

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ПОПАДИНЕЦЬ ТАРАС ПЕТРОВИЧ

УДК 620.91; 624.482

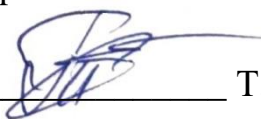
ДИСЕРТАЦІЯ
УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ОТРИМАННЯ
ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ З НАФТОГАЗОВИХ
СВЕРДЛОВИН

185 – Нафтогазова інженерія та технології

18 – Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело



Т.П. Попадинець

Науковий керівник: Кондрат Олександр Романович,
доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2026

Анотація

Попадинець Т.П. Удосконалення технології отримання геотермальної енергії з нафтогазових свердловин. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу МОН України, м. Івано-Франківськ, 2026.

Технології геотермальної енергії характеризуються мінімальним впливом на довкілля порівняно з традиційними викопними джерелами. Потенціал геотермальної енергії вдесятеро перевищує геологічні ресурси усіх видів палива разом узятих, проте гідрогеотермальні ресурси, що використовуються у світі, складають лише 1 % від загального теплового запасу надр. З огляду на поновлюваність, низьку собівартість вилучення та екологічну чистоту геотермальної енергетики, удосконалення технологій її використання є актуальним науковим завданням.

У світовій практиці розвитку відновлюваної енергетики підсилюється тенденція залучення до видобування геотермальних ресурсів непродуктивних, бездіючих законсервованих та ліквідованих нафтогазових свердловин. Такий підхід дозволяє мінімізувати капітальні витрати, пов'язані з бурінням нових свердловин, знижує техногенний вплив на довкілля та сприяє раціональному використанню геотермальних ресурсів.

Питання вилучення геотермальних ресурсів із застосуванням нафтогазової інфраструктури все ще залишається недостатньо дослідженим. Зокрема, невивченими є закономірності безпосереднього відбору теплової енергії під час руху робочого теплоносія в насосно-циркуляційній системі нафтогазових свердловин, а значні теплові втрати в низькотемпературних свердловинах обмежують ефективність геотермальних технологічних рішень.

Дана робота систематизувала основні результати попередніх досліджень та пропонує наступні рішення та методи щодо удосконалення технології вилучення

геотермальних теплових ресурсів з нафтогазових свердловин. Ключові досягнення даного дослідження, виходячи з поставлених задач, а також отримані закономірності та практичне значення відображено нижче.

Односвердловинні геотермальні системи систематизовано за чотирма класифікаційними ознаками: джерелом надходження теплоносія, конструкцією підйомної колони, способом циркуляції та способом зниження теплових втрат.

За результатами узагальнення геотермічних характеристик свердловин західного регіону України встановлено, що за середнього геотермічного градієнта $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ забезпечується технічна можливість впровадження низько- та середньоентальпійних геотермальних технологій. На основі оцінки гідротермального потенціалу діючих та ліквідованих нафтогазових родовищ обґрунтовано можливість техніко-енергетичного заміщення до 5,6 млрд м^3 природного газу на рік, що створює передумови для декарбонізації теплогенеруючого сектору.

Встановлено області раціонального застосування технологій вилучення геотермальних енергетичних ресурсів: закриті геотермальні системи (CLGS) - для низько- та середньотемпературних режимів; оптимізовані замкнені системи глибокої геотермальної енергії - для середньотемпературних режимів з підвищеною ефективністю тепловідбору; геотермальні системи з інтенсифікацією резервуару (EGS) - для високотемпературних режимів з подальшою тепло- та електрогенерацією.

В процесі системного аналізу методів прогнозування характеристик свердловинних геотермальних систем встановлено, що аналітичні методи дозволяють оцінювати теплові, гідравлічні та механічні характеристики елементів свердловинних систем, базуючись на фундаментальних рівняннях теплообміну, гідродинаміки та міцності, що є доцільним на початкових стадіях проєктування. Чисельні методи, зокрема використання програмних комплексів TOUGH2 та COMSOL Multiphysics, забезпечують можливість моделювання складних багатофазних та багатокомпонентних процесів у геотермальних системах.

Розроблено цифрову інформаційну модель теплогідродинамічних процесів у геотермальній цільовій свердловині, що складається з коаксіально розміщених ліфтової та обсадної колон, цементного каменю у вигляді довгомірного тонкостінного циліндра та породного масиву у формі товстостінної циліндричної оболонки. Необхідна довжина розрахункового об'єкту забезпечувалась частковим масштабуванням «еталонної» геотермальної системи при збереженні гідравлічної та теплової подібності параметрів робочого середовища.

За результатами побудови температурного профілю висхідного потоку нагрітого теплоносія встановлено залежність теплових втрат на шляху від вибою до устя свердловини від матеріалу підйомної колони — для сталевих, склопластикових, SiC-аерогелевих, вакуумно-ізольованих та наноккомпозитних труб. Застосування ізольованої підйомної колони зменшує теплові втрати у висхідному потоці, проте обмеження теплопередачі від висхідного до низхідного потоку призводить до зниження температури теплоносія на вибої. Зростання швидкості (витрати) руху геотермального теплоносія зменшує тривалість його теплообміну з гірською породою та температуру робочого агента на виході з свердловини.

За результатами порівняльного аналізу термогідравлічних характеристик теплоносіїв встановлено, що вибір робочого агента визначається метою проектування: застосування надкритичного діоксиду вуглецю є енергетично доцільним з огляду на нижчі питомі насосні витрати та вищу вихідну температуру робочого середовища, що забезпечує мінімізацію питомих енергетичних витрат, тоді як вода, попри більший гідравлічний опір та зростання насосних втрат, зберігає перевагу за об'ємною тепловою продуктивністю потоку та забезпечує максимізацію загальної теплопередачі.

Встановлено гіперболічний характер зміни температури теплоносія у коаксіальній геотермальній свердловині за тривалої експлуатації: упродовж перших 10 років температура знижується на 69,44 % з подальшим виходом на квазістаціонарний режим без істотного виснаження потенціалу системи.

Дослідження вилучення геотермальної енергії у свердловинах з горизонтальною ділянкою зумовлене зростанням обсягів похилоскерованого та горизонтального буріння в світі, і в Україні зокрема. За наявності протяжного горизонтального інтервалу, що залучає до тепловідбору більший об'єм гірських порід, L-подібні замкнені геотермальні системи характеризуються вищою термічною стабільністю порівняно з вертикальними та U-подібними конфігураціями.

Проведеним імітаційним моделюванням встановлено, що теплообмін у L-подібних замкнених геотермальних системах характеризується поєднанням швидкого початкового охолодження в зоні трубного контуру та повільного тепловідновлення порід на горизонтальних і похилоскерованих ділянках. Суттєвий вплив на термічну стійкість системи мають геометрична форма свердловини, теплофізичні властивості порід, гідравлічні характеристики потоку та особливості горизонтального інтервалу. Для дослідження побудовано сегментовану геометричну модель з нерівномірною трикутною сіткою у зовнішньому масиві порід, радіально-градієнтним ущільненням у пристовбурній зоні та максимальною роздільністю в горизонтальній ділянці зони первинного тепловідбору; для замикання рівнянь Нав'є-Стокса застосовано модифікацію Realizable k - ϵ двопараметричної моделі турбулентності.

Під час аналізу динаміки зміни температури геотермального теплоносія на виході L-подібної свердловини та часової еволюції її теплової потужності встановлено наявність двох етапів трансформації теплових характеристик геотермальної системи. Відповідно до отриманих результатів, процес вилучення геотермальної енергії характеризується швидким спадом температури, теплового навантаження та потужності з подальшим асимптотичним наближенням даних параметрів до постійних значень. Для L-подібної геотермальної системи наявність протяжного горизонтального інтервалу зумовлює менш інтенсивну часову деградацію теплових характеристик у порівнянні з вертикальними та U-подібними конфігураціями.

При моделюванні робочого процесу та порівняльного аналізу характеристик струминного насоса у випадку одночасного видобування залишкових вуглеводнів та геотермальної енергії отримано зростання коефіцієнта ежекції на 40,5 %, а ККД струминного насоса — на 28,6 % при використанні ежекційної системи з прямою циркуляцією робочого агента порівняно із зворотним рухом теплоносія в свердловині.

Розроблено аналітичну модель теплообміну теплоносія та геотермальної свердловини на основі системи рівнянь теплового балансу робочого агента в трубній колоні та затрубному просторі з урахуванням масової витрати, теплофізичних характеристик робочого середовища, матеріалу обсадної та підйомної колони і гірської породи, яка дозволяє визначити температуру теплоносія на виході зі свердловини за сценаріями прямої та зворотної циркуляції. На основі моделі «цифрового двійника» встановлено вплив конструкції свердловини та режиму її циркуляції на температуру теплоносія:

- гранична витрата теплоносія відповідає оптимальній витраті робочого агента, за якої досягається максимальна ефективність відбору геотермальної енергії за мінімальних втрат при транспортуванні;

- температура теплоносія нелінійно зростає з глибиною свердловини;

- залежність температури теплоносія від діаметра підйомних труб має обернений характер, що зумовлено взаємовпливом швидкостей низхідного та висхідного потоків і співвідношенням тривалості процесів нагрівання та транспортування робочого агента;

- зворотна циркуляція свердловини забезпечує вищу температуру нагрівання теплоносія порівняно з прямою незалежно від витрати робочої рідини, довжини та діаметра колон підйомних і обсадних труб.

Виявлену залежність температури теплоносія від співвідношення тривалості процесів нагрівання та транспортування робочого агента реалізовано в удосконаленій конструкції геотермальної насосно-циркуляційної системи, основним елементом якої є струминний насос, що утворює додатковий контур циркуляції робочої рідини, скорочуючи тривалість висхідного руху нагрітого

теплоносія за збереження тривалості його нагрівання. Визначення режимних параметрів системи здійснено за допомогою автоматизованого алгоритму, реалізованого мовою програмування Python. Встановлені основні джерела техніко-економічної ефективності використання геотермальної енергії нафтогазових свердловин:

- зменшення капітальних витрат проєкту (CAPEX) через економію витрат на буріння;
- додаткове підвищення температури теплоносія за рахунок удосконалення методів прогнозування його характеристик, вибору раціональної конструкції свердловин та оптимального режиму їх циркуляції, зменшення теплових втрат у висхідному потоці використанням свердловинних струминних насосів.

Запропонований критерій для порівняльної оцінки заходів підвищення ефективності вилучення геотермальних теплових ресурсів з бездіючих нафтогазових свердловин у вигляді питомої теплової енергії, отриманої теплоносієм в свердловині.

Наукова новизна проведених досліджень полягає в удосконаленні методу вибору технологій перепрофілювання нафтогазових свердловин, встановленні закономірностей теплогідродинамічних процесів у замкнених геотермальних системах вертикальних та горизонтально орієнтованих свердловин на основі розроблених цифрових моделей, а також в удосконаленні технології насосно-циркуляційної системи зі струминним насосом, захищеної патентом України на корисну модель. Особистий внесок дисертанта у працях, опублікованих у співавторстві, охоплює формулювання завдань дослідження, розроблення та реалізацію аналітичних і чисельних моделей теплогідродинамічних процесів, оброблення та інтерпретацію результатів і обґрунтування висновків. Практичне значення публікацій полягає у розширенні науково-прикладних засад підвищення ефективності використання низькоентальпійної геотермальної енергії з нафтогазових свердловин.

Ключові слова: геотермальна енергетика, геотермальні ресурси, тепловий баланс, температурний режим, геотермальні системи, геотермальний теплоносій, чисельне моделювання теплових процесів, гідравлічний розрив, геотермальна насосно-циркуляційна система, експлуатація нафтогазових свердловин, дебіт, струминний насос, імітаційне моделювання, свердловина, програмний комплекс.

ABSTRACT

Popadynets T.P. Technology Improvement for Geothermal Energy Extraction from Oil and Gas Wells. Qualification scientific work as the manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 185 – Oil and Gas Engineering and Technologies. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2026.

Geothermal energy technologies have a minimal environmental impact compared to traditional fossil fuel sources. The potential of geothermal energy is ten times greater than the geological resources of all types of fuel combined; however, the hydrogeothermal resources currently utilized worldwide account for only 1% of the total thermal reserves of the Earth's interior. Given the renewability, low extraction costs, and environmental friendliness of geothermal energy, improving the technologies for its use is a pressing scientific challenge.

In global renewable energy development practices, there is a growing trend toward repurposing of the unproductive, inactive, plugged and abandoned oil and gas wells for geothermal resources extraction. This approach minimizes capital expenditures associated with drilling new wells, reduces the anthropogenic impact on the environment, and promotes the rational use of geothermal resources.

The issue of extracting geothermal resources using oil and gas infrastructure remains insufficiently studied. In particular, the patterns of direct heat extraction during the movement of the working fluid in the pump-circulation system of oil and gas wells remain unexplored, and significant heat losses in low-temperature wells limit the effectiveness of geothermal technological solutions.

This work systematizes the main results of previous studies and proposes the following solutions and methods for improving the technology of extracting geothermal heat resources from oil and gas wells. The key achievements of this study, based on the set objectives, as well as the identified patterns and practical significance, are outlined below.

Single-well geothermal systems are classified according to four criteria: the source of the heat transfer fluid, well design, the circulation method, and the method of reducing heat loss.

Based on the results of a general analysis of the geothermal characteristics of wells in the western region of Ukraine, it has been established that, with an average geothermal gradient of 3 °C/100 m, the technical feasibility of implementing low-, and medium- geothermal technologies is ensured. Based on an assessment of the hydrothermal potential of active and decommissioned oil and gas fields, the possibility of technical and energy substitution of up to 5.6 billion m³ of natural gas per year has been substantiated, creating the prerequisites for the decarbonization of the heat-generating sector.

