



Прийнято 25.11.2025. Прорецензовано 01.12.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 622.323.4:620.9:621.311.1

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-261-272

ІННОВАЦІЙНІ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ НАПРЯМИ ПОКРАЩЕННЯ ВТОРИННОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ ВИВЕДЕНИХ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Артишук Ю. М.

Головний фахівець з аналітичної роботи

ГПУ «Полтавагазвидобування» АТ «Укргазвидобування»

вул. Європейська, 173, м. Полтава, 36008, Україна

<https://orcid.org/0009-0007-9086-6973>

e-mail: tamaratkachenko1942@gmail.com

Анотація. Стаття досліджує комплексні інноваційно-технологічні рішення, орієнтовані на інтенсифікацію геотермальної реутилізації виснажених нафтогазових свердловин. Метою дослідження є верифікація технологічних підходів до репрофілювання свердловинного фонду з метою мобілізації його геотермального ресурсу та інкорпорації у низьковуглецеві енергетичні комплекси. Методологічний апарат дослідження базується на синтезі структурно-функціонального аналізу сучасних технологій свердловинної модернізації з чисельним моделюванням термогідродинамічних процесів, що визначають механізми енергетичного вилучення. Додатково реалізовано компаративний підхід до оцінювання ефективності альтернативних конфігурацій теплообмінного обладнання, установок з органічним циклом Ренкіна та підземних термоакумуляційних систем. Отримані результати засвідчують, що імплементація закритих геотермальних систем у поєднанні з оптимізованою архітектурою теплообмінників забезпечує суттєве підвищення стабільності та інтенсивності теплового потоку без ризику деструкції геологічного середовища. Встановлено, що інтеграція низькопотенційних ORC-модулів уможливорює ефективну трансформацію теплової енергії привибійних зон у електричну потужність, розширюючи діапазон енергетичного використання свердловин з обмеженими температурними параметрами. Моделювання систем міжсезонного термоакумуляції (BTES/ATES) підтвердило їх спроможність до тривалого енергозбереження, що створює передумови для формування автономних енергетичних мікро-систем на платформі законсервованих свердловин. Прикладна значущість дослідження визначається розробкою науково обґрунтованих технологічних рішень, що дозволяють оптимізувати витрати на консервацію свердловинних об'єктів шляхом їх трансформації у елементи поновлюваної енергетичної інфраструктури з досягненням економічного та екологічного ефекту. Представлені технологічні підходи придатні для застосування при проектуванні реконструкції промислових територій та формуванні регіональних енергетичних програм. Перспективи подальших наукових розробок пов'язані з удосконаленням предиктивних моделей теплової продуктивності на основі алгоритмів машинного інтелекту.

Ключові слова: геотермальні системи; покинуті свердловини; тепловідбір; органічний цикл Ренкіна; моделювання теплових процесів; вторинна енергетика.

Запропоноване посилання: Артишук, Ю. М. (2025). Інноваційні та технологічні напрями покращення вторинного енергетичного використання виведених з експлуатації нафтових свердловин. Нафтогазова енергетика, 2(44), 261-272. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-261-272.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Вступ

У площині проблематики системної трансформації світової енергетики та посилення вимог до зниження вуглецевого сліду індустріального сектору на перший план виходить завдання ідентифікації та верифікації альтернативних сценаріїв використання існуючих промислових активів, зокрема виснажених нафтогазових свердловин, які традиційно розглядалися переважно як об'єкти техногенного навантаження та природоохоронних зобов'язань. Проте новітні наукові дослідження та інженерно-технологічні розробки переконливо свідчать про збереження цими об'єктами суттєвого геотермального ресурсу, придатного для реалізації сталих низьковуглецевих схем теплозабезпечення або виробництва електроенергії за умови інтеграції передових методів енергетичної конверсії та термоакумуляції. Наукова актуальність проблеми визначається комплексом факторів: інтенсифікацією попиту на поновлювані енергоносії, потребою оптимізації фінансових витрат на консервацію та ліквідацію свердловинного фонду, а також стратегічними завданнями підвищення енергетичної автономності регіонів із вичерпаними вуглеводневими запасами.

Перспектива реутилізації законсервованих свердловинних структур створює умови для імплементації закритих геотермальних систем, низькопотенційних термодинамічних установок, підземних сезонних термальних резервуарів та цифрових систем прогнозно-аналітичного моделювання, що трансформуватиме екологічно проблемні індустріальні об'єкти у високопродуктивні енергогенеруючі комплекси. Саме цим обґрунтовується наукова значущість і прикладна цінність дослідження, орієнтованого на розробку науково-обґрунтованих технологічних рішень для інтенсифікації, стабілізації та забезпечення довгострокової ефективності процесів геотермального тепловідбору із виведених з експлуатації нафтових свердловин.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

У науковому середовищі спостерігається формування інтегрованої концептуальної парадигми, в межах якої законсервовані нафтогазові свердловини розглядаються не як об'єкти природоохоронних зобов'язань, а як перспективні компоненти поновлюваної енергетичної системи, що стимулює зростання обсягу наукових публікацій, присвячених геотермальній конверсії свердловинних активів, їх інкорпо-

рації у регіональні енергомережі та аналізу пролонгованих наслідків такої трансформації. У працях [1], [2] фіксується еволюція від фрагментарних технічних рішень до холістичного концептуального підходу, в межах якого виведені з експлуатації свердловини інтерпретуються як ключові елементи багатофункціональних геотермальних, термоакумуляційних та комбінованих енергетичних систем, здатних забезпечувати інтегроване теплопостачання, виробництво електроенергії та міжсезонне енергозбереження. Певна частина досліджень [3], [4] фокусується на ряді переваг закритих геотермальних систем, що дозволяють здійснювати контрольоване енергетичне вилучення без порушення гідрогеологічного режиму продуктивних горизонтів, а також на концепції синергетичної інтеграції таких систем із низькотемпературними термодинамічними установками та підземними термальними резервуарами. Окремий дослідницький вектор представлений роботами [5], [6], що підкреслюють значущість чисельного моделювання та інструментів цифрового прогнозування як фундаментального методологічного апарату для верифікації технічної реалізованості та ризик-оцінки геотермальної реутилізації з урахуванням геолого-структурних умов, експлуатаційного стану та територіального розподілу свердловинного фонду.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на активізацію досліджень у сфері геотермальної реутилізації виснажених нафтогазових свердловин, значний спектр науково-технічних проблем залишається нерозв'язаним, що гальмує процес широкомасштабного промислового застосування відповідних технологій. Зокрема, недостатньо висвітленими є питання забезпечення тривалої термодинамічної стійкості геологічних формацій в умовах систематичного енергетичного вилучення, а також математичного опису нестаціонарної теплогідродинаміки у багатокомпонентних конструкціях свердловинного стовбура з урахуванням складної просторової конфігурації теплообмінних елементів. Недостатньою є науково-методична база для підбору матеріалознавчих і конструктивних рішень, спрямованих на редукцію теплових втрат у приповерхневих зонах свердловини, де зазвичай локалізується основний термічний опір. Актуальним залишається завдання створення інтегрованих систем, що поєднують низькотемпературні енергоперетворювальні модулі, зокрема установки з

органічним циклом Ренкіна, із засобами цифрового прогнозування теплової потужності для формування адаптивних автономних енергогенеруючих комплексів.

Мета статті – обґрунтувати і систематизувати впровадження інноваційних і технологічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності вторинного енергетичного використання виведених з експлуатації нафтових свердловин.

Основні завдання дослідження:

- проаналізувати сучасні підходи до геотермальної реутилізації покинутих нафтових свердловин, узагальнити класифікацію технологічних схем вторинного енергетичного використання;
- розробити та дослідити математичні моделі процесів теплопровідності, конвекції та тепломасоперенесення;
- сформулювати обґрунтовані технологічні рекомендації щодо вибору оптимальних конфігурацій геотермальних систем і режимів їх роботи, визначити напрями підвищення ефективності вторинного енергетичного використання виведених з експлуатації нафтових свердловин.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Реалізація вторинного енергетичного потенціалу покинутих нафтових свердловин ґрунтується на комплексі технологічних рішень, які передбачають глибинну модернізацію конструкції стовбура, інтеграцію високоефективних теплообмінних систем, застосування спеціалізованих ізоляційних матеріалів та залучення існуючої інфраструктури родовищ до формування нової енергетичної функції, що дозволяє формувати інноваційну модель використання давно деградованих промислових активів у логіці циркулярної енергетики, відновлюваних ресурсів та низьковуглецевих технологій, що надалі істотно знижує навантаження на екологічні системи та забезпечує економічну ефективність регіонів, де розташовані виведені з експлуатації бурові об'єкти. Сучасні моделі геотермальних теплообмінників, інтегровані у покинуті свердловини, формуються як спеціалізовані інженерні конструкції, здатні забезпечувати стабільний тепловідбір без контакту з пластовою водою або глибинними флюїдами, що водночас мінімізує екологічні ризики та усуває потребу у періодичному технічному обслуговуванні, характер-

ному для відкритих систем [7]. Базовими технологічними рішеннями виступають U-подібні (U-tube) теплообмінники, коаксіальні (coaxial) системи, мостові конфігурації та комбіновані багатоконтурні моделі, що забезпечують підвищений коефіцієнт теплопередачі й адаптивність до різних глибин і діаметрів стовбура (рис. 1).

U-тип теплообмінника традиційно вважається одним із найбільш простих і надійних інженерних рішень, оскільки характеризується високою технологічною сумісністю з більшістю типових нафтових свердловин і дозволяє ефективно організувати циркуляцію теплоносія за рахунок природного розділення каналів на подаючий і зворотний, що мінімізує внутрішні турбулентні втрати, однак обмежує потенціал теплопередачі через відносно невелику площу поверхні теплообміну. Коаксіальні моделі, у свою чергу, демонструють вищу теплотехнічну результативність, оскільки внутрішній і зовнішній канали забезпечують інтенсивніший градієнт температур, а загальна площа теплообміну зростає завдяки конструктивній збірності, проте такі теплообмінники вимагають ретельнішого вибору матеріалів та високої якості монтажу [8].

Мостові та багатоконтурні системи представляють собою найбільш інноваційні розробки, що дозволяють створювати складні енергетичні конфігурації у стовбурі свердловини з максимальним використанням глибинного температурного потенціалу, а багатоконтурність циркуляції теплоносія забезпечує значне збільшення тепловідбору при одночасному зменшенні ризику температурної деградації порід у зоні впливу теплообмінника. Таким чином, вибір конструктивної моделі теплообмінника має враховувати глибину свердловини, термобаричні параметри, діаметр колони, ступінь цементзації, технічний стан стовбура та необхідну теплову потужність майбутньої енергетичної системи. Технологічна ефективність переоснащення покинутих свердловин у геотермальні теплообмінні системи напрямку залежить від застосування високоефективних матеріалів, стійких до високих температур, агресивних мінералізованих середовищ і багаторічних циклів нагрівання та охолодження, тому ключову роль відіграють полімерні композиції, армовані композити, спеціальні геотермальні сталі, базальтові волокна та високотемпературні поліетиленові трубопроводи, що дозволяють забезпечити оптимальну теплопровідність і мати мінімальний рівень деградації матеріалу протягом десятиліть експлуатації (рис. 2) [9].

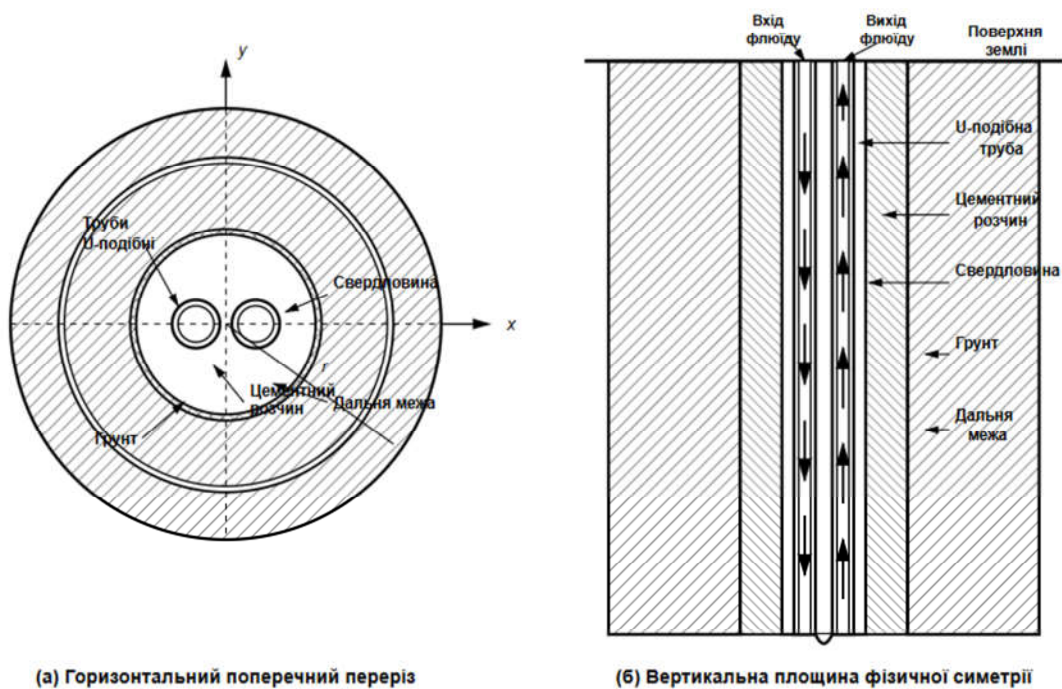


Рисунок 1 – Схема U-подібного теплообмінника у виведеній з експлуатації нафтовій свердловині

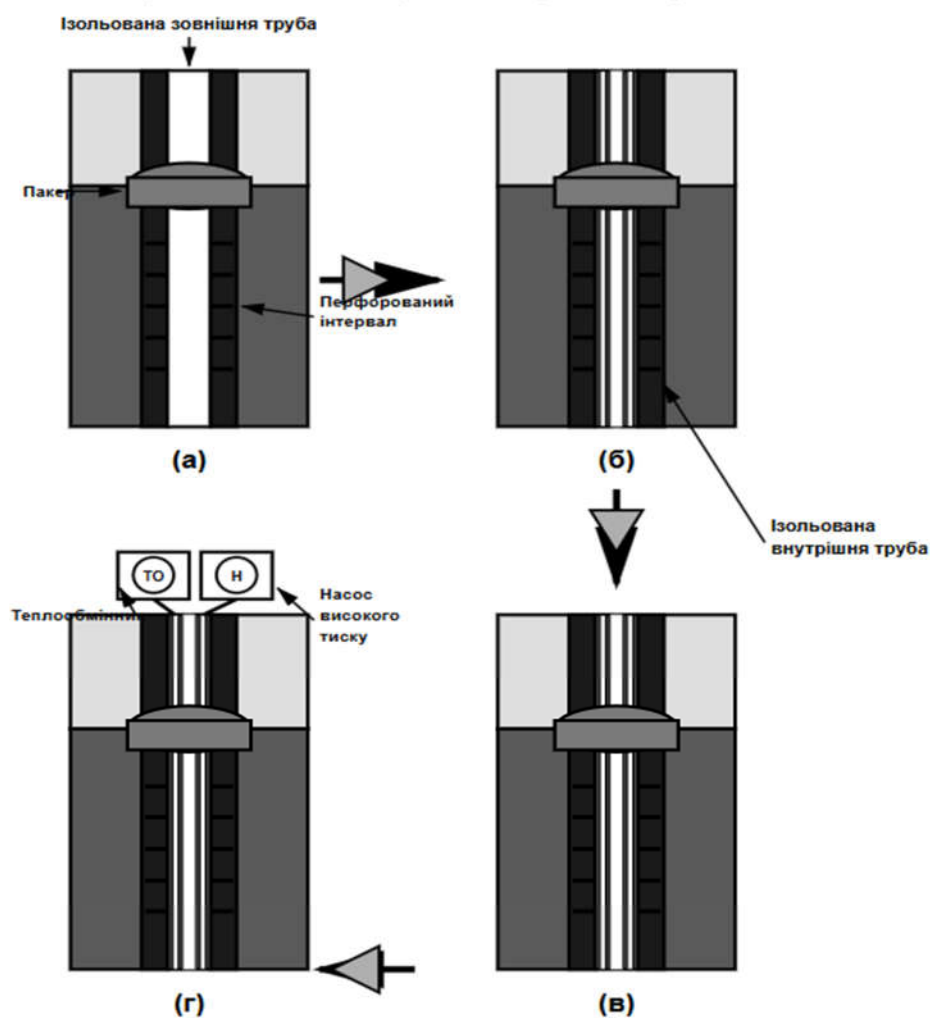


Рисунок 2 – Технологія переоснащення конструкції виведеної з експлуатації нафтової свердловини

Таблиця 1 – Ключові технологічні показники та їх обґрунтування для переоснащення свердловин у геотермальні системи

Показник	Орієнтовне значення	Технологічне обґрунтування
Діаметр обсадної колони	146–245 мм	Зумовлює можливість встановлення U- або коаксіального теплообмінника та визначає загальну площу теплообміну
Глибина свердловини	1500–3500 м	Впливає на геотермальний градієнт і максимальну теплоту, доступну для відбору
Температура на вибійній зоні	55–120 °C	Ключовий параметр для роботи ORC-систем та теплових насосів
Коефіцієнт тепловтрат у верхніх інтервалах	8–15 %	Потребує ізоляції для стабільності теплового контуру та зменшення охолодження
Теплова потужність свердловини	20–80 кВт	Залежить від типу теплообмінника, витрати теплоносія та градієнта температур
Строк служби геотермальної системи	25–40 років	Визначається якістю матеріалів, станом стовбура та надійністю ізоляції
Зменшення витрат у порівнянні з бурінням нової геотермальної свердловини	40–70 %	Використання наявної інфраструктури різко знижує капітальні витрати

Однією з переваг використання покинутих свердловин як геотермальних джерел є можливість системної адаптації вже існуючої інфраструктури нафтовидобутку, що включає під'їзні дороги, електричні лінії, насосні станції, майданчики облаштування, системи збору та моніторингу, що значно зменшує капітальні витрати і робить процес переоснащення економічно доцільним. У багатьох випадках доцільно використовувати наявні обв'язки гирла свердловин, встановивши модифіковані герметичні арматури, що дозволяють організувати циркуляцію теплоносія у закритому циклі без необхідності повної реконструкції гирлового обладнання [3].

Транспортні та енергетичні мережі на промислах можуть бути інтегровані в систему розподілу теплової або електричної енергії, зокрема для обігріву промислових об'єктів, теплиць, теплових насосів або локальних когенераційних установок, що формує нову енергетичну екосистему промислових регіонів. У випадку значних глибин і високого геотермального градієнта формуються локальні енергетичні мікромережі, де свердловини виступають базовими джерелами тепла для ORC-установок малої потужності (табл. 1).

Замкнені геотермальні системи, інтегровані у покинуті нафтові свердловини, дедалі активніше розглядаються як інженерно зрілі рішення для довготривалого теплового використання геологічних пластів завдяки тому, що циркуляція теплоносія здійснюється у герме-

тичному контурі, ізольованому від порових флюїдів та хімічно агресивних середовищ, що робить такі системи надзвичайно надійними в умовах глибоких свердловин і значної мінералізації. Прямі теплові схеми функціонують через безпосереднє передавання тепла від теплоносія до кінцевого споживача або теплового насоса, що є ефективним у регіонах із помірними геотермальними градієнтами. Натомість непрямі схеми передбачають інтеграцію проміжного теплообмінника, який дозволяє застосовувати різні робочі агенти, оптимізовані під конкретні технологічні умови, зокрема для режимів із високими тепловими навантаженнями або нестабільним температурним профілем надр [10]. Для оцінювання ефективності замкнених геотермальних систем застосовують розширені теплотехнічні моделі, які враховують як теплопровідність порід, так і радіальну конвекцію, що суттєво покращує точність розрахунку довготривалого тепловідбору. Утворимо формулу просторово-часової еволюції температурного поля довкола теплообмінника та дає змогу моделювати довгострокове виснаження теплового потенціалу.

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 T}{\partial t^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right), \quad (1)$$

де $T=T(r,z,t)$ – температура порід у циліндричній системі координат (К або °C);

r – радіальна відстань від стовбура свердловини (м);

z – глибинна координата (м);

Таблиця 2 – Технологічні параметри інноваційних енергетичних схем

Технологія	Температура джерела, °C	Потенціал тепловідбору	Обґрунтування
Closed Loop Geothermal	45–110	20–90 кВт	Стабільний тепловий профіль порід, відсутність флюїдних ризиків
ORC-блок	70–120	20–300 кВт електрики	Оптимально працює у низькотемпературних геотермальних умовах
BTES	10–40	100–1000 МВт·год/рік	Великі масиви порід формують природний акумулятор
ATES	5–25	До 500 МВт·год/рік	Використання водоносних горизонтів із високою конвективною здатністю

t – час (с);

$\alpha = \lambda / \rho c_p$ – термічна дифузивність породи;

λ – теплопровідність (м·К);

ρ – густина породи (кг/м³);

c_p – теплоємність Дж/(кг·К).

Органічний цикл Ренкіна стає звадою для конвертування низькотемпературного геотермального тепла покинутих свердловин у електричну енергію за рахунок використання робочих тіл із низькою температурою кипіння (ізопентану, ізобутану, толуолу або HFC-флюїдів), що істотно розширює можливості відбору енергії на об'єктах із температурою 70–120 °C, тобто там, де традиційні парові турбіни є непридатними. Ефективність ORC-блоків залежить від параметрів випаровування, тиску конденсації, термічної стабільності флюїду, конструкції теплообмінника та потужності турбіни, при цьому перспективні енергетичні моделі передбачають багатоступеневі ORC-схеми, у яких низькотемпературні вихідні гази першого циклу використовуються як джерело тепла для другого [5]. Для ORC-генерації доцільно зосередитись на точному моделюванні термодинаміки робочої речовини, що ґрунтується на рівняннях стану, а саме:

$$E_x = m c_p \left[(T_h - T_o) - T_o \ln \left(\frac{T_h}{T_o} \right) \right], \quad (2)$$

де E_x – ексергія теплового потоку, тобто частина тепла, придатна для перетворення на механічну або електричну енергію (Дж);

m – масова витрата теплоносія (кг/с);

T_h – температура гарячого джерела (вибій-на температура свердловини) (К або °C);

T_o – температура довкілля (К або °C).

Системи BTES (Borehole Thermal Energy Storage) та ATES (Aquifer Thermal Energy Storage), інтегровані у відпрацьовані свердловини, розглядаються як стратегічно значущі технології для акумуляції надлишкового промислового та сонячного тепла у теплий сезон з

подальшим відбором у холодний період року. BTES формує підземний «термічний циліндр», у якому породи нагріваються шляхом циркуляції теплоносія в глибинних трубах, тоді як ATES функціонує на принципі термогідродинамічного розділення теплих і холодних водоносних горизонтів, що дозволяє забезпечити високий рівень теплової ефективності і стабільне термічне відновлення ґрунтової маси (табл. 2) [11].

Сезонне зберігання тепла є критично важливим для енергосистем із нерівномірним споживанням, і відповідно затребує складні розрахункові моді, які враховують інфільтрацію, теплопровідність, зміни вологості та часові лаги нагрівання (рис. 3).

Тривимірне рівняння тепломасоперенесення для BTES/ATES побудуємо наступним чином:

$$\rho_{cp} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_w c_{pw} \vec{v} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + q, \quad (3)$$

де $\rho_{cp} \frac{\partial T}{\partial t}$ – накопичення тепла в породі;

$\rho_w c_{pw} \vec{v} \cdot \nabla T$ – конвективний перенос теплоти водою;

$\lambda \nabla T$ – теплопровідність Вт/(м·К);

q – джерела або стоки тепла (Вт/м³);

$\vec{v}$ – швидкість потоку підземної води (м/с).

Сформоване рівняння слугує основою для визначення рівня взаємодії між геотермальними, гідродинамічними і тепловими процесами у підземному середовищі.

Інтелектуальні моделі прогнозування теплової продуктивності покинутих свердловин базуються на аналізі багатовимірних часових і просторових даних, у які включають температуру на різних глибинах, літологію пластів, теплопровідність порід, геотермальний градієнт, конструкційні параметри свердловини, а

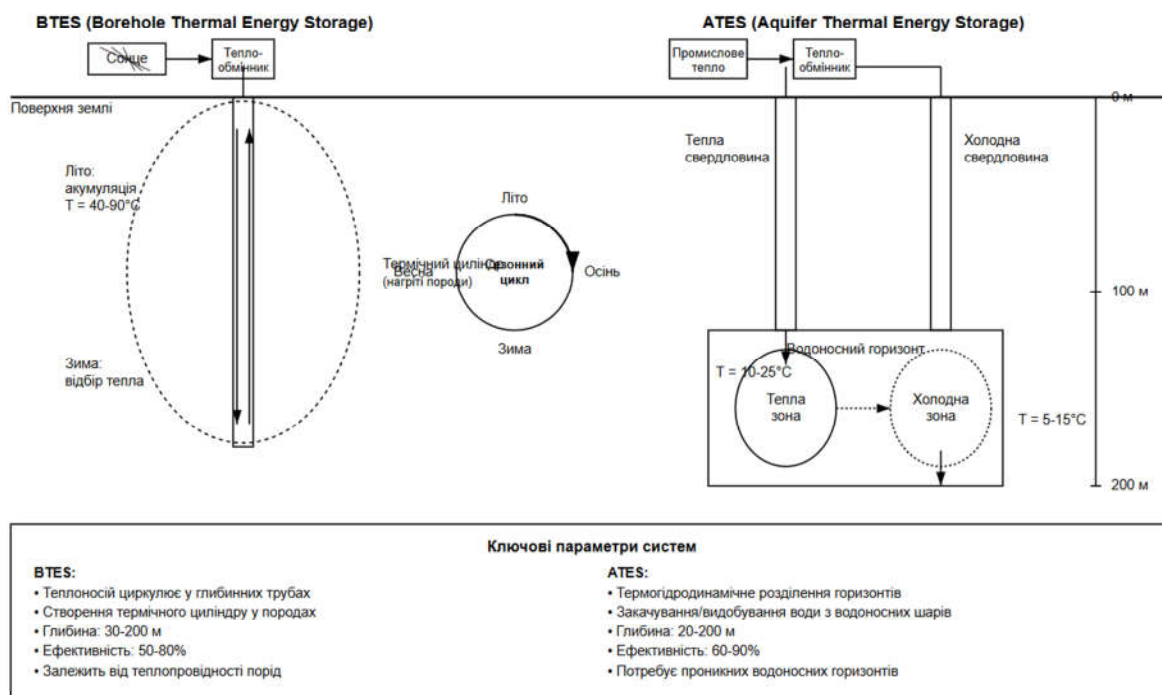


Рисунок 3 – Використання покинутих нафтових свердловин як систем сезонного зберігання тепла (BTES/ATES)

Таблиця 3 – Базові фактори цифрового прогнозування теплової ефективності

Параметр	Діапазон	Роль у моделюванні
Геотермальний градієнт	20–45 °C/км	Визначає максимальний тепловий ресурс
Теплопровідність порід	1.5–4.1 Вт/м·К	Впливає на швидкість відновлення тепла
Глибина свердловини	1500–3500 м	Формує температурний профіль
Параметри теплоносія	$с, \rho, \mu$	Визначають інтенсивність теплоперенесення
Точність AI-моделей	85–97 %	Показує рівень надійності прогнозів

також експлуатаційні дані теплообмінників [12]. Алгоритми Machine Learning, такі як Gradient Boosting, Random Forest, LSTM-рекурентні нейромережі та моделі Bayesian Optimization, знаходять приховані залежності і формують чіткі оптимізовані режими тепловідбору, що підвищує ефективність систем і забезпечує довготривалу стабільність роботи (табл. 3).

Математичний апарат, який застосовується в цифрових моделях, передбачає складні функціональні залежності, включно з нелінійними регресійними операторами. Наступна формула визначає стан універсальної структури моделей штучного інтелекту, які зіставляють багатовимірні параметри свердловини з довгостроковим тепловим потенціалом.

$$Q_{pred} = F(\{T_i\}, \{k_j\}, \{\phi_m\}, d, h, v, \lambda, \alpha), \quad (4)$$

де Q_{pred} – прогнозований тепловий потік (Вт);
 $\{T_i\}$ – температурні профілі (K, °C);
 $\{k_j\}$ – коефіцієнти теплопровідності (Вт/(м·K));

$\{\phi_m\}$ – петрофізичні параметри;
 d, h – діаметр і глибина свердловини (м);
 v – швидкість теплоносія (м/с);
 $F(\cdot)$ – нелінійний ML-оператор (нейромережа або бустинговий ансамбль).

Математичне моделювання тепловідбору в покинутих свердловинах ґрунтується на поєднанні дифузійно-конвективних рівнянь, що описують передачу теплоти у складній геометрії свердловинного стовбура, де теплообмін відбувається одночасно в радіальному, осьовому та часовому напрямках, і де характерні величини теплових потоків суттєво залежать від термобаричних умов пласта, фізичних властивостей порід і теплоносія, а також від конструкційних параметрів теплообмінників. У загальному вигляді модель теплоперенесення у свердловині описується узагальненим рівнянням енергії, що включає теплопровідність, конвекцію та джерельні складові, які дозволяють враховувати зворотні теплові ефекти, реологічні характеристики теплоносія та неліній-

ність температурних залежностей [8]. Узагальнене рівняння енергії для циркулюючого теплоносія виразимо як:

$$\rho_f c_{pf} \left(\frac{\partial T_f}{\partial t} + v_z \frac{\partial T_f}{\partial z} \right) = \frac{\partial}{\partial r} \left(k_{fr} \frac{\partial T_f}{\partial r} \right) + h(T_r - T_f) + S_f, \quad (5)$$

де $T_f(r, z, t)$ – температура теплоносія (К або °C);

v_z – осева швидкість потоку (м/с);

k_{fr} – теплопровідність теплоносія (Вт/(м·К));

$\rho_f c_{pf}$ – густина (кг/м³) та теплоємність теплоносія (Дж/(кг·К));

h – коефіцієнт тепловіддачі між стовбуром і теплоносієм;

T_r – температура породи на межі контакту (К або °C);

S_f – джерело тепла (насоси, низькочастотні коливання) (Вт/м³).

Рівняння описує одночасний вплив осевої конвекції, радіальної теплопровідності та теплового обміну через стінку труби, що є критичним для правильного прогнозу температурного профілю теплоносія при спускопідйомних операціях та тривалій циркуляції. Температурне поле в гірській породі моделюється рівнянням теплопровідності з урахуванням радіальної геометрії свердловини і повільної вертикальної міграції тепла. Радіально-осесиметричне рівняння теплопровідності в породі визначатимемо:

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} = \alpha_r \left(\frac{\partial^2 T_r}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_r}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_r}{\partial z^2} \right), \quad (6)$$

де $T_r(r, z, t)$ – температура порід (К або °C);

$\alpha_r = \frac{k_r}{\rho_r c_{pr}}$ – термічна дифузивність порід;

k_r, ρ_r, c_{pr} – теплопровідність (Вт/(м·К)), густина (кг/м³) та теплоємність порід (Вт/(м·К)).

Модель забезпечує можливість кількісної оцінки динаміки температурного поля геологічного масиву в процесі тривалої енергетичної експлуатації, що має критичне значення для прогнозування довгострокової продуктивності геотермальних систем теплового вилучення.

Продуктивність свердловини як геотермального ресурсу істотно залежить від глибини, оскільки саме вона визначає доступний температурний потенціал, обумовлений геотермальним градієнтом – величиною, що описує зміну температури з глибиною. Чим більша глибина свердловини, тим вищий температурний рівень у зоні теплообмінника та тим більша різниця

температур між теплоносієм і породами, що підвищує теплову потужність. Однак при надмірних глибинах зростає тепловий опір цементацийних інтервалів, а також ризики тривалих теплових втрат у верхніх частинах стовбура [1]. Швидкість циркуляції теплоносія впливає на величину теплового потоку через баланс між часом контакту теплоносія з гарячими зонами та гідравлічними втратами. Оптимальна швидкість є компромісом: надто мала швидкість зменшує тепловий потік, а надто велика – не дає теплоносію нагрітися. Тепловий потік через стінку труби з урахуванням багатопарового опору опишемо як:

$$Q = \frac{2\pi L(T_r - T_f)}{\frac{1}{h_i r_i} + \ln \frac{(r_o / r)}{k_t} + \ln \frac{(r_o / r)}{k_c} + \frac{1}{h_o r_c}}, \quad (7)$$

де Q – тепловий потік (Вт);

L – довжина теплообмінника (м);

r_i, r_o, r_c – внутрішній, зовнішній радіуси труби та цементацийної оболонки (м);

h_i, h_o – внутрішній і зовнішній коефіцієнти тепловіддачі (Вт/(м²·К));

k_t, k_c – теплопровідність труби і цемента (Вт/(м·К));

$\ln(\cdot)$ – логарифмічний опір теплопереносу.

Співвідношення забезпечує можливість кількісної оцінки впливу матеріалознавчих і конструктивних параметрів свердловинного об'єкта на інтенсивність теплової віддачі (табл. 4).

Все це описується тепловим дифузійним фронтом. Якщо теплота вилучається надто інтенсивно, у зоні довкола свердловини формується локальне охолодження, яке знижує продуктивність. Для цього застосовуються моделі дифузійного прогрівання порід, які визначають допустимий тепловий режим. Узагальнена модель сталості тепловідбору базується на аналітичному розв'язку рівняння теплопровідності для циліндричної області.

$$T(r, t) = T_0 + \frac{Q}{4\pi k_r} E_1 \left(\frac{r^2}{4\alpha_r t} \right), \quad (8)$$

де $E_1(\cdot)$ – експоненційний інтеграл;

Q – потужність теплового потоку (Вт);

T_0 – початкова температура (К або °C);

r – відстань від осі свердловини (м);

t – час (с);

α_r – дифузивність порід (м²/с).

Представлене рівняння уможливорює визначення швидкості температурної деградації привибійної зони та ідентифікацію моменту досягнення стаціонарного режиму теплового

Таблиця 4 – Вплив основних параметрів на теплову продуктивність свердловини

Параметр	Діапазон	Технічне обґрунтування	Вплив на тепловідбір
Глибина свердловини	1000–3500 м	Зростання температури з глибиною	Пропорційне збільшення теплового потоку
Геотермальний градієнт	20–45 °С/км	Визначає темп нагрівання порід	Лінійне збільшення приросту теплоти
Швидкість потоку теплоносія	0.3–1.2 кг/с	Оптимальна швидкість залежить від конструкції	Нелінійний максимум теплової продуктивності
Діаметр теплообмінника	50–120 мм	Визначає площу теплообміну	Зростання теплового потоку за логарифмічним законом
Теплопровідність порід	1.5–4.2 Вт/м·К	Зумовлює швидкість термічного відновлення	Висока провідність забезпечує сталість потоку

вилучення. Сталий тепловий відбір досягається, якщо тепловий фронт відновлення наздоганяє фронт відбору. Конструкція теплообмінника відіграє фундаментальну роль у величині теплового потоку. Найчастіше застосовуються три типи систем: U-подібні теплообмінники, коаксіальні системи та багатоконтурні конфігурації. Моделювання кожного різновиду здійснюється на основі різниці між ефективною площею теплообміну, внутрішньою гідравлікою та термічним опором матеріалів труб. Ефективність теплообмінника за критерієм NTU

$$\epsilon = 1 - \exp \left[-NTU^{0.78} (C_r^{-0.22}) \right], \quad (9)$$

де ϵ – ефективність теплообмінника;
 $NTU = UA/C_{min}$ – число одиниць теплопередачі;

U – загальний коефіцієнт теплоперенесення (Вт/(м²·К));

A – площа теплообміну (м²);

$C_r = C_{min} / C_{max}$ – відношення теплоємностей потоків.

Запропонована модель дає змогу порівняти різні конструкції за термодинамічним критерієм.

Таким чином, математичне моделювання тепловідбору у покинутих свердловинах дозволяє сформулювати кількісно обґрунтовані прогнози їх довготривалої продуктивності, раціонально обрати конструкцію теплообмінника, визначити оптимальні швидкості циркуляції та встановити допустимі режими експлуатації, за яких забезпечується сталий тепловий потік і мінімізується термічне виснаження геологічного середовища. Синтез результатів чисельного моделювання та комплексної техніко-економічної оцінки підтверджує, що представлені інноваційні технологічні рішення щодо інтенсифікації геотермальної реутилізації виснажених нафтогазових свердловин.

Висновки

За результатами виконаного дослідження підтверджено збереження виснаженими нафтогазовими свердловинами суттєвого геотермального ресурсу, придатного для ефективної експлуатації за умови імплементації передових технологічних підходів, спрямованих на інтенсифікацію теплового вилучення та редукцію енергетичних втрат у свердловинному стовбурі. Результати чисельного моделювання теплообміну засвідчили, що закриті геотермальні системи з оптимізованою архітектурою теплообмінних пристроїв та раціональними параметрами циркуляційного середовища забезпечують тривалу та рівномірну енергетичну віддачу без критичної деградації температурного режиму геологічного масиву. Встановлено, що глибина свердловинного об'єкта, величина геотермічного градієнта та теплофізичні характеристики порід визначають прогнозовану потужність і економічну доцільність геотермальної реутилізації.

Виявлено високу ефективність інтеграції геотермальних систем із низькопотенційними термодинамічними циклами електрогенерації, зокрема з установками на органічному циклі Ренкіна, що уможливорює утилізацію теплового потенціалу навіть за умов обмеженого температурного рівня у привибійній зоні. Ексергетичний аналіз підтвердив спроможність ORC-модулів забезпечувати значну електричну потужність за умови науково обґрунтованого відбору робочої речовини, термодинамічних параметрів випаровування та конструктивних рішень теплообмінного обладнання. Додаткова імплементація систем міжсезонного термоакумуляування (BTES/ATES) посилює потенціал довгострокового збереження енергії та компенсації сезонної нерівномірності енергоспоживання, формуючи адаптивні енергетичні комплекси на базі законсервованих свердловин.

Системне застосування методів математичного моделювання, теплофізичних обчислень і алгоритмів машинного інтелекту дозволило розробити науково верифіковані методології прогнозування довгострокової ефективності геотермальної реутилізації свердловинних об'єктів. Моделі на основі машинного навчання показали високу предиктивну точність у визначенні теплової потужності з урахуванням багатопараметричних характеристик: геолого-структурних умов, фізичних властивостей, конструктивних особливостей обсадної колони та гідродинамічних режимів циркуляції. Порівняльна оцінка теплообмінних конфігурацій

виявила переваги багатоконтурних схем для досягнення максимального енергетичного виходу. Отримані результати становлять методологічний базис для проектування інноваційних низьковуглецевих енергосистем на платформах виведених з експлуатації нафтових свердловин.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Яцишин Т. М. Аналіз рівня екологічної безпеки свердловин, що виведені з експлуатації. Актуальні питання нафтогазової галузі. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 4 (65). С. 26-33.
2. Tyszer M., Chmielowska A., Tomaszewska B. Initial recognition of the possibilities of use abandoned oil and gas wells to desalinate produced water. *E3S Web of Conferences*. 2020. vol. 154. p. 05002. DOI: 10.1051/e3sconf/202015405002
3. Boutot J., Kang M. Renewable energy production potential of abandoned and orphaned oil and gas wells and sites. *Environmental Research Letters*. 2025. vol. 20, no. 5. p. 054037. DOI: 10.1088/1748-9326/adc6a0
4. Kiamansouri M. Integration of Renewable Energy Sources in Oil and Gas Operations: A Sustainable Future. *EJCMR*. 2025. vol. 4. no. 1. p. 63-87. DOI: EJCMR/202450007
5. Rashid F., Singh D. N. Abandoned Oil and Gas Wells as an Alternative Geothermal Energy Source: Current Practices and Way Forward. *International Journal of Geomechanics*. 2025. vol. 25. no. 5. DOI: 10.1061/IJGNAI.GMENG-10280
6. Abou El Leil I. M., Omar F. Geothermal Energy Extraction from Abandoned Oil Wells as Sustainable Sources of Renewable Energy. *Bani Waleed University Journal of Humanities and Applied Sciences*. 2025. vol. 7. no. 5. p. 14-18. DOI: 10.58916/jhas.v7i6.568
7. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І., Бурачок О. В. Вплив технологічних режимів експлуатації свердловин на ефективність регулювання процесу обводнення газоконденсатних покладів діоксидом вуглецю. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 2 (79). С. 24-31. DOI: 10.31471/1993-9973-2021-2(79)-24-31.
8. Makedon V., Karpenko L., Petko S., Bondarenko S., Ryzhova V. Economic efficiency and environmental benefits of the development of renewable energy sources. *International Journal of Energy, Environment, and Economics*. 2024. no 32(2). P. 239–257. URL: <https://novapublishers.com/shop/economic-efficiency-and-environmental-benefits-of-the-development-of-renewable-energy-sources/>
9. Shawky A., El-Anbaawy M. I., Soliman R., Shaheen E. N., Osman O. A., Abdel Hafiez H. E., Shallaly N. A. Utilization of abandoned oil well logs and seismic data for modeling and assessing deep geothermal energy resources: A case study. *Science of the Total Environment*. 2024. vol. 946. p. 174283. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2024.174283
10. Chen F., Sun L., Jiang B., Huo X., Pan X., Feng C., Zhang Z. A Review of AI Applications in Unconventional Oil and Gas Exploration and Development. *Energies*. 2025. vol. 18, no. 2. p. 391. DOI: 10.3390/en18020391
11. Magaji A., Dou B., Gola G., Ali S., AL-Wesabi I. Transforming abandoned petroleum wells in the Nigerian sector of the Chad Basin into triplet borehole heat exchangers for sustainable power generation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. vol. 71. p. 1056-1069. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.05.275
12. Tang Y., Ding S., Lu Z., Zhang J. Abandoned Oil Wells Reuse for Low-Carbon Integrated Energy Systems: A Bi-Objective Interval Optimization. *Renewable Energy*. 2025. vol. 256. p. 124260. DOI: 10.1016/j.renene.2025.124260

References

1. Yatsyshyn, T. M. (2017). Analiz rivnia ekolohichnoi bezpeky sverdllovyn, shcho vyvedeni z ekspluatatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (4)65, 26-33. [in Ukrainian].
2. Tyszer, M., Chmielowska, A., & Tomaszewska, B. (2020). Initial recognition of the possibilities of use abandoned oil and gas wells to desalinate produced water. *E3S Web of Conferences*, 154, 05002. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202015405002>
3. Boutot, J., & Kang, M. (2025). Renewable energy production potential of abandoned and orphaned oil and gas wells and sites. *Environmental Research Letters*, 20(5), 054037. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/adc6a0>
4. Kiamansouri, M. (2025). Integration of Renewable Energy Sources in Oil and Gas Operations: A Sustainable Future. *EJCMR*, 4(1), 63-87. <https://doi.org/EJCMR/202450007>
5. Rashid, F., & Singh, D. N. (2025). Abandoned Oil and Gas Wells as an Alternative Geothermal Energy Source: Current Practices and Way Forward. *International Journal of Geomechanics*, 25(5). <https://doi.org/10.1061/IJGNAI.GMENG-10280>
6. Abou El Leil, I. M., & Omar, F. (2025). Geothermal Energy Extraction from Abandoned Oil Wells as Sustainable Sources of Renewable Energy. *Bani Waleed University Journal of Humanities and Applied Sciences*, 7(5), 14-18. <https://doi.org/10.58916/jhas.v7i6.568>
7. Matkivskiy, S. V., Kondrat, O. R., Khaidarova, L. I., & Burachok, O. V. (2021). Vplyv tekhnolohichnykh rezhymiv ekspluatatsii sverdllovyn na efektyvnist rehuliuвання protsesu obvodnennia hazokondensatnykh pokladiv dioksydom vuhletsu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, 2(79), 24-31. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2\(79\)-24-31](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2(79)-24-31) [in Ukrainian].
8. Makedon, V., Karpenko, L., Petko, S., Bondarenko, S., & Ryzhova, V. (2024). Economic efficiency and environmental benefits of the development of renewable energy sources. *International Journal of Energy, Environment, and Economics*, 32(2), 239–257.
9. Shawky, A., El-Anbaawy, M. I., Soliman, R., Shaheen, E. N., Osman, O. A., Abdel Hafiez, H. E., & Shallaly, N. A. (2024). Utilization of abandoned oil well logs and seismic data for modeling and assessing deep geothermal energy resources: A case study. *Science of the Total Environment*, 946, 174283. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.174283>
10. Chen, F., Sun, L., Jiang, B., Huo, X., Pan, X., Feng, C., & Zhang, Z. (2025). A Review of AI Applications in Unconventional Oil and Gas Exploration and Development. *Energies*, 18(2), 391. <https://doi.org/10.3390/en18020391>
11. Magaji, A., Dou, B., Gola, G., Ali, S., & AL-Wesabi, I. (2024). Transforming abandoned petroleum wells in the Nigerian sector of the Chad Basin into triplet borehole heat exchangers for sustainable power generation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 71, 1056-1069. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.275>
12. Tang, Y., Ding, S., Lu, Z., & Zhang, J. (2025). Abandoned Oil Wells Reuse for Low-Carbon Integrated Energy Systems: A Bi-Objective Interval Optimization. *Renewable Energy*, 256, 124260. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.124260>

INNOVATIVE AND TECHNOLOGICAL DIRECTIONS FOR IMPROVING THE SECONDARY ENERGY USE OF DECOMMISSIONED OIL WELLS

Artyshuk Yu. M.

Chief specialist for analytical works

GPU «Poltavagasvydobuvannya» JSC «Ukrasvydobuvannya»

Yevropeiska Str., 173, Poltava, 36008, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0007-9086-6973>

e-mail: tamaratkachenko1942@gmail.com

Abstract. The article explores comprehensive innovative and technological solutions aimed at intensifying the geothermal reutilization of depleted oil and gas wells. The purpose of the study is to verify technological approaches to the repurposing of well infrastructure in order to mobilize its geothermal potential and integrate it into low-carbon energy systems. The methodological framework is based on a synthesis of structural-functional analysis of modern well-modernization technologies with numerical modelling of thermohydrodynamic processes that determine the mechanisms of energy extraction. Additionally, a comparative assessment of the efficiency of alternative heat-exchange configurations, Organic Rankine Cycle (ORC) units, and underground thermal storage systems is conducted. The results demonstrate that the implementation of closed-loop geothermal systems combined with optimized heat-exchanger architectures significantly increases the stability and intensity of heat flow without risking geological degradation. It is established that the integration of low-temperature ORC modules enables efficient conversion of thermal energy from bottom-hole zones into electrical power, expanding the operational range for wells with limited temperature conditions. Modelling of interseasonal thermal storage systems (BTES/ATES) confirms their ability to ensure long-term energy retention, forming the foundation for autonomous energy microsystems based on decommissioned wells. The practical significance of the study lies in the development of scientifically grounded technological solutions that optimize the costs of well decommissioning by transforming these structures into elements of renewable energy infrastructure, achieving both economic and environmental benefits. The proposed technological approaches are applicable in industrial-site redevelopment and in shaping regional energy strategies. Prospects for further research include improving predictive models of thermal performance based on machine-intelligence algorithms.

Keywords: geothermal systems; abandoned wells; heat extraction; Organic Rankine Cycle; thermal-process modelling; secondary energy use.