 62.
13. Михайленко А. А., Фик М. І. Геотермальний потенціал переведених нафтогазових свердловин Дніпровсько-Донецького басейну: можливості та виклики в контексті нанотехнологій. *Сучасні технології переробки паливних копалин*. 2024. С. 142.
14. Fyk M. I., Biletskyi V. S., Desna N. A. A Methodology for Calculating the Productivity of A Hydrocarbon-Geothermal Well. *Petroleum & Coal*. 2021. P. 63.

Bibliography (transliterated)

1. Arsiriy, Y. O., Goshovsky, S. V. et. al. (1988). Atlas of oil and gas fields of Ukraine. Lviv. P. 139–145.
2. Kabyshev B. K., Shpak P. F., Bilyk O. D. et. al. (1987). Heolohiya y neftehazonosnost Dneprovsko-Donetskoi vpadyny. *Neftehazonosnost / AN USSR, Ynstytut heolohycheskykh nauk*. Kyev: Naukova dumka. P. 95–117.
3. Shchelkachev V. N. (1951). Analyz parametrov podobyia hydryavlyky. *Neftianoe khoziaistvo*, 7, 28–33.
4. Kolodii V., Vysochanskyi I. et. al. (1999). Hidroheolohichni peredumovy naftohazonosnosti Pivnichnoho bortu Dniprovsko-Donetskoi zapadyny. *Heolohiia i heokhimiia korysnykh kopalyn*, 1(106), 21–29.
5. Tyndiuk O. V. et. al. (2004). Zvit pro poshukovi seismorozviduvalni roboty MSHT na Novomykolaivskii ploshchi. *Rozsushentsi : SUHRE*, 69–75.
6. Aydin H., Merey S. (2021). Potential of geothermal energy production from depleted gas fields: A case study of Dodan Field, Turkey. *Renewable Energy*, 164, 1076–1088.
7. Cheng W. L., Li T. T., Nian Y. L., Wang C. L. (2013). Studies on geothermal power generation using abandoned oil wells. *Energy*, 59, 248–254.
8. Garg S. K., Combs J. (2010). Appropriate use of USGS volumetric “heat in place” method and Mon-te Carlo calculations. *Proceedings 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, February, 2010. Stanford, California, USA. P. 48.
9. Akin S. (2017). Geothermal Resource Assessment of Alaşehir Geothermal Field. *42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California, 2017. P. 56–65.
10. Sharma P., Al Saedi A. Q., Kabir C. S. (2020). Geothermal energy extraction with wellbore heat exchanger: Analytical model and parameter evaluation to optimize heat recovery. *Renewable Energy*, 166, 1–8.

11. Kohl T., Salton M., Rybach L. (2000). Data Analysis of the Deep Borehole Heat Exchanger Plant Weissbad (Switzerland). *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu – Tohoku, Japan, May 28–June 10, 2000. (pp. 3459–34640). Tohoku, Japan.
12. Fyk M. I., Biletskyi V. S., Abbood M., Desna N. A. (2022). Specifying the Methods to Calculate Thermal Efficiency of a Dual Production Well System “Fluid-Geoheat”. *Petroleum & Coal*, 62.
13. Mykhailenko A. A., Fyk M. I. (2024). Neotermalnyi potentsial perevedenykh naftohazovykh sverdlovyn Dniprovsko-Donetskoho baseinu: mozhlyvosti ta vyklyky v konteksti nanotekhnolohii. *Suchasni tekhnolohii pererobky palnykh kopalyn*, 142.
- 14 Fyk M. I., Biletskyi V. S., Desna N. A. (2021). A Methodology for Calculating the Productivity of A Hydrocarbon-Geothermal Well. *Petroleum & Coal*, 63.

УДК 622.279.5

Н. В. Леонтьєва, М. І. Фик

КОМПЛЕКСНА ОЦІНКА ТЕХНОЛОГО-ЕКОНОМІЧНИХ ПЕРЕВАГ ПЕРЕПРОФІЛЮВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ ПРОЄКТІВ ДДЗ

Актуальність теми дослідження зумовлена потребою в оптимальному використанні існуючої інфраструктури, скороченні витрат на будівництво нових свердловин, а також забезпеченні екологічно чистої енергії для регіону та держави.

Аналіз технологічно-економічних переваг перепрофілювання свердловин: визначення геологічних умов Дніпровсько-Донецької западини, які сприяють видобутку геотермальної енергії, оцінка пластових температур, глибини та дебіту свердловин для підтвердження перспективності проекту, моделювання теплових потоків, використання програмного забезпечення FEFLOW для розрахунку потоків теплової енергії в системі з дублетом свердловин, визначення оптимальних параметрів роботи системи, оцінка теплових втрат та ризиків холодного прориву між свердловинами, прогнозування інвестиційної окупності проекту протягом прийняттого періоду часу, враховуючи річне виробництво теплової енергії та використання існуючої інфраструктури.

Метою цієї роботи є аналіз можливостей, переваг і викликів перепрофілювання нафтогазових свердловин у ДДЗ, з урахуванням технічних, економічних і екологічних аспектів за допомогою моделювання в програмі Feflow.

Дослідження окреслило технологічно-економічні переваги та підтвердило високу актуальність перепрофілювання споруджених раніше нафтогазових свердловин для розвитку геотермальної енергетики об'єктів ДДЗ в Україні. Зокрема, свердловин Н-1 та Л-4 для видобутку геотермальної енергії. Геологічні умови Дніпровсько-Донецької западини, пластові температури на рівні 120–130 °С, глибина понад 5000 м та високий дебіт до 2592 м³/добу забезпечують перспективність реалізації проекту. Проведене моделювання в програмному забезпеченні FEFLOW дозволило розрахувати потоки теплової енергії для відкритої системи з дублетом свердловин, визначити оптимальні параметри роботи системи, оцінити теплові втрати та ризики холодного прориву між свердловинами.

нами. Виконані розрахунки підтвердили економічну вигоду перепрофілювання свердловин у порівнянні з будівництвом нових. Також було спрогнозовано інвестиційну окупність проекту протягом прийнятного періоду часу близько 4 років, враховуючи річне виробництво теплової енергії та використання існуючої інфраструктури.

N. V. Leontieva, M. I. Fyk

COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC ADVANTAGES OF OIL AND GAS WELLS RE-PROFILING FOR GEOTHERMAL PROJECTS

The relevance of the research topic is due to the need for optimal use of existing infrastructure, reducing costs for the construction of new wells, as well as providing environmentally friendly energy for the region and the state.

Analysis of the technological and economic advantages of reprofiling wells: determining the geological conditions of the Dnieper-Donets Basin, which contribute to the production of geothermal energy, assessing reservoir temperatures, depth and flow rates of wells to confirm the project's prospects, modeling heat flows, using FEFLOW software to calculate heat energy flows in a system with a doublet of wells, determining the optimal parameters of the system's operation, assessing heat losses and risks of cold breakthrough between wells, predicting the project's investment payback over an acceptable period of time, taking into account the annual production of heat energy and the use of existing infrastructure.

The purpose of this work is to analyze the opportunities, advantages and challenges of reprofiling oil and gas wells in the DDZ, taking into account technical, economic and environmental aspects using modeling in the Feflow program.

The study outlined the technological and economic advantages and confirmed the high relevance of re-profiling previously constructed oil and gas wells for the development of geothermal energy at the DZ facilities in Ukraine. In particular, wells H-1 and L-4 for geothermal energy production. The geological conditions of the Dnipro-Donetsk Basin, reservoir temperatures of 120–130 °C, a depth of more than 5000 m and a high flow rate of up to 2592 m³/day ensure the prospects for project implementation. The modeling performed in the FEFLOW software allowed us to calculate the heat energy flows for an open system with a duplicate well, determine the optimal system parameters, and assess heat losses and risks of cold breakthrough between wells. The calculations confirmed the economic benefits of re-profiling wells compared to building new ones. The investment payback period of the project was also predicted to be about 4 years, taking into account the annual heat production and the use of existing infrastructure.