Areas for the rational application of technologies for extracting geothermal energy resources have been identified: closed geothermal systems (CLGS) — for low- and medium-temperature regimes; optimized closed deep geothermal energy systems — for medium-temperature regimes with increased heat extraction efficiency; Enhanced Geothermal Systems (EGS) – for high-temperature regimes with subsequent heat and power generation.

A systematic analysis of methods for predicting the characteristics of well-based geothermal systems has established that analytical methods allow for the evaluation of the thermal, hydraulic, and mechanical characteristics of well system components based on fundamental equations of heat transfer, hydrodynamics, and strength, which is appropriate during the initial design stages. Numerical methods, in particular the use of the TOUGH2 and COMSOL Multiphysics software packages, enable the modeling of complex multiphase and multicomponent processes in geothermal systems.

A digital information model of thermohydrodynamic processes in a geothermal production well has been developed, consisting of coaxially arranged production and casing strings, a cement plug in the form of a long, thin-walled cylinder, and a rock mass in the form of a thick-walled cylindrical shell. The required length of the calculation object was achieved by partial scaling of a “reference” geothermal system

while maintaining the hydraulic and thermal similarity of the working agent parameters.

Based on the results of constructing the temperature profile of the rising flow of the heated heat transfer fluid, the dependence of heat losses along the path from the bottom of the well to the wellhead on the material of the tubing was established—for steel, fiberglass, SiC aerogel, vacuum-insulated, and nanocomposite pipes. The use of an insulated tubing reduces heat losses in the upward flow; however, the restriction of heat transfer from the upward to the downward flow leads to a decrease in the heat transfer fluid temperature at the wellbore. An increase in the velocity (flow rate) of the geothermal heat transfer fluid reduces the duration of its heat exchange with the rock formation and the temperature of the working fluid at the wellhead.

Based on the results of a comparative analysis of the thermohydraulic characteristics of heat transfer fluids, it has been established that the choice of working fluid is determined by the design objective: the use of supercritical carbon dioxide is energetically advantageous due to lower specific pumping costs and a higher outlet temperature of the working agent, which ensures minimization of specific energy costs, whereas water, despite higher hydraulic resistance and increased pumping losses, retains an advantage in terms of volumetric heat capacity of the flow and ensures maximization of total heat transfer.

A hyperbolic trend in the change of coolant temperature in a coaxial geothermal well during long-term operation has been established: over the first 10 years, the temperature decreases by 69.44%, followed by a transition to a quasi-steady-state regime without significant depletion of the system's potential.

Research on geothermal energy extraction in wells with a horizontal section is driven by the growth in the volume of directional and horizontal drilling worldwide, and in Ukraine in particular. In the presence of an extended horizontal interval, which involves a larger volume of rock in heat extraction, L-shaped closed geothermal systems are characterized by higher thermal stability compared to vertical and U-shaped configurations.

Simulation modeling has shown that heat exchange in L-shaped closed geothermal systems is characterized by a combination of rapid initial cooling in the pipe loop zone and slow heat recovery in the rock formation along the horizontal and inclined sections. The geometric shape of the well, the thermophysical properties of the rock, the hydraulic flow characteristics, and the features of the horizontal interval have a significant impact on the thermal stability of the system. For the study, a segmented geometric model was constructed with a non-uniform triangular mesh in the outer rock mass, radially graded compaction in the wellbore zone, and maximum resolution in the horizontal section of the primary heat extraction zone; To solve the Navier-Stokes equations, a modification of the Realizable k - ε two-parameter turbulence model was applied.

During the analysis of the dynamics of temperature changes in the geothermal fluid at the outlet of an L-shaped well and the temporal evolution of its thermal power, the presence of two stages of transformation of the thermal characteristics of the geothermal system was established. According to the results obtained, the process of geothermal energy extraction is characterized by a rapid decline in temperature, thermal load, and power, followed by an asymptotic approach of these parameters to constant values. For an L-shaped geothermal system, the presence of an extended horizontal interval results in less intense temporal degradation of thermal characteristics compared to vertical and U-shaped configurations.

When modeling the operating process and performing a comparative analysis of jet pump characteristics in the case of simultaneous extraction of residual hydrocarbons and geothermal energy, an increase in the ejection coefficient of 40.5% was obtained, and a 28.6% increase in the jet pump efficiency when using an ejection system with direct circulation of the working fluid compared to reverse flow of the heat transfer fluid in the well.

An analytical model of heat transfer between the heat transfer fluid and the geothermal well has been developed based on a system of heat balance equations for the working fluid in the tubing string and annular space, taking into account the mass flow rate, thermophysical properties of the working agent, the material of the casing

and tubing string, and the rock formation, which allows determining the coolant temperature at the wellhead under direct and reverse circulation scenarios. Based on the “digital twin” model, the influence of the well design and its circulation regime on the coolant temperature was established:

- the maximum heat transfer fluid flow rate corresponds to the optimal working fluid flow rate, at which maximum geothermal energy extraction efficiency is achieved with minimal transport losses;
- the heat transfer fluid temperature increases nonlinearly with well depth;
- the relationship between the heat transfer fluid temperature and the diameter of the tubing pipes is inverse, which is due to the interaction of the velocities of the descending and ascending flows and the ratio of the durations of the heating and transport processes of the working fluid;
- reverse well circulation provides a higher heat transfer fluid heating temperature compared to direct circulation, regardless of the working fluid flow rate, and the length and diameter of the tubing and casing strings.

The identified dependence of the heat transfer fluid temperature on the ratio of the durations of the heating and transport processes of the working fluid has been implemented in an improved design of a geothermal pump-circulation system, the main element of which is a jet pump. This is achieved by creating an additional working fluid circulation loop, which reduces the duration of the heated coolant’s upward movement while maintaining the duration of its heating. The system’s operating parameters were determined using an automated algorithm implemented in the Python programming language. The main sources of technical and economic efficiency in the use of geothermal energy from oil and gas wells have been identified:

- reduction of project capital expenditures (CAPEX) due to savings on drilling costs;
- further increase in the heat transfer fluid temperature through improved methods for predicting its characteristics, selection of an optimal well design and circulation regime, and reduction of heat losses in the upward flow using well jet pumps.

The proposed criterion for a comparative assessment of measures to improve the efficiency of extracting geothermal heat resources from inactive oil and gas wells is expressed as the specific thermal energy obtained by the heat transfer fluid in the well.

The scientific novelty of the conducted research lies in the improvement of the method for selecting technologies for the repurposing of oil and gas wells, the identification of patterns in thermohydrodynamic processes in closed geothermal systems of vertical and horizontally oriented wells based on developed numerical models, as well as in the improvement of the pump-circulation system technology with a jet pump, protected by a Ukrainian utility model patent. The author's personal contribution to the co-authored works includes the formulation of research objectives, the development and implementation of analytical and numerical models of thermohydrodynamic processes, the processing and interpretation of results, and the justification of conclusions. The practical significance of the publications lies in expanding the scientific and applied foundations for improving the efficiency of low-enthalpy geothermal energy utilization from oil and gas wells.

Keywords: geothermal energy, geothermal resources, heat balance, temperature regime, geothermal systems, geothermal heat transfer fluid, numerical modeling of thermal processes, hydraulic fracture, geothermal pump-circulation system, oil and gas well production operations, flow rate, jet pump, simulation modeling, well, software.

Список публікацій здобувача

1. Паневник О.В., Попадинець Т.П. Вибір раціональної схеми використання нафтового струминного насоса. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2024. № 1(56). С. 60–67. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2024-1\(56\)-60-67](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2024-1(56)-60-67).

Здобувач визначив гідравлічні характеристики та провів їх порівняльний аналіз для двох найпоширеніших схем використання нафтового струминного насоса в свердловині; Паневник О.В. забезпечив загальне методологічне керівництво та формування структури статті.

2. Кондрат О.Р., Попадинець Т.П., Паневник Д.О. Аналіз методів оцінки геотермальних характеристик нафтогазових свердловин. Мінеральні ресурси

України. 2025. № 3. С. 32–37. <https://doi.org/10.31996/mru.2025.3.32-37>. Здобувач систематизував методи визначення теплогідродинамічних характеристик нафтогазових свердловин, виконав аналітичний огляд підходів до оцінки їх геотермального потенціалу та узагальнив результати; Кондрат О.Р. здійснив наукове керівництво дослідженням та методологічне обґрунтування; Паневник Д.О. долучився до аналізу технічних умов застосування розглянутих методів.

3. Panevnyk O.V., Panevnyk D.O., Popadynets T.P., Matvienkiv O.M. Increasing the efficiency of geothermal energy utilization in oil wells. *Nafta-Gaz*. 2026. Vol. 82. No. 2. P. 136–145. DOI:10.18668/NG.2026.02.03. Здобувач обґрунтував доцільність використання бездіючих нафтогазових свердловин для вилучення геотермальної енергії та здійснив аналіз теплофізичних характеристик насосно-циркуляційної системи; Panevnyk O.V. розробив математичну модель теплообміну теплоносія в свердловині на основі рівнянь теплового балансу; Panevnyk D.O. розробив конструкцію петротермальної насосно-циркуляційної системи зі струминним насосом та автоматизований алгоритм визначення режиму її роботи на мові Python; Matvienkiv O.M. долучився до аналізу конструктивних параметрів системи.

4. Пат. на корисну модель України № 162794, МПК (2026.01) E21B 43/00 F04F 5/10 (2006.01) F04F 5/24 (2006.01). Односвердловинна геотермальна система. //Паневник Д.О., Попадинець Т.П.: заявник Івано–Франківський національний технічний університет нафти і газу. № 2025 05499; заявл. 10.11.2025; опуб. 22.04.2026, Бюл. № 16. Здобувач обґрунтував технічне рішення з інтеграції струминного насоса з паралельною орієнтацією змішуваних потоків у схему односвердловинної геотермальної системи та його послідовного підключення до U-подібної підйомної колони, що забезпечує зменшення теплових втрат у висхідному потоці теплоносія; Паневник Д.О. здійснив розрахунок гідравлічних характеристик струминного насоса та обґрунтував параметри додаткового контуру циркуляції робочого теплоносія.

5. Panevnyk D.O., Panevnyk O.V., Popadynets T.P. Analysis of the processes of the oil and gas complex transformation in the context of the global energy sector

decarbonization. Proceeding 1st International Conference on Innovative Academic Studies. ICIAS 2022, Konya Technical University (KTUN), September 10 – 13 2022, Konya, Turkey. P. 265. <https://www.icias.net/>. *Здобувач узагальнив та систематизував досвід інтеграції технологій відновлюваної енергетики та геотермальних ресурсів в нафтогазову промисловість у контексті глобальної декарбонізації енергетичного сектору; Panevnyk D.O. визначив постановку задачі та здійснив науковий супровід дослідження; Panevnyk O.V. проаналізував тенденції трансформаційних процесів у нафтогазовому комплексі.*

6. Popadynets T., Iuras S., Panevnyk D. Geothermal potential of the western part of Ukraine. Proceeding 4nd International Conference on Applied Engineering and Natural Sciences. ICAENS 2022, Konya Technical University (KTUN), November 10 – 13 2022, Konya, Turkey. P.133. *Здобувач узагальнив геотермальні характеристики свердловин західного регіону України, та проаналізував технічні умови реалізації геотермальних систем на базі нафтогазових свердловин.; Iuras S. долучився до збору та опрацювання геотермальних даних регіону; Panevnyk D. виконав аналіз отриманих результатів.*

7. Nye R., Schiuma A.D., Yan M., Mejia C., Popadynets T., Demchuk Y., Iuras S. Asset Re-Purposing Feasibility for Geothermal Energy Production in Ukraine. Proceedings of the SPE Europe Energy Conference and Exhibition, Turin, Italy, June 26, 2024. 18 c. SPE-220042-MS. <https://doi.org/10.2118/220042-MS>. *Здобувач здійснив оцінку геотермального потенціалу свердловинного фонду західного регіону України та обґрунтував доцільність перепрофілювання бездіючих нафтогазових свердловин на прикладі цільового об'єкта дослідження; Nye R., Schiuma A.D., Yan M., Mejia C. розробили інтегрований хмарний workflow і виконали техніко-економічний аналіз; Demchuk Y. та Iuras S. долучились до підготовки дослідження та аналізу наявних геологічних та петрофізичних характеристик об'єкта дослідження.*

8. Panevnyk D.O., Popadynets T.P. Increasing the efficiency of using decommissioned oil and gas wells for geothermal energy extraction. The International Scientific and Practical Conference Khoshbakht Yusifzade's Recitations, Baku,

Azerbaijan, December 4-5 2024. P. 329–331. *Здобувач обґрунтував вплив конструктивних особливостей геотермальних свердловин та режиму їх промивання на температуру теплоносія, обґрунтував та верифікував аналітичну модель теплового балансу насосно-циркуляційної системи та встановив оптимальні параметри вилучення геотермальної енергії; Радєвник Д.О. розробив конструкцію насосно-циркуляційної системи зі струминним насосом для підвищення температури теплоносія на виході зі свердловини та здійснив наукове керівництво дослідженням.*

9. Panevnyk D., Popadynets T. Evaluation of the geothermal potential of oil and gas wells for heat supply systems. 5th International scientific and practical Conference: Energy. resources. ecology multifunctional eco- and energy-efficient, resource-saving technologies in architecture, construction and related industries ERE-2024, Kyiv December 3-5, 2025. P. 32–33. *Здобувач систематизував та критично проаналізував методи оцінки геотермальних характеристик нафтогазових свердловин з огляду на їх придатність до автоматизованого проектування геотермальних систем, обґрунтував класифікацію математичних моделей за локалізацією термодинамічних процесів та доцільність застосування програмних комплексів TOUGH2 і COMSOL Multiphysics для наскрізного моделювання системи; Радєвник Д. сформулював підходи до ранжування бездіючих свердловин за геотермальним потенціалом.*

ЗМІСТ

	стор.
Вступ	22
1 АНАЛІЗ ТЕНДЕНЦІЙ ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ СВІТОВОЇ ЕКОНОМІКИ	29
1.1 Характеристика джерел геотермальної енергії	29
1.1.1 Походження геотермальної енергії	29
1.1.2 Класифікація та області використання джерел геотермальної енергії	30
1.2 Аналіз світового досвіду реалізації технологій використання геотермальної енергії	34
1.3 Систематизація методів вилучення теплової енергії при використанні геотермальних систем перепрофілюваних нафтогазових свердловин	37
1.4 Аналіз особливостей застосування геотермальної енергії в Україні	44
Висновки за результатами аналізу та постановка завдань досліджень	48
2 КЛАСИФІКАЦІЯ, МЕТОДОЛОГІЯ ВИБОРУ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИ ПЕРЕПРОФІЛЮВАННІ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	50
2.1 Аналіз конструктивних схем геотермальних циркуляційних систем	50
2.1.1 Ізоляційні матеріали у свердловинних геотермальних системах	52
2.2 Методологія вибору технології перепрофілювання свердловин	53
2.2.1 Принципи побудови алгоритму вибору технології перепрофілювання свердловин	53
2.2.2 Підходи до багатокритеріального аналізу свердловин та обґрунтування вибору технології перепрофілювання свердловин	55

2.3 Аналіз методів прогнозування характеристик свердловинних геотермальних систем	56
2.3.1 Аналітичні методи визначення характеристик свердловинних геотермальних систем	57
2.3.2 Числові методи розв'язку алгоритмів прогнозування параметрів експлуатації геотермальних систем	66
Висновки	70
3 МОДЕЛЬ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ - ОРІЄНТОВАНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У МАСШТАБОВАНІЙ КОАКСІАЛЬНІЙ ГЕОТЕРМАЛЬНІЙ СВЕРДЛОВИНІ	72
3.1 Постановка задачі та методологічні засади моделювання	72
3.2 Геометричні параметри моделі, масштабування та критерії подібності	74
3.3 Обґрунтування вибору вихідних даних побудови моделі геотермальної свердловини	77
3.3.1 Граничні умови, параметри сіткової моделі та чисельного експерименту	77
3.3.2 Інтеграція геологічної інформації у CFD-модель коаксіальної свердловини за допомогою користувацьких функцій (UDF)	81
3.4 Результати параметричного аналізу ефективності коаксіальної системи	82
3.4.1 Вплив матеріалу насосно - компресорних труб на осьовий тепловий шунт	82
3.4.2 Аналіз теплового балансу коаксіальної геотермальної свердловини у стаціонарному режимі з урахуванням довжини секцій вакуумно-ізольованих труб (VIT)	87
3.4.3 Термогідравлічні закономірності та оптимізація режимів циркуляції теплоносія у геотермальній свердловині	90

3.4.4 Порівняльний аналіз теплоносіїв: вода та надкритичний діоксид вуглецю ($s\text{CO}_2$)	92
3.5 Аналіз часової деградації температури теплоносія на виході коаксіальної геотермальної свердловини впродовж десятирічного інтервалу експлуатації	94
Висновки	104
4 МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У L-ПОДІБНІЙ ЗАМКНЕНІЙ ГЕОТЕРМАЛЬНІЙ СИСТЕМІ	106
4.1 Аналіз сучасних тенденції розвитку L-подібних замкнених геотермальних систем	106
4.2 Фізичні процеси теплообміну та формування зони охолодження у L та U-подібних свердловинах	109
4.3 Комплексне моделювання L-подібної свердловини	111
4.3.1 Теоретична модель теплообміну у L-подібній замкненій геотермальній системі	111
4.3.2 Побудова геометричної та сіткової моделі масштабованої L-подібної свердловини	113
4.3.3 Методологія та принципи роботи зведеної моделі SBT v2.0 у довготривалому моделюванні при використанні платформи GeoCluster	119
4.3.4 Результати параметричного моделювання L-подібної свердловини	121
Висновки	127
5 РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЛУЧЕННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ	129
5.1 Вибір раціональної схеми використання струминного насоса свердловинної геотермальної системи	131
5.1.1 Встановлення структури рівняння гідравлічної характеристики струминного насоса геотермальної свердловини	131

5.1.2 Визначення режимних параметрів струминного насоса геотермальної свердловини	134
5.2 Вибір раціональних конструкторських та режимних параметрів односвердловинної геотермальної системи	138
5.2.1 Побудова аналітичної моделі односвердловинної геотермальної системи	138
5.2.2 Визначення температури теплоносія для різних конструкцій та режимів циркуляції свердловин	142
5.3 Розроблення алгоритму моделювання односвердловинних геотермальних систем	144
5.3.1 Геометрична репрезентація вертикальної та похило - скерованої геотермальних свердловин у двовимірній постановці	144
5.3.2 Масштабування геометричної моделі за осьовим напрямом та забезпечення теплової подібності	146
5.4 Удосконалення конструкції петротермальної насосно-циркуляційної системи	147
5.5 Техніко-економічна ефективність відбору геотермальних джерел енергії з нафтогазових свердловин	157
Висновки	163
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ВИСНОВКИ	166
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	168
ДОДАТКИ	179
ДОДАТОК А Список публікацій здобувача за темою дисертації	180
ДОДАТОК Б Односвердловинна геотермальна система. Методика вибору раціональної конструкції геотермальної насосно-циркуляційної системи та режиму її експлуатації	182
ДОДАТОК В Методика техніко-економічного оцінювання коаксіальної геотермальної свердловини з розрахунком питомої вартості тепла (LCOH) на основі результатів чисельного моделювання в середовищі PYTHON	191

ВСТУП

В епоху декарбонізації світової економіки зростає частка використання відновлюваних джерел енергії. Геотермальна енергія відзначається відновлюваністю, стабільністю, високою ефективністю, економічністю, цілодобовою доступністю, багатофункціональністю та мінімальним впливом на довкілля порівняно з викопними видами палива. Згадані особливості визначають ключові переваги геотермальної енергії над багатьма іншими відновлюваними джерелами. Класична технологія прямого використання геотермальних джерел енергії передбачає використання нагнітальних та видобувних свердловин, спорудження яких вимагає значних капітальних витрат пов'язаних з бурінням та облаштуванням необхідної інфраструктури

Додаткові матеріальні витрати зумовлені необхідністю здійснення гідравлічного розриву пласта на ділянці між нагнітальною та видобувною свердловиною. Суттєве зменшення капітальних витрат при спорудженні та облаштуванні геотермальної насосно - циркуляційних системи забезпечується використанням односвердловинних теплообмінників. При цьому усувається необхідність буріння двох свердловин, що суттєво скорочує матеріальні витрати та тривалість введення в експлуатацію геотермальних джерел енергії.

В процесі розвитку технологій використання геотермальних ресурсів виявилось можливим залучити до вилучення низькотемпературної теплової енергії нафтогазових свердловин недіючого експлуатаційного фонду. У цьому випадку крім можливості використання геотермальної енергії вирішується проблема повторного застосування сотень тисяч виведених з експлуатації свердловин.

Вагомий внесок в теорію геотермальних систем і відновлювану енергетику та практику їх застосування внесли Долінський А.А., Дубовський С.В., Іонін Є.Є., Карпенко В.М., Кондрат О.Р., Кравченко І.П., Кудря С.О., Маляренко В.А., Морозов Ю.П., Сапегин С.В., Стародуб Ю.П., Судаков А.К., Фик М.І., Халатов А.А., Чудик І.І., а також іноземні науковці: Роланд Хорн, Джефрі Тестер, Джемі

Беардсмор, Марк Зобак, Девід Брун, Гайя Фальконе, Томаш Сліва, та багато інших дослідників та вчених.

Технологія отримання теплової енергії з односвердловинних геотермальних систем, однак, вимагає проведення комплексу додаткових аналітичних та експериментальних досліджень. Задача підвищення ефективності прогнозування процесу вилучення геотермальної енергії зумовлює необхідність розвитку аналітичних методів визначення видів й гідродинамічних та теплових характеристик теплоносія для різних умов його циркуляції в свердловині. Зокрема використання односвердловинних теплообмінників вимагає вибору типу теплоносія та розроблення методів визначення оптимальної витрати теплоносія та раціональної конструкції підйомної колони (НКТ) для різних глибин свердловини та теплофізичних характеристик гірської породи. Необхідність розв'язку вищезгаданих задач визначає актуальність проведених досліджень.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота носить науково-прикладний характер і входить в комплекс тематичних планів окреслених Енергетичною стратегією України на період до 2050 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» 21.04.23 № 373-р, Національним планом з енергетики та клімату на період до 2030 року, затвердженим розпорядженням КМ України від 25.06.2024 року № 587-р, а також пов'язана з проблематикою науково-дослідних робіт Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Окремі розділи роботи виконані та представлені відповідно до міжнародного грантового проєкту GEOSYN CORDIS_project_101172812_en. Geothermal synergy: enhancing Industrial energy efficiency through steam high-temperature heat pumps and heat-powered cooling systems with operational flexibility and public trust. Grant agreement ID: 101172812. EC signature date 13 July 2024, Start date 1 November 2024, End date 31 October 2027. Coordinated by AGENZIA PER LA PROMOZIONE DELLA RICERCA EUROPEA (Italy). DOI: 10.3030/101172812.

https://cordis.europa.eu/project/id/101172812?fbclid=IwZXh0bgNhZW0CMTAAR30GmUuzoIUZK7IMws098lX17Pm41NFhHl6W2ByZOFDKAZGq8PYcvfBUOw_aem__ujJcsm9LPNB2ynRhjifZQ.

Мета і завдання дослідження. Підвищення ефективності вилучення низькоентальпійної геотермальної енергії з нафтогазових свердловин шляхом удосконалення цифрових моделей теплогідродинамічних процесів та технології насосно-циркуляційної системи.

Для досягнення поставленої мети сформульовані наступні завдання досліджень:

1. Розробити алгоритм вибору технології перепрофілювання нафтогазових свердловин у геотермальні системи на основі систематизації світового досвіду та критеріїв раціональності.

2. На основі методів цифрового моделювання встановити закономірності теплогідродинамічних процесів у замкнених геотермальних системах вертикальних свердловин з коаксіальним розміщенням НКТ та свердловин з горизонтально орієнтованими ділянками.

3. Розробити удосконалену технологію геотермальної насосно-циркуляційної системи зі струминним насосом для зменшення теплових втрат у висхідному потоці та підвищення температури теплоносія на виході зі свердловини.

Об'єктом дослідження є теплогідродинамічні процеси в свердловинній насосно-циркуляційній системі нафтогазових свердловин.

Предмет дослідження – термодинамічні та гідравлічні зв'язки між елементами свердловинної геотермальної насосно-циркуляційної системи.

Методи досліджень. Для розв'язку сформульованих завдань досліджень застосовувались фундаментальні положення термо - гідродинаміки, методи системного та статистичного аналізу. Зокрема:

— постановка завдань досліджень здійснювалась на основі класифікації, систематизації та узагальнення світового досвіду застосування геотермальних систем;

- в процесі обґрунтування методів дослідження теплогідродинамічних процесів оцінено техніко - технологічні параметри потенційних нафтогазових об'єктів, перепрофільованих для використання в геотермальних системах;
- скінченно - елементний аналіз геотермальних свердловин, реалізований із застосуванням методів імітаційного моделювання;
- визначення режиму роботи насосно - циркуляційної системи, призначеної для видобування залишкових вуглеводнів та геотермальної енергії, а також удосконаленої конструкції петротермальної насосно-циркуляційної системи здійснювалось із застосуванням законів збереження енергії, суцільності потоків, методу електрогідродинамічної аналогії;
- при побудові аналітичної моделі односвердловинної геотермальної системи застосовано рівняння теплового балансу робочого середовища в її елементах;
- основні джерела техніко - економічної ефективності отримання геотермальної енергії з нафтогазових свердловин, визначені із залученням елементів економічного та критеріального аналізу.

Вірогідність проведених досліджень забезпечується коректною постановкою завдань теоретичних досліджень та узгодженням отриманих результатів з відомими.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

- удосконалено метод вибору технологій перепрофілювання нафтогазових свердловин для отримання геотермальної теплової енергії, який ґрунтується на встановленні області раціонального використання типу геотермальних систем, згідно запропонованих критеріїв раціональності та адаптованої моделі оцінки придатності використання;
- вперше на основі цифрового моделювання розроблено комплексну та сегментовану моделі теплогідродинамічних процесів у замкнених геотермальних системах вертикальних та горизонтально орієнтованих свердловин, на основі яких встановлено вплив типу теплоносія, матеріалу і конструкції ліфтових труб, режимів циркуляції та заходів зниження тепловтрат

у висхідному потоці теплоносія із застосуванням струминного насосу, що утворює додатковий контур циркуляції робочого середовища з паралельним змішуванням потоків і послідовним підключенням до U-подібної підйомної колони;

– вперше на основі розробленої сегментованої цифрової моделі вилучення геотермальної енергії встановлено наявність двох етапів трансформації теплових характеристик в свердловині з горизонтальною ділянкою, які характеризуються швидким спадом температури теплоносія, теплового навантаження та потужності з подальшим вирівнюванням температурних параметрів до постійних значень.

Практичне значення одержаних результатів.

Проведені дослідження складають теоретичну основу розробки та створення комплексу методичних, програмних, технічних і технологічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності використання геотермальної енергії нафтогазових свердловин. Науково - прикладне використання результатів досліджень полягає в наступному:

– обґрунтовано методику вибору схеми раціонального використання свердловинного струминного насоса для видобутку залишкових вуглеводнів та геотермальних енергетичних ресурсів з урахуванням параметрів насосно-циркуляційної системи та режимів експлуатації;

– розроблено аналітичний метод визначення вихідної температури теплоносія в односвердловинних геотермальних системах, що дозволило удосконалити конструкцію та режими циркуляції для підвищення теплопродуктивності;

– удосконалено схему геотермальної системи із зменшеними тепловими втратами у висхідному потоці завдяки впровадженню струминного насосу з паралельним змішуванням потоків і послідовним підключенням до U-подібної підйомної колони; встановлені основні джерела техніко-економічної ефективності отримання геотермальної енергії з нафтогазових свердловин та

запропонований критерій для порівняльної оцінки заходів підвищення ефективності використання геотермальної енергії нафтогазових свердловин.

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертаційної роботи отримані автором самостійно. В спільних публікаціях автору належить систематизація методів визначення теплогідродинамічних характеристик нафтогазових свердловин [44], розроблення аналітичної моделі геотермальної насосно-циркуляційної системи [29], [66], [86], розробка удосконаленої конструкції геотермальної системи [73], узагальнення та систематизація досвіду інтеграції технологій відновлюваної енергетики та геотермальних ресурсів в нафтогазову промисловість [84], [85], [47], [87].

Апробація результатів роботи. Основні результати роботи оприлюднено в доповідях та повідомленнях на 1st International Conference on Innovative Academic Studies (ICIAS), Konya Technical University (KTUN), September 10–13 2022, Konya (Turkey); 4nd International Conference on Applied Engineering and Natural Sciences (ICAENS), Konya Technical University (KTUN), November 10–13 2022, Konya (Turkey); SPE Europe Energy Conference and Exhibition, June 26 2024, Turin (Italy); International Scientific and Practical Conference Khoshbakht Yusifzade's Recitations, December 4-5 2024, Baku (Azerbaijan); 5th International Scientific and Practical Conference: Energy. resources. ecology multifunctional eco-and energy-efficient, resource-saving technologies in architecture, construction and related industries (ERE-2024), December 3-5 2025, Kyiv, а також розробкою Методики вибору раціональної конструкції геотермальної насосно-циркуляційної системи та режиму її експлуатації для односвердловинної геотермальної системи та Методики техніко-економічного оцінювання коаксіальної геотермальної свердловини з розрахунком питомої вартості тепла (LCOH) на основі результатів чисельного моделювання в середовищі PYTHON.

Публікації. Результати дослідження опубліковано 9 наукових праць, з яких: 1 стаття у наукових фахових виданнях України; 2 статті у виданнях, що входять до міжнародної наукометричної бази Scopus та WoS ; 1 – патент на корисну модель України; 5 – публікації апробаційного характеру.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається із вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел (93 найменувань на 12 сторінках), 3 додатків (на 26 сторінках). Основний текст роботи викладено на 146 сторінках та містить 10 таблиць і 49 рисунків. У додатках наведено ще 6 таблиць та 2 рисунки. Загальний обсяг роботи становить 205 сторінок.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ТЕНДЕНЦІЙ ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ СВІТОВОЇ ЕКОНОМІКИ

1.1 Характеристика джерел геотермальної енергії

1.1.1 Походження геотермальної енергії

Існуюча система поділу класичної первинної енергії поділяє енергетичні ресурси на дві великі групи: традиційні та нетрадиційні види енергії (рисунок 1.1) [1].



Рисунок 1.1 – Ієрархічна схема класичної первинної енергії

До традиційних видів енергії, які сьогодні мають широке використання в народному господарстві відносять: ядерне паливо (уран, торій та ін.), органічне паливо (тверде паливо - вугілля, торф; рідке паливо – нафта; газоподібне паливо – природний газ), гідромеханічна енергія. Нетрадиційні види енергії мають більш вузьку сферу використання і до них відносять: сонячну енергію, енергію вітру, біологічне паливо, енергію морських хвиль, геотермальну енергію та енергію приливів [1].

Потенціал геотермальної енергетики вдесятеро перевищує геологічні ресурси усіх видів палива разом узятих. Гідрогеотермальні ресурси, які використовують в світі, складають лише 1 % від загального теплового запасу

надр. Внаслідок перебігу ядерних реакцій всередині Землі температура її ядра становить близько 6500 °С, а на глибині 10 км від поверхні – 200–270 °С. Такий природний потенціал є перспективним для використання в енергетиці, оскільки він майже невичерпний і може надовго забезпечити людство екологічно чистою енергією. Як свідчать розрахунки, в разі використання теплоти Землі в промислових масштабах впродовж 40–50 млн років температура її ядра знизиться менш ніж на 10 °С [2].

Перепрофілювання бездіючих нафтогазових свердловин може забезпечити можливість зменшення поточного об'єму викидів метану, а також для зберігання енергії у підземних сховищах [3]. Повторне використання виведених з експлуатації нафтогазових свердловин, крім економічного та екологічного ефекту, має ще й соціальний ефект. За оцінками аналітиків, інвестиції в геотермальну енергетику до 2030 року зростатимуть на 10 % щорічно, а у 2030 році світове використання геотермальної енергії зросте на 33,25 % порівняно із 2021 роком [4]. До 2050 року очікувана геотермальна енергогенерація - 1400 терават-годин електроенергії на рік, в порівнянні з 67 ТВт×год в даний час [5]. Зважаючи на доступність, поширеність, відновлюваність і невичерпні запаси, стабільність теплових характеристик, низьку собівартість та екологічну чистоту геотермальної енергії узагальнення досвіду її використання є актуальним завданням досліджень.

1.1.2 Класифікація та області використання джерел геотермальної енергії

Починаючи з 1960-х та 1970-х років численні дослідники зосередилися на класифікації геотермальних ресурсів [6]. Деякі із запроваджених ними термінів все ще використовуються розробниками. Наприклад, базова структура для характеристики та оцінки геотермальних ресурсів Маффлера та Катальді [7] є основною для недавніх оцінок ресурсів Геологічною службою США та іншими організаціями. У більшості сучасних методів класифікації температура є основним параметром. В роботі [6] геотермальна енергетика систематизована за геологічними ознаками, термодинамічними властивостями порід-колекторів,

обсягами, накопиченим теплом та способами використання. У Геотермальному інституті Оклендського університету (Нова Зеландія) запроваджено систему класифікації геотермальних ресурсів за температурою пластової рідини [8] та їх здатністю виконувати необхідну роботу. Геотермальні ресурси поділяють на дві групи: високоенергетичні, які застосовуються для вироблення електроенергії та низькоенергетичні, що здатні реалізувати свій потенціал лише при прямому безпосередньому використанні. В Інституті наук про Землю університету у Рейк'явіку (Ісландія) [8] геотермальні ресурси поділяють на традиційні та нетрадиційні. Традиційні геотермальні ресурси локалізовані в гірських породах високої проникності, які містять теплоносії. Нетрадиційні геотермальні ресурси є малопроникними та потребують штучної стимуляції та підведення теплоносія для вилучення теплової енергії. За рівнем теплової енергії геотермальні ресурси поділяють на низькотемпературні ($<100^{\circ}\text{C}$), середньотемпературні (100°C – 190°C) та високотемпературні (190°C – 374°C) [9]. Армстед [10] класифікував геотермальні поля як напівтермальні (гаряча вода з температурою до 100°C на поверхні), гіпертермальні вологі поля (що виробляють гарячу воду та пару на поверхні) або гіпертермальні сухі поля (що виробляють суху насичену або перегріту пару). Одна з класифікаційних систем, що часто використовується, заснована на глибині розробки присутньої в надрах теплової енергії. Якщо відбір теплової енергії здійснюється з використанням свердловин глибиною менше або більше 400 м, геотермальні системи можна класифікувати як неглибокі або глибокі відповідно. Неглибокі геотермальні системи характеризуються низькою температурою та ентальпією. Глибокі геотермальні системи відзначаються середньою та високою температурою та ентальпією [11]. В процесі аналітичного визначення характеристик односвердловинних геотермальних систем запропоновано чотири категорії методів підвищення ефективності розрахунку параметрів вилучення теплової енергії [12]. Запропоновані розрахункові алгоритми засновані на теоретичній моделі вибійного теплообмінника для різних схем його використання в свердловині. Під час розв'язку розрахункових алгоритмів застосовано методи кількісного аналізу. З метою підвищення

достовірності результатів, отриманих при виконанні розрахункових процедур, рекомендовано одночасне використання декількох методів реалізації моделі теплообміну робочої рідини та гірської породи в свердловині. В Інституті нафтової інженерії університету Луїзіани (США) розглядають два типи односвердловинних геотермальних систем: закритого та відкритого типу [13]. В процесі систематизації згаданих схем використання односвердловинних геотермальних систем враховано локалізацію місця передачі теплової енергії. При застосуванні відкритих геотермальних систем видобувається нагріта пластова рідина. При цьому можливе одночасне закачування робочої рідини в гірську породу з поверхні з використанням наземних насосних агрегатів. Геотермальні системи закритого типу розглядаються як альтернативний варіант, відповідно до якого робоча рідина з низькою температурою кипіння циркулює через концентрично встановлені в свердловині герметичні труби.

Незважаючи на значний обсяг наукових досліджень, присвячених класифікації геотермальних ресурсів, досі не сформовано єдиного підходу, що інтегрував би геотермальні, гідрогеологічні, технічні та економічні критерії оцінки їх придатності для практичного застосування [7], [11]. Переважна частина сучасних класифікацій спирається на температурний принцип – поділ на низько-, середньо- та високотемпературні ресурси залежно від граничної температури теплоносія. Такий підхід дозволяє здійснювати орієнтовну регіональну оцінку, однак є недостатнім для прийняття інженерно-обґрунтованих рішень щодо впровадження геотермальних систем. Зокрема, температура флюїду без урахування глибини до ізотермічного горизонту, гірничо-геологічних умов, проникності колекторів, рівня мінералізації та можливості реалізації циркуляції не забезпечує повноти аналізу.

Класифікації, запропоновані Muffler & Cataldi (1978), а також інженерно-геотехнічні підходи Laloui & Rotta (2020), мають загальновизнану цінність у світовій практиці, однак їх застосування до умов платформених областей України є обмеженим через значні глибини залягання ізотерм 80–120 °C, слабку тріщинуватість порід, складний гідродинамічний режим і низький природний

тепловий потік. Крім того, у жодній із класифікацій не враховуються інфраструктурні фактори, зокрема технічний стан обсадних колон, придатність цементного кільця до тривалої теплоізоляції, наявність резервного обладнання та доступ до локальної мережі теплового споживання. Окремо слід відзначити, що у вітчизняній літературі класифікація ресурсів часто дублює світові підходи, однак без врахування сучасного стану фонду свердловин, який зазнав деградації внаслідок багаторічної експлуатації та відсутності санації після консервації.

Таким чином, актуальним науковим завданням є формалізація багатофакторної класифікації геотермальних ресурсів, яка б охоплювала не лише геотермальні параметри, а й гідрогеологічні, інфраструктурні, технічні та економічні характеристики. Такий підхід дозволить не тільки адекватно відобразити потенціал використання наявного фонду свердловин, а й створити наукову основу для обґрунтованого вибору свердловин-кандидатів при плануванні проєктів повторного використання у сфері геотермального теплопостачання.

Підсумовуючи, відзначимо що геотермальні ресурси класифікуються за температурними діапазонами на низько-, середньо- та високотемпературні системи, що відповідає градації їх ентальпійного потенціалу. Залежно від фізико-геологічних умов формування колекторів, ресурси поділяються на гідротермальні (з наявністю природного теплоносія в пласті) та петротермальні (із потребою в техногенному закачуванні теплоносія). Визначальними критеріями ефективності таких систем є температурна стабільність, екологічна безпечність та геологічна доступність. У контексті теплоенергетичного забезпечення, особливо в умовах розосереденої або децентралізованої генерації, найбільш перспективними є низькоентальпійні ресурси, які можуть бути використані за допомогою свердловинних замкнених геотермальних систем із теплообмінними колонами.

1.2 Аналіз світового досвіду реалізації технологій використання геотермальної енергії

Геотермальні свердловини є одним із найбільш перспективних джерел відновлюваного енергоресурсу, що забезпечує стабільне та екологічно безпечне виробництво теплової та електричної енергії. Відмінною рисою геотермальної енергетики є її незалежність від метеорологічних чинників, що вирізняє її серед інших відновлюваних джерел, зокрема сонячної та вітрової енергії, і робить ефективним варіантом для базового енергозабезпечення [14]. Використання геотермальних ресурсів надр Землі сприяє суттєвому скороченню викидів парникових газів, що відіграє важливу роль у процесі декарбонізації енергетичного сектору.

Традиційно геотермальна енергетика розвивалась в регіонах із підвищеною тектонічною та магматичною активністю, де високоентальпійні геотермальні флюїди циркулюють у природно-пористих і тріщинуватих колекторах, забезпечуючи ефективний теплообмін та високу продуктивність тепловидобувних систем [15]. Однак, сучасні тенденції в енергетичному секторі спрямовані на оптимізацію використання існуючої інфраструктури шляхом переоснащення та перепрофілювання нафтогазових свердловин для геотермального застосування [16]. Такий підхід дозволяє мінімізувати капітальні витрати, пов'язані з бурінням нових свердловин, знижує техногенний вплив на довкілля та сприяє раціональному використанню геотермальних ресурсів. Основними технологічними рішеннями в межах процесу перепрофілювання недіючих нафтогазових свердловин є інтеграція теплообмінних контурів у вигляді замкнених геотермальних систем (Closed-Loop Geothermal Systems) [17], [18], розгортання циркуляційних контурів для ефективного відбору геотермального тепла, а також застосування методів гідророзриву пластів (Hydraulic Fracturing, EGS) з метою створення штучних геотермальних резервуарів із покращеними параметрами теплопереносу. Ключовими факторами успішного переобладнання свердловин є всебічна оцінка їхніх термогідродинамічних характеристик, довготривала термостійкість обсадних

колон до впливу високих температурних градієнтів та стійкість конструктивних матеріалів до корозійного навантаження в умовах зміненого хімічного складу теплоносія [19].

В роботі [20], [84] показано, що проєкти відновлюваної енергетики стають частиною стратегії розвитку найбільших нафтогазових компаній, оскільки інтеграція технологій використання альтернативних джерел енергії в нафтогазову промисловість сприяє прискоренню трансформації світового енергетичного сектора. Функціонування сучасного паливно-енергетичного комплексу ускладняються необхідністю зниження викидів вуглекислого газу та переходу до використання екологічно чистих джерел енергії. Зважаючи на закріплену в Паризькій угоді 2015 року глобальну спрямованість на декарбонізацію світової економіки міжнародні нафтогазові компанії вимушені вкладати значні інвестиції у розвиток альтернативних технологій виробництва енергії, які забезпечують у своїй промисловій діяльності дотримування нових екологічних стандартів [21]. Геотермальний інжиніринг виведених з експлуатації нафтогазових свердловин – один із шляхів інтеграції технологій відновлюваної енергетики в нафтогазову промисловість [22].

Видобування петротермальних ресурсів з масиву нагрітих сухих порід без створення штучного колектору-резервуару здійснюється за допомогою свердловинного теплообмінника [1]. Принцип дії свердловинного теплообмінника зображений на рисунку 1.6 і полягає в наступному.

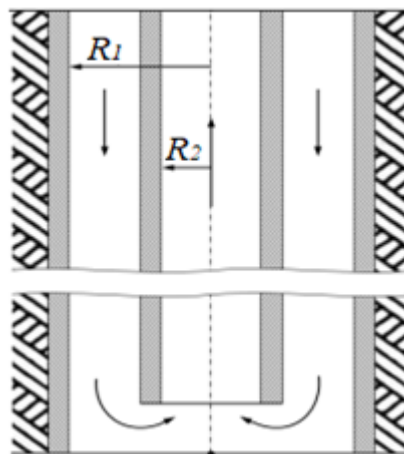


Рисунок 1.2 – Схема руху теплоносія у свердловинному теплообміннику типу «труба в трубі»

У свердловині, яка розкрила масив гарячих порід, розміщується вертикальна труба меншого діаметра. У проміжок між обсадною колоною свердловини і внутрішньою колоною труб подається холодний штучний геотермальний теплоносіє. Рухаючись уздовж свердловини, теплоносіє нагрівається за рахунок теплового потоку, що надходить від масиву. У верхній частині свердловини відбувається незначне охолодження теплоносія зустрічним потоком. Нагрітий геотермальний теплоносіє по внутрішній трубі повертається на поверхню для використання. Внутрішня труба може мати різну форму, крім прямої вона може бути U-подібною або закрученою у спіраль. Кількість теплоти, яка вилучається одиночною свердловиною, залежить від теплофізичних властивостей гірського масиву, що її оточує, витрат циркулюючого теплоносія, його теплофізичних властивостей і граничних умов між гірським масивом і теплоносієм, що рухається у вертикальній внутрішній трубі.

Аналіз реалізованих геотермальних проєктів у країнах з високим рівнем геотермальної активності, зокрема в Ісландії, Туреччині, Італії та США, засвідчив ефективність централізованих систем теплопостачання в умовах сприятливої геологічної будови: наявності тріщинуватих гірських масивів, високої теплопровідності порід та надлишкового теплового потоку [45, 46]. Проте вказані приклади реалізації не є репрезентативними для умов Східноєвропейської платформи, зокрема України, де температура на глибинах до 3 км часто не перевищує 100–120 °С, а гідрогеологічні умови ускладнені низькою проникністю порід та слабким природним водообміном. Значна частина реалізованих світових проєктів передбачає буріння нових свердловин із метою досягнення необхідного теплового потоку, що в умовах України є економічно недоцільним з огляду на вартість глибокого буріння і складність інфраструктурної інтеграції.

Сучасні концепції, які передбачають перепрофілювання відпрацьованих нафтових і газових свердловин як геотермальних теплообмінників, здобули поширення у публікаціях останніх років [47, 48]. Такі підходи суттєво знижують капітальні витрати, однак мають низку технологічних обмежень, що потребують

ретельного аналізу. Зокрема, у більшості досліджень недостатньо враховано зміну теплофізичних властивостей цементного кільця після тривалої експлуатації, деградацію ізоляційних бар'єрів, зниження міцності обсадних колон внаслідок корозійних процесів, а також складність адаптації існуючих конструкцій до режимів двофазної циркуляції. Результати ініціатив, подібних до Європейського дослідницького проєкту HEATSTORE (2019), є цінними в контексті моделювання сезонного накопичення тепла, проте не враховують специфіку використання низькоентальпійних ресурсів у свердловинах з деградованою гідравлікою та зниженою термальною інерцією.

Адаптація світових підходів до геотермального перепрофілювання свердловин потребує врахування оцінки зношеності тепломереж, технічного стану свердловин, сезонної мінливості попиту та геолого-теплофізичних особливостей геологічного середовища.

1.3 Систематизація методів вилучення теплової енергії при використанні геотермальних систем перепрофілюваних нафтогазових свердловин

Метою досліджень, наведених у даному розділі, є аналіз основних схем вилучення теплової енергії при експлуатації геотермальних систем перепрофілюваних нафтогазових свердловин на основі визначення основних класифікаційних ознак та узагальнення досвіду їх використання.

Геотермальні ресурси можна поділити на дві групи: гідротермальні у вигляді пари, води, газу та петротермальні, які утворені розігрітими сухих гірськими породами. Відмінністю петротермального джерела енергії є його повсюдне поширення, наближеність та пристосованість до споживача, порівняно низькі капіталовкладення та працемісткість при освоєнні, безвідходність, безпека в експлуатації та екологічна чистота. Особливістю петротермальних енергетичних систем є створення в масиві гарячих сухих порід штучної проникної зони, яка в подальшому виконує функцію колектору-резервуару. Геототермальні системи перепрофілюваних нафтогазових свердловин, на відміну від гідротермальних, не містять достатнього об'єму рідини для

відведення тепла [23]. Ідея використання геотермальних енергетичних ресурсів, накопичених в гарячих щільних породах, які не містять води була сформульована у 1970 році в лабораторії Лос-Аламосу. Основними елементами такої системи є створення сітки гідророзриву шляхом закачування теплоносія через нагнітальні свердловини.

Видобування петротермальних ресурсів з масиву нагрітих сухих порід може здійснюватись також без створення штучного колектору - резервуару за допомогою свердловинного теплообмінника. Застосування одинарної коаксіальної геотермальної системи може виявитись більш економічним ніж використання двох (нагнітальної та видобувної) свердловин. По колоні підйомних труб в свердловину, яка пробурена в масиві гарячих порід, спрямовується холодний теплоносій. Рухаючись уздовж свердловини, геотермальний теплоносій нагрівається за рахунок теплового потоку, що надходить від масиву гірської породи і спрямовується до устя свердловини. За сприятливих умов використання петротермальних теплоносіїв у 3-6 разів економічніше ніж теплові та атомні електростанції [24]. Геотермальні системи перепрофільованих нафтогазових свердловин ґрунтуються на застосуванні ресурсів, утворених розігрітими гірськими породами і можуть бути класифіковані як частина петротермальної енергетики. Температура теплоносія на виході з нафтогазових свердловин може бути підвищена шляхом застосування технології пластового горіння [25].

Найбільшою проблемою для створення промислів з видобування рідких і газоподібних копалин є велика трудомісткість і висока вартість виконання бурових робіт. Найперше це безпосередньо буріння, на додаток – облаштування свердловин додатковими обсадними колонами і, нарешті, освоєння свердловини. Середня вартість свердловини глибиною 3-3,5 тис. м сягає 2,5-3,5 мільйонів американських доларів [26]. Свердловина після 20–30 років експлуатації залишається в надрах разом з обсадними колонами, зберігаючи значну частку вкладеної вартості, повторне використання якої в традиційній нафтогазовій діяльності обмежене. З огляду на те, що буріння формує до 50–70 % капітальних

витрат геотермальної системи, залучення існуючих нафтогазових свердловин і наявної інфраструктури є економічно доцільним рішенням для відбору низькоентальпійної теплової енергії та теплопостачання будівель, із можливістю сезонної роботи системи в режимі підземного теплового сховища (англ. UTES – Underground Thermal Energy Storage).

Вилучення геотермальних енергетичних ресурсів може здійснюватись одночасно з видобуванням вуглеводнів. Наприклад, щоденний видобуток на дослідній свердловині нафтового родовища Chaupoу в Паризькому басейні становить 490 м³ мінералізованої пластової води з температурою 92° С і 10 м³ нафти [27]. Експлуатаційні свердловини можуть також оснащуватись встановленими на усті термоелектричними генераторами, що перетворюють теплову енергію пластового флюїду в електричну [28]. В додачу, свердловини можна переобладнати у системи виключно для отримання теплової енергії, які ще називають нафтотермальними системами.

Односвердловинні нафтотермальні системи можуть бути систематизовані за чотирма основними класифікаційними ознаками: джерелом надходження теплоносія, конструкцією підйомної колони, способом промивання свердловини та способом зниження теплових втрат (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Схема класифікації односвердловинних нафтотермальних систем

Джерело надходження теплоносія може мати зовнішнє, пластове або комбіноване походження. Зовнішнє походження відповідає класичній схемі вилучення геотермальної енергії при використанні виведених з експлуатації нафтових родовищ, коли робоча рідина подається у свердловину з поверхні за допомогою наземного насосного агрегата. Передача теплової енергії від гірського масиву здійснюється через експлуатаційну колону, що контактує з робочою рідиною. За такої схеми витрата холодного теплоносія, який подається у свердловину, відповідає витраті нагрітого теплоносія, що піднімається на поверхню.

У випадку пластового походження теплоносія застосовується вибійний насос, який забезпечує приплив рідини з продуктивного горизонту та її транспортування на поверхню. Комбіноване походження реалізується із використанням вибійної ежекційної системи [29], у якій робоча рідина подається з поверхні наземним насосом, а додаткова рідина підсмоктується з пласта.

Підйомна колона, що забезпечує циркуляцію теплоносія у свердловині, може мати коаксіальну, одинарну U-подібну або подвійну U-подібну конструкцію. У коаксіальних системах робоча рідина циркулює між внутрішньою трубою та міжтрубним простором експлуатаційної колони, що робить такі системи ефективними для глибоких свердловин. U-подібна конструкція формує замкнений контур циркуляції теплоносія, тоді як подвійна U-подібна система використовується переважно у неглибоких свердловинах для збільшення площі теплообміну. У геотермальних системах застосовують полімерні труби діаметром 32–63 мм або гнучкі труби нафтового сортаменту [30]. Простір між елементами U-подібної колони може заповнюватися матеріалами з підвищеною теплопровідністю, зокрема цементними сумішами або композиціями на основі кварцового піску та бентоніту.

Режим промивання свердловини визначається напрямком руху потоків теплоносія та може бути прямим, зворотним або змішаним. Зменшення тепловтрат у висхідному потоці досягається шляхом теплоізоляції труб, оптимізації діаметра висхідної ділянки та збільшення витрати теплоносія. Підвищення продуктивності можливе при використанні U-подібної колони у поєднанні зі свердловинною ежекційною системою, запропонованою в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. У такій системі струминний насос підсмоктує додаткову рідину, формує додатковий контур циркуляції через перфораційні отвори та підвищує температуру теплоносія на виході зі свердловини. Закручування потоків напрямними елементами дозволяє збільшити енергетичні характеристики насоса до 26,14 % [31]. Інтерпретацію поділу основних класифікаційних ознак на підсистемні компоненти подано на рисунку 1.4.

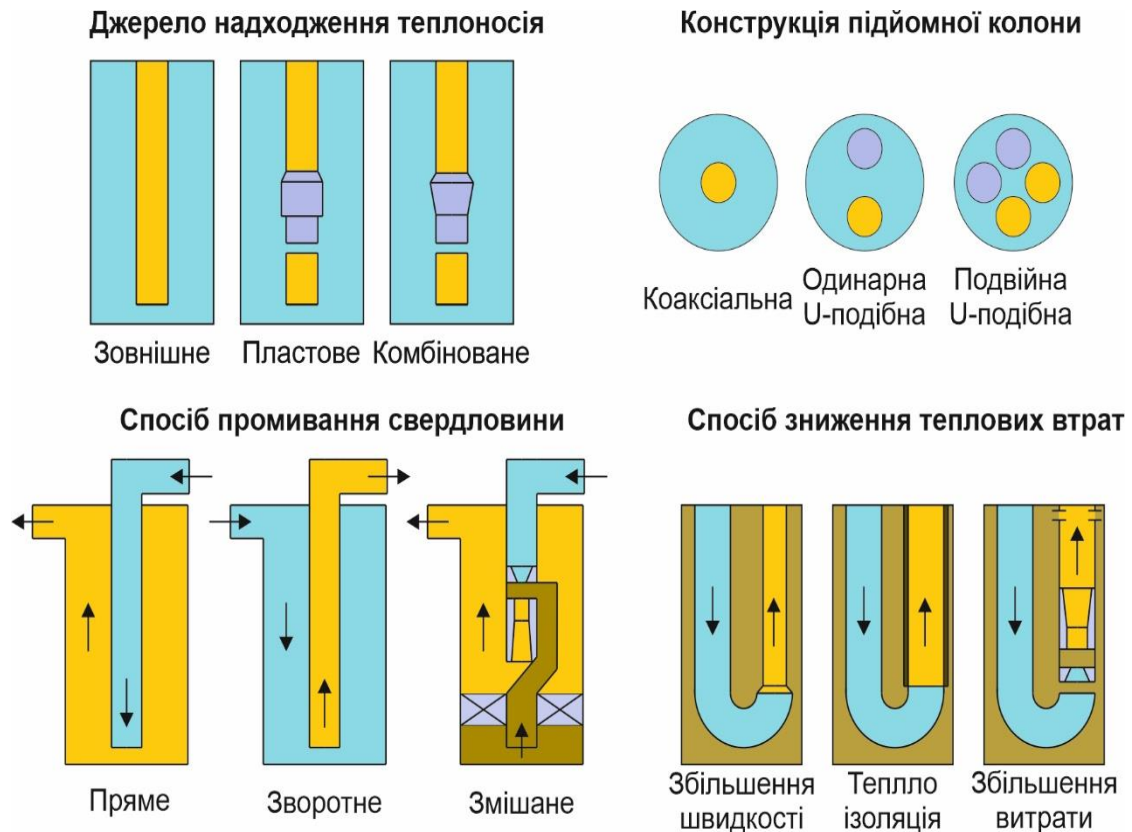


Рисунок 1.4 – Інтерпретація класифікаційних ознак нафтоtermальних систем

Ефективність односвердловинних геотермальних систем може бути підвищена шляхом залучення до теплообміну декількох інтервалів гірських порід. У випадку неглибокого розташування гарячих порід можливе використання основної вертикальної свердловини та додаткових горизонтальних відгалужень. Збільшення площі теплообміну досягається також створенням у присвердловинній зоні системи штучних тріщин за допомогою гідророзриву пластів [32]. Тепловідбір у таких системах забезпечується різницею температур між гірською породою та обсадною колоною.

Одинарна геотермальна свердловина має обмежені геотермальні властивості. У випадку розміщення перфораційних отворів на різній глибині [33] частина теплоносія може проходити через гірську породу та отримувати додаткову кількість енергії безпосередньо у навколишньому масиві (рисунок 1.9, а). Більш ефективною є схема з пакером, для якої весь об'єм теплоносія проходить через гірську породу (рисунок 1.5, б) [34]. Така схема геотермальної системи запропонована у Стенфордському університеті США. Для даної схеми геотермальної системи свердловинний теплообмінник підключений до масиву

тріщин, внаслідок чого підсилюється величина теплового потоку, яку сприймає робоча рідина. При використанні двох інтервалів гірської породи геотермальний теплоносієй циркулює кільцевим простором коаксіальної колони та системою тріщин пласта, що збільшує площу теплообміну, стабілізує температурний режим свердловини й інтенсифікує теплопередачу порівняно з традиційною схемою (рисунок 1.5). Пакерна геотермальна система може застосовуватися і при зворотному промиванні свердловини (рисунок 1.5, в), забезпечуючи проходження більшої частини теплоносія через породу, однак складність конструкції обмежує її використання.

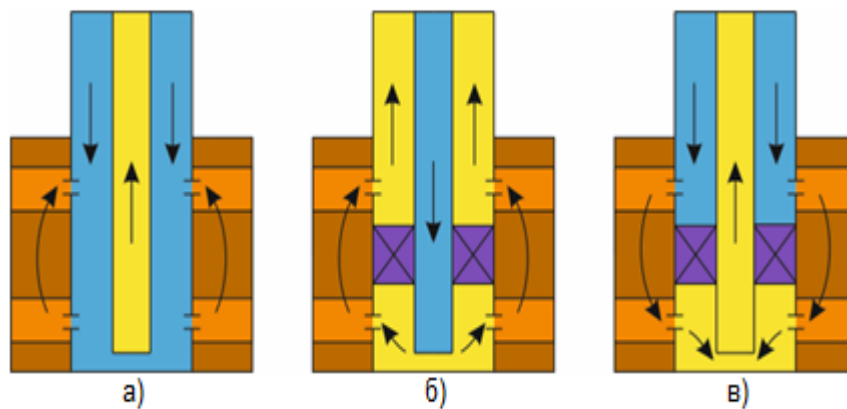


Рисунок 1.5 – Двоінтервальні геотермальні системи: а) безпакерна; б) пакерна із прямим промиванням; в) пакерна із зворотним промиванням свердловини

Повторне використання виведених з експлуатації свердловин у геотермальних теплообмінних системах передбачає застосування замкнених контурів типу «U-труба», коаксіальних схем, двофазної циркуляції та систем з ежекційними або підсилюючими елементами. Водночас U-подібні системи можуть мати обмежене тепловилучення і втрати через дефекти цементного кільця [49], а в коаксіальних системах складність герметичного розділення потоків і недостатня теплоізоляція здатні знижувати ефективність теплообміну.

Результати експериментальних досліджень і CFD-моделювання показують, що основним чинником деградації геотермальних свердловин є зниження теплофізичних властивостей обсадної колони та цементного кільця після багаторазових циклів нагрівання-охолодження [50]. У практичних проєктах часто не враховуються дифузійні тепловтрати в породах, втомна

корозія сталі та зміна гідравлічних характеристик через відкладення, а також сезонні коливання теплового градієнта, що призводить до завищення довгострокової енергоефективності систем.

Перспективним напрямом є застосування систем з ежекційною підтримкою циркуляції, здатних підвищити інтенсивність теплообміну на вибої за умови попереднього моделювання турбулентності потоку, геометрії контуру та властивостей теплоносія. Пріоритетним завданням залишається розробка адаптивних конструкцій теплообмінників з урахуванням реального стану свердловин, багатофазної циркуляції, деградації цементного кільця та циклічних навантажень, що створює основу для уніфікації рішень у геотермальному переобладнанні бездіючих нафтогазових свердловин.

Конструктивні особливості свердловинних геотермальних систем визначають їхню ефективність при відборі теплового ресурсу з підземного середовища. Найбільш технологічно адаптивними для глибоких свердловин визнано замкнені циркуляційні схеми з коаксіальними або U-подібними теплообмінниками, проте їх теплопродуктивність обмежується зростаючим гідравлічним опором та тепловими втратами на великій глибині. Показано, що впровадження модифікованих схем з теплоізоляційними секціями, ежекційною підтримкою та пакерною герметизацією дозволяє покращити температурну стабільність робочого середовища та зменшити енерговитрати на перекачування. Такі технічні рішення відкривають можливості для ефективної адаптації діючого свердловинного фонду до потреб геотермального теплопостачання, зокрема у середньо- та низькоентальпійних регіонах.

1.4 Аналіз особливостей застосування геотермальної енергії в Україні

Україна володіє значним геотермальним енергетичним потенціалом, здатним забезпечити стале енергопостачання та знизити залежність від викопних паливних ресурсів. Середній геотермальний градієнт у межах території України варіюється в межах $20\text{--}40^{\circ}\text{C}/\text{км}$, що дає змогу досягати температур геотермальних флюїдів у діапазоні $90\text{--}180^{\circ}\text{C}$ на глибинах $2000\text{--}4000$ м [41], а сумарний обсяг гідротермальних ресурсів країни оцінюється у 6,9 млн. т

нафтового еквівалента на рік, що відповідає заміщенню 5,6 млрд м³ природного газу [42]. Основними геотермальними структурами, що мають потенціал для енергетичного використання, є Закарпатський, Передкарпатський, Дніпровсько-Донецький та Причорноморський артезіанські басейни, які характеризуються сприятливими умовами теплопереносу та високими термобаричними параметрами геотермальних флюїдів [42]. У цих регіонах зафіксовано підвищений геотермальний градієнт (до 35–45°C/км і вище), що створює передумови для ефективного використання як гідротермальних, так і петротермальних енергетичних систем [43].

Найбільш перспективними для використання геотермальної енергії є Закарпатська, Львівська, Івано-Франківська, Полтавська, Харківська та Чернігівська області, де можлива експлуатація конвективних гідротермальних систем, а також застосування технологій гідророзриву пластів та розширеного теплообміну в низькопроникних породах для підвищення ефективності тепловидобутку [43], [85], [87].

Таблиця 1.1 – Застосування геотермальної енергії залежно від температурного режиму [44]

1	<30С°	Теплові насоси, підігрів ґрунту
2	30С° до 90С°	Обробка (осушка, пастеризація) продуктів, обігрів теплиць, охолодження приміщень
3	90С° до 150С°	Опалення житлових приміщень
4	> 150С°	Виробництво електроенергії, індустрія

У низькоентальпійних геотермальних зонах доцільним є використання теплових насосних систем що забезпечують оптимальне вилучення низькопотенційного тепла та його конверсію у споживчий енергетичний ресурс (таблиця 1.1).

Аналіз розподілу геотермальної енергії за сферами використання у західному регіоні України (рисунок 1.6) згідно даних ранжування геотермальних параметрів свердловин Західної нафтогазоносної провінції (рисунок 1.7) демонструє чітку залежність між температурним діапазоном теплоносія та

технологічними напрямками його застосування. Вибір геотермальної енергетичної технології зумовлений термобаричними характеристиками гідротермальних резервуарів, де високотемпературні ресурси забезпечують підвищений коефіцієнт корисної дії (ККД) та скорочений термін окупності проєктів. Водночас низькоентальпійні геотермальні системи можуть бути ефективно використані у теплогенеруючих комплексах за умови відповідного проєктного обґрунтування.

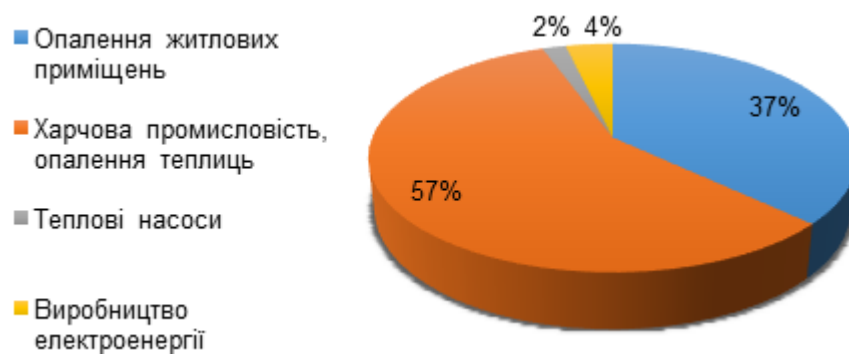


Рисунок 1.6 – Дослідження структури використання геотермальної енергії у західному регіоні України за галузевими напрямками

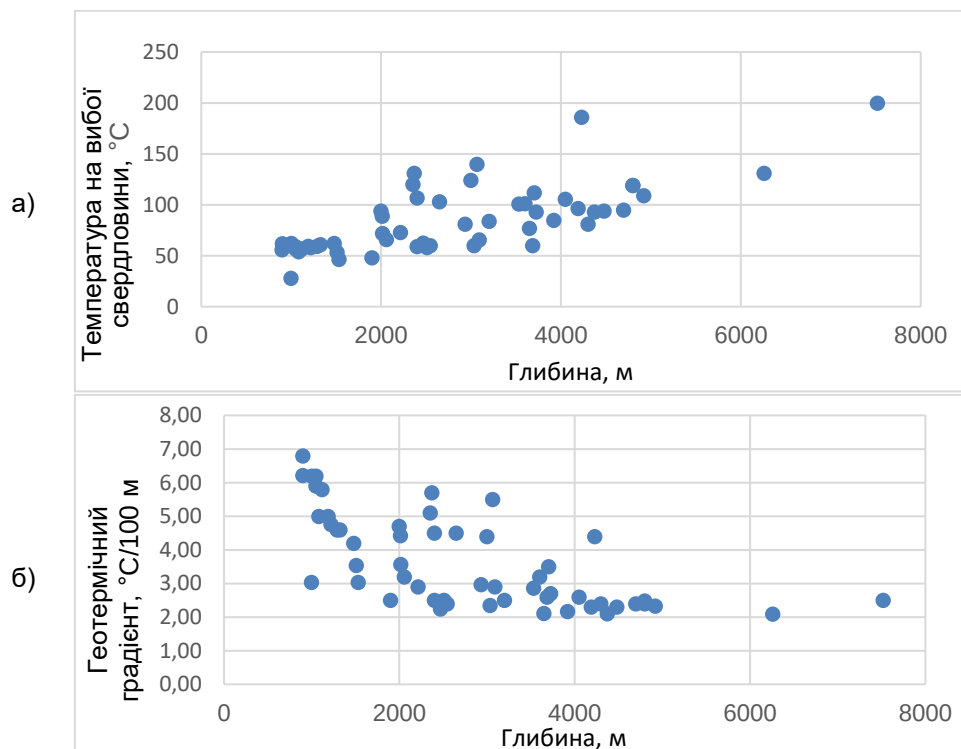


Рисунок 1.7 – Геотермальні параметри свердловин західного регіону України

Попри значний ресурс геотермального тепла на території України, особливо в межах південно - східного регіону та Закарпаття, практична реалізація геотермальних проєктів ускладнюється низкою системних обмежень,

які залишаються поза увагою більшості доступних публікацій. Насамперед йдеться про відсутність повноцінної бази технічного обстеження фонду свердловин, що вийшли з експлуатації – понад 10 тисяч об'єктів не мають оновленої інформації про цілісність обсадних колон, характер цементного кільця, наявність деформацій у стовбурі та інші критично важливі параметри [51,52]. Додатковими перешкодами є неврегульована процедура передачі законсервованих свердловин для геотермального використання, відсутність стандартів геотермального аудиту, фінансових стимулів і уніфікованих правил підключення до теплових мереж.

Узагальнення геотермальних даних свердловин західного регіону та матеріалів Державного депозитарію геоінформації свідчить, що за середнього градієнта близько 3 °C/100 м можливе широке впровадження низько- і середньоентальпійних технологій, зокрема теплових насосів і прямого використання гідро- та петротермальних ресурсів для теплозабезпечення й каскадної теплово-електрогенерації.

Проте ефективне впровадження геотермальних систем потребує комплексного підходу: технічного аудиту свердловин, гідро- петро- геотермального моделювання, нормативного врегулювання перепрофілювання та створення фінансово-правових механізмів підтримки місцевих проєктів. Пріоритетним завданням є формування інтегральної оцінки придатності свердловин (глибина ізотерм, стан колон, гідрогеохімія, відстань до споживача, доступ до інфраструктури), що забезпечить обґрунтований добір об'єктів для геотермального переоснащення в межах післявоєнної реконструкції енергетики України.

Висновки за результатами аналізу та постановка завдань досліджень

У результаті проведеного аналізу встановлено, що геотермальна енергія характеризується відновлюваністю, екологічною безпечністю, високою надійністю та здатністю забезпечувати стабільне енергопостачання, що визначає її перспективність у структурі світової енергетики.

Показано, що використання односвердловинних нафтотермальних систем на основі перепрофільованих нафтогазових свердловин дозволяє суттєво зменшити капітальні витрати геотермальних проєктів за рахунок залучення існуючої свердловинної інфраструктури. Такі системи характеризуються низькими експлуатаційними витратами, компактністю розміщення та можливістю інтеграції з діючими нафтогазовими родовищами.

Систематизовано основні схеми використання односвердловинних геотермальних систем за такими класифікаційними ознаками: джерело надходження теплоносія, конструкція підйомної колони, режим циркуляції свердловини та способи зниження теплових втрат у висхідному потоці. Визначено основні технічні рішення для реалізації таких систем, включаючи коаксіальні та U-подібні схеми циркуляції теплоносія.

Встановлено, що геотермальні ресурси України зосереджені переважно у Закарпатському, Передкарпатському, Дніпровсько-Донецькому та Причорноморському артезіанських басейнах, які характеризуються геотермічним градієнтом до 35–45 °C/км, що створює передумови для використання низько- та середньоентальпійних геотермальних систем.

Аналіз сучасних наукових досліджень показав, що недостатньо дослідженими залишаються питання обґрунтування раціональних конструктивних і режимних параметрів замкнених свердловинних геотермальних систем на основі перепрофільованих нафтогазових свердловин, а також прогнозування їх теплогідродинамічних характеристик у довготривалому режимі експлуатації.

Отримані результати аналізу обґрунтовують необхідність розвитку методичних підходів до моделювання процесів теплообміну та циркуляції

теплоносія у свердловинних геотермальних системах з метою підвищення ефективності відбору геотермальних енергетичних ресурсів та удосконалення технологій перепрофілювання нафтогазових свердловин.

Ефективність використання геотермальної енергії може бути підвищена застосуванням виведених з експлуатації нафтогазових свердловин. У всьому світі сьогодні існує більше 29 мільйонів бездіючих свердловин, які є джерелом забруднення навколишнього середовища.

В процесі аналізу особливостей видобування низькотемпературних пластових флюїдів встановлено недостатню надійність конструкцій глибинних насосів, які застосовуються в насосно-циркуляційній системі геотермальних свердловин. Один із методів підвищення надійності глибинних насосів полягає у використанні свердловинних апаратів, конструкція яких не містить рухомих частин та відзначається стійкістю до агресивних рідин та абразивних включень для одночасного видобування залишкових вуглеводнів та геотермальної енергії. Переваги використання струминних насосів найбільш повно реалізуються на пізніх стадіях експлуатації нафтових родовищ, що дозволяє рекомендувати їх застосування для одночасного видобування залишкових вуглеводнів та геотермальної енергії у виведених з експлуатації свердловинах. Одночасне видобування залишкових вуглеводнів та геотермальної енергії дозволяє повернути в експлуатацію нерентабельних нафтогазових свердловин.

Використання виведених з експлуатації нафтогазових свердловин для отримання геотермальної енергії вимагає вибору раціональної конструкції насосно-циркуляційної системи та режиму її експлуатації. Вибір раціональних співвідношень конструкторських та режимних параметрів свердловинних ежекційних систем забезпечує підвищення енергоефективності видобування залишкової нафти та утилізації низькотемпературної геотермальної енергії.

РОЗДІЛ 2

КЛАСИФІКАЦІЯ, МЕТОДОЛОГІЯ ВИБОРУ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИ ПЕРЕПРОФІЛЮВАННІ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

2.1 Аналіз конструктивних схем геотермальних циркуляційних систем

Відкриті геотермальні системи базуються на циркуляції теплоносія через геологічний резервуар, у якому теплообмін відбувається між флюїдом і гірськими породами. Найпоширенішою є нагнітально-видобувна схема, за якої геотермальний теплоносій нагнітається через нагнітальну свердловину, проходить через тріщинувато-пористе середовище та видобувається через видобувну свердловину. До таких систем належать гідротермальні родовища та розширені геотермальні системи (Enhanced Geothermal Systems).

Ефективність відкритих систем визначається проникністю, пористістю та глибиною залягання геотермального резервуара. Водночас їх експлуатація може супроводжуватися утворенням мінеральних відкладень, корозією обладнання та ризиками індукованої сейсмічності, що обмежує можливість їх використання для перепрофілювання існуючих нафтогазових свердловин.

Альтернативою є закриті геотермальні системи (Closed-Loop Geothermal Systems – CLGS), у яких геотермальний теплоносій циркулює в герметичному контурі без контакту з пластовими флюїдами. Теплова ефективність таких систем визначається температурним градієнтом, геометрією свердловинного контуру та режимом циркуляції теплоносія. Одним із способів підвищення температури на виході є інтервальний режим експлуатації (thermal soak), який передбачає чергування фаз накопичення тепла та циркуляції [17].

Найпоширенішими конфігураціями теплообмінного контуру є U-подібні, коаксіальні та багатостовбурні системи. Перспективним рішенням є концепція HOCLOOP (проект Горизонт Європа), що передбачає розширену теплообмінну зону з горизонтальними відгалуженнями. За результатами чисельного моделювання такі системи можуть підтримувати температуру теплоносія понад 70 °C впродовж більш ніж 30 років експлуатації [56]. Використання вакуумно-

ізолюваних труб дозволяє додатково зменшити теплові втрати вздовж свердловини.

Подальшим розвитком закритих систем є гібридні геотермальні системи з горизонтальними або мультибічними стовбурами, у яких циркуляція теплоносія може здійснюватися безнасосним способом за рахунок термосифонного ефекту, що виникає внаслідок різниці густини нагрітого і охолодженого теплоносія [48]. Прикладом реалізації є система Eavor-Loop, у якій горизонтальні стовбури формують замкнений підземний теплообмінний контур. За результатами моделювання такі системи забезпечують стабільну температуру теплоносія понад 70 °C впродовж тривалого періоду експлуатації [56].

Окремим напрямом є системи спільно-сумісного видобутку (co-production), які передбачають інтеграцію процесів вилучення вуглеводнів і геотермальної енергії. Джерелом тепла у цьому випадку є супутня пластова вода з температурою 60–80 °C, що може використовуватися для генерації електроенергії або теплопостачання [52]. Такий підхід дозволяє підвищити енергетичну ефективність родовищ та зменшити капітальні витрати за рахунок використання існуючої інфраструктури.

Для використання низькопотенційної геотермальної енергії застосовуються геотермальні теплові насоси, які підвищують температурний рівень теплоносія до параметрів систем теплопостачання. Енергетична ефективність таких систем характеризується коефіцієнтом перетворення (COP), який для геотермальних систем зазвичай становить 3.5–5.0. Поєднання теплових насосів із закритими геотермальними системами дозволяє ефективно використовувати низькотемпературні геотермальні ресурси. Аналіз свідчить, що найбільш перспективними для перепрофілювання нафтогазових свердловин є закриті та гібридні геотермальні системи, які характеризуються підвищеною експлуатаційною передбачуваністю, нижчими екологічними ризиками та високим потенціалом повторного використання існуючої свердловинної інфраструктури.

2.1.1 Ізоляційні матеріали у свердловинних геотермальних системах

Ефективність використання свердловин у геотермальних системах значною мірою залежить від здатності зберігати накопичене тепло під час транспортування теплоносія на поверхню. У свердловинах середньої та великої глибини втрати тепла внаслідок теплообміну з гірськими породами можуть становити 15–30 % від загальної кількості накопиченої енергії, що призводить до зниження температури теплоносія на гирлі свердловини та погіршення енергоефективності систем теплопостачання або електрогенерації [17]. Зменшення тепловтрат досягається застосуванням ізоляційних матеріалів, які стабілізують температурний режим теплоносія та підвищують ефективність роботи системи.

Одним із найбільш ефективних рішень є використання вакуумно-ізольованих труб (VIT), теплопровідність яких становить менше 0,01 Вт/м·К. Такі труби дозволяють зберігати до 85–90 % теплової енергії теплоносія під час транспортування на поверхню навіть на глибинах понад 2000 м [17]. За результатами досліджень застосування VIT може підвищувати температуру теплоносія на виході зі свердловини на 10–20 °С та збільшувати енергоефективність системи на 12–18 % [52].

Перспективним напрямом є використання аерогелевих та мікропористих ізоляційних матеріалів із теплопровідністю 0,015–0,025 Вт/м·К, які застосовуються як ізоляційний шар у свердловинних теплообмінниках. Завдяки низькій теплопровідності такі матеріали дозволяють суттєво зменшити теплові втрати при невеликій товщині ізоляційного шару та забезпечують стійкість до високих температур і тисків [56, Section 3.2].

Для систем із середньотемпературними теплоносіями ефективним рішенням є застосування композитних полімерних труб (PE, PEX, PTFE), які характеризуються теплопровідністю 0,2–0,4 Вт/м·К, високою корозійною стійкістю та робочою температурою до 120–180 °С [56, Section 3.2; 53].

Використання таких матеріалів дозволяє зменшити масу конструкції та підвищити довговічність свердловинних систем таблиця 2.6.

Вибір ізоляційних матеріалів визначається глибиною свердловини, температурою пласта, агресивністю середовища та економічною доцільністю застосування.

Рациональне поєднання вакуумно-ізольованих труб, аерогелевих матеріалів і полімерних композитів дозволяє суттєво зменшити теплові втрати, стабілізувати температурний режим теплоносія та підвищити енергоефективність геотермальних систем на основі існуючих свердловин.

2.2 Методологія вибору технології перепрофілювання свердловин

2.2.1 Принципи побудови алгоритму вибору технології перепрофілювання свердловин

Алгоритм вибору технології перепрофілювання свердловин нафтогазового фонду для використання у геотермальних системах енергопостачання базується на комплексному багаторівневому аналізі технічних, геологічних, економічних та регуляторних характеристик. У його основі лежить структурована модель поетапної фільтрації (screening funnel), що забезпечує поступове звуження вибірки потенційно придатних об'єктів для геотермального перепрофілювання [58]. Такий підхід дозволяє враховувати стан обсадних колон, якість цементацийного кільця, гідравлічні властивості привибійної зони, що визначають надійність тривалої експлуатації геотермальних систем [53].

Подальший етап реалізації алгоритму передбачає кількісну оцінку геотермального потенціалу свердловини за критеріями температурного градієнта, глибини залягання цільового горизонту та теплопровідності гірських порід [59]. Паралельно аналізується доступність інфраструктури (теплові мережі, електропостачання, транспорт), що визначає економічну ефективність впровадження системи [60]. Важливою складовою є оцінка відповідності об'єкта регуляторним вимогам і статусу у реєстрах, що впливає на можливість використання свердловини у геотермальних проєктах.

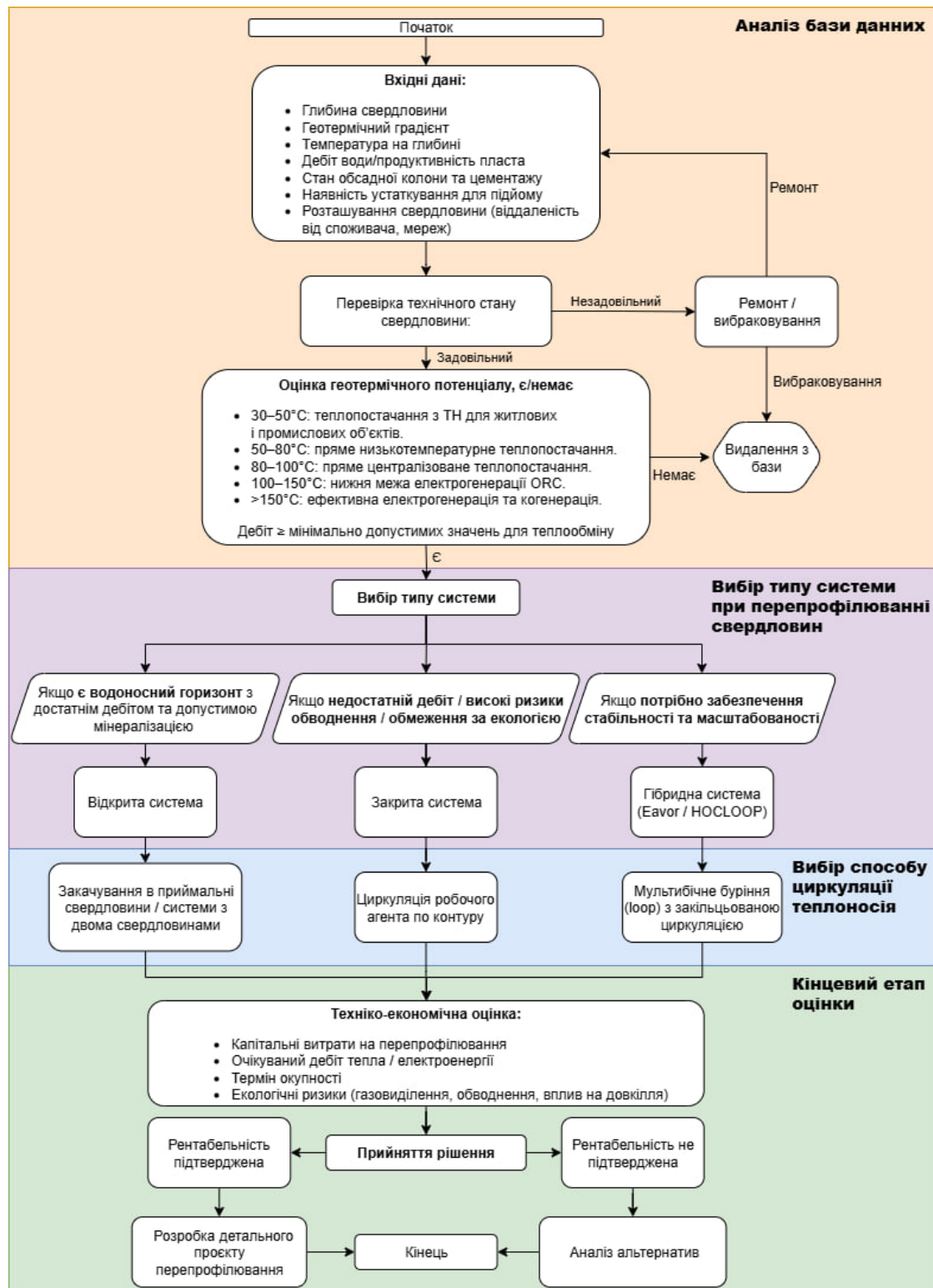


Рисунок 2.1 – Алгоритм вибору технології перепрофілювання нафтогазових свердловин для геотермальної енергетики

Ключовим елементом є визначення порогових значень для кожного критерію, що дозволяє виключати об'єкти, які не відповідають технічним або регуляторним вимогам. Для систем теплопостачання температура на вибої має становити не менше 40–50 °C, а для генерації електроенергії у системах типу

EGS або HOCLOOP – 90–120 °C [53]. Глибина залягання зазвичай перебуває у межах 500–3500 м залежно від економічної доцільності, а радіус до потенційних споживачів тепла обмежується 3–5 км [59]. Структурну логіку алгоритму вибору технології перепрофілювання наведено на рисунку 2.1, що демонструє взаємозв'язок етапів оцінювання та переходу до вибору технології залежно від отриманої рейтингової оцінки

Остаточне визначення технології (CLGS, HOCLOOP, EGS, тощо) залежить від отриманої рейтингової оцінки свердловини та ресурсного потенціалу ділянки. При низько- та середньотемпературному режимі та належному стані колони доцільним є застосування CLGS [60]. Для середньо- та високотемпературних умов, за умови відповідного стану свердловини, можуть застосовуватись системи HOCLOOP [48]. У разі потреби високих температур для генерації електроенергії можуть розглядатись EGS із урахуванням контролю індукованої сейсмічності та регуляторних обмежень [61].

2.2.2 Підходи до багатокритеріального аналізу свердловин та обґрунтування вибору технології перепрофілювання свердловин

Алгоритм вибору технології перепрофілювання базується на багаторівневому аналізі технічних, геотермальних, інфраструктурних та регуляторних характеристик свердловинного фонду. Для забезпечення об'єктивного прийняття рішень та мінімізації ризиків при відборі свердловин, придатних до геотермального перепрофілювання, доцільним є застосування багатокритеріальної оцінки, яка дозволяє кількісно інтегрувати різноманітні параметри об'єкта в єдиний узагальнений показник придатності [58].

Багатокритеріальний підхід базується на застосуванні методів аналітичної ієрархії (АНП) та методу зваженої суми (WSM), що дозволяє здійснювати порівняльний аналіз свердловин за такими критеріями: температура на глибині цільового горизонту, глибина залягання, технічний стан обсадної колони, відсутність критичних дефектів, доступність до інженерної інфраструктури (теплові мережі, електропостачання), транспортна доступність, економічні показники (витрати на реконструкцію та підключення) та відповідність

регуляторним обмеженням (статус у реєстрах, екологічні аспекти) [61]. Для об'єктивного оцінювання використовується нормована шкала (0–1), де «1» відповідає повній відповідності вимогам геотермальної експлуатації, а «0» – її відсутності, при цьому вагові коефіцієнти критеріїв визначаються з урахуванням цілей проєкту та регіональних умов.

На основі отриманих показників формується таблиця рейтингової оцінки свердловин для подальшого ранжування та визначення їх придатності для перепрофілювання у геотермальні системи типу CLGS, HOCLOOP або EGS, тощо. Такий підхід дозволяє проводити попередній техніко-економічний аналіз об'єктів без проведення дороговартісних додаткових досліджень на ранніх етапах проєктування (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Діаграма вагових коефіцієнтів [58]

Застосування багатокритеріальної оцінки у рамках розробленого алгоритму дозволяє забезпечити системність та обґрунтованість процесу відбору свердловинного фонду для подальшого використання у геотермальних проєктах, що створює підґрунтя для вибору оптимальної технології перепрофілювання, та забезпечує техніко-економічну ефективність проєкту.

2.3 Аналіз методів прогнозування характеристик свердловинних геотермальних систем

2.3.1 Аналітичні методи визначення характеристик свердловинних геотермальних систем

Необхідність підвищення ефективності вилучення низькоентальпійної геотермальної енергії вимагає удосконалення методів прогнозування зміни температурних характеристик теплоносія, зумовлених його низхідним та висхідним рухом в гідравлічних каналах свердловини.

За місцем локалізації термодинамічних систем можна виділити три групи математичних моделей використання геотермальної енергії: теплові процеси, що відбуваються в гірській породі [35], в насосно-циркуляційній системі свердловини [36] та наземному обладнанні [37]. В наземному обладнанні здійснюються підготовчі технологічні операції, спрямовані на безпосереднє використання геотермальних ресурсів. Результати аналізу теплових процесів, що відбуваються в гірській породі, враховуються при виборі вихідних даних для моделювання термодинамічних перетворень в насосно-циркуляційній системі свердловини. Прикладом взаємозв'язку між тепловими моделями гірської породи та насосно-циркуляційної системи є залежність температури від глибини свердловини. Зв'язок між математичними моделями насосно-циркуляційної системи та наземного обладнання реалізується у вигляді розрахункового значення температури теплоносія на виході з свердловини. Необхідно відзначити також існування зворотного зв'язку між розглянутими моделями.

За видами процесів, що реалізуються під час вилучення геотермальної енергії, методи обчислення параметрів і характерних величин можна поділити на три групи: визначення теплових, гідравлічних і механічних характеристик складових насосно-циркуляційної системи свердловини. Отриманий при моделюванні процесу вилучення геотермальної енергії розрахунковий алгоритм повинен враховувати взаємозв'язок між тепловими і гідравлічними характеристиками робочого потоку та механічними характеристиками елементів насосно-циркуляційної системи.

Аналіз теплових процесів в насосно-циркуляційній системі свердловини заснований на використанні фундаментальних законів теплообміну,

масопереносу та механіки рідин. Відповідно до закону поширення тепла шляхом теплопровідності кількість тепла, що передається визначається рівнянням Фур'є

$$\vec{q} = -\lambda \vec{\nabla} t, \quad (2.1)$$

де $\vec{q}$ – густина теплового потоку;

λ – коефіцієнт теплопровідності;

$\vec{\nabla} t$ – градієнт температури.

Зважаючи на наявність конвективного теплообміну між твердими поверхнями експлуатаційної і підйомної колони та рухомим теплоносієм співвідношення, що визначають здатність речовин проводити тепло необхідно доповнити рівняннями тепловіддачі [38] (закон теплообміну Ньютона-Ріхмана)

$$Q = \alpha (T_f - T_w) F, \quad (2.2)$$

де Q – кількість теплоти, передана конвективним теплообміном;

α – коефіцієнт тепловіддачі;

T_f, T_w – температура твердої поверхні та рідини;

F – площа поверхні контакту твердої поверхні та рідини.

Процеси теплопередачі в свердловині ускладнюються наявністю двох трубних колон та цементного кільця.

Результати аналізу теплових процесів в геотермальній свердловині визначають необхідні для отримання заданих температурних параметрів гідравлічні характеристики потоку теплоносія.

Гідравлічний розрахунок геотермальної свердловини заснований на використанні законів збереження енергії (рівняння (2.3)) та неперервності потоку (рівняння (2.4)) із врахуванням режимів руху рідини [39] в елементах насосно-циркуляційної системи свердловини та призначений для визначення гідродинамічних параметрів теплоносія, які забезпечують заплановані характеристики процесу вилучення теплової енергії.

$$d \left(z + \frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} \right) = h_{i-j}; \quad (2.3)$$

$$\int_{S_i} \rho V dS = \int_{S_j} \rho V dS, \quad (2.4)$$

де z , $\frac{P}{\rho g}$, $\frac{V^2}{2g}$ – геометричний, п'єзометричний та швидкісний напір потоку;

h_{i-j} – втрати напору в потоці між « i » та « j » перерізами;

V – швидкість потоку густиною ρ в перерізах площею S_i , S_j .

У випадку експлуатації двоконтурних свердловинних геотермальних систем гідравлічні моделі вилучення низькоентальпійної енергії доповнюють особливостями розрахунку кільцевих мереж заснованим на використанні методу електрогідродинамічних аналогій: рівняння (2.5) характеризує баланс витрат у вузлових точках замкненої гідравлічної системи, а рівняння (2.6) дозволяє визначити різницю напорів між вузловими точками за допомогою попередньо розрахованих чисел Рейнольдса R_e , та коефіцієнтів гідравлічного тертя λ

$$\sum Q_i = 0; \quad (2.5)$$

$$H_A - H_B = (S_0 Q^2 l)_1 = (S_0 Q^2 l)_2, \quad (2.6)$$

де Q_i – витрата потоку у вузловій точці;

H_A, H_B – гідродинамічний напір у вузлових точках A, B ;

S_0 – питомий опір каналів довжиною l .

Отримані в процесі гідравлічного розрахунку значення гідродинамічних параметрів робочого потоку дають змогу встановити необхідний тип поверхневого або підземного насосного агрегата, який забезпечує циркуляцію теплоносія із дотриманням заданого діапазону зміни температурних характеристик.

Метою визначення механічних характеристик є забезпечення функціональності насосно-циркуляційної системи свердловини. В процесі механічних розрахунків [40] колони підйомних труб визначають зусилля розгвинчування різьбового з'єднання та еквівалентні напруження із врахуванням тиску робочого середовища та осьового навантаження. Зусилля розгвинчування

різьбового з'єднання та тиск робочого середовища визначають відповідно до рівнянь (2.7), (2.8)

$$P_{роз} = \frac{\pi D_{сер} b \sigma_m}{1 + \eta \frac{D_{сер}}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}; \quad (2.7)$$

$$P_{вн} = \frac{2[\sigma_m] \delta}{D}, \quad (2.8)$$

де $D_{сер}$ – середній діаметр тіла труби;

b – товщина тіла труби під різьбою;

σ_m – границя текучості матеріалу труби;

η – відносна товщина тіла труби;

l – довжина різьби;

α – кут нахилу профілю різьби;

φ – кут тертя;

$P_{вн}$ – внутрішній тиск;

δ – номінальна товщина тіла труби;

D – зовнішній діаметр труби.

Розглянемо більш детально процеси перенесення теплової енергії в геотермальній свердловині.

Відомі три способи теплоперенесу: теплопровідність, конвекція та випромінювання. Теплопровідність – це процес поширення тепла між дотичними тілами або частинами одного тіла з різними температурами. Конвекція тепла – це процес передачі його з однієї частини простору в іншу рухомими мікроскопічними об'єктами рідини або газу. Теплове випромінювання – це процес перетворення тепла в променеву енергію і передачі її у навколишній простір.

Теплопровідність плоскої стінки

Закон поширення теплової енергії шляхом теплопровідності вперше був встановлений у 1882 р. Фур'є (рисунок 2.3).

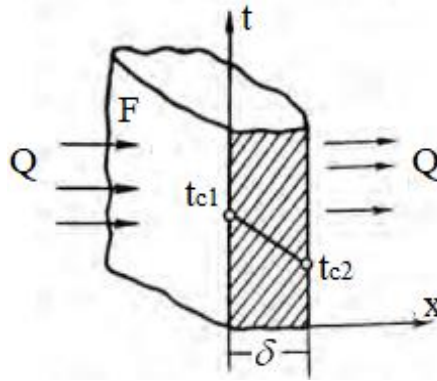


Рисунок 2.3 – Розподіл температури при проходженні теплової енергії через плоску стінку

Відповідно цьому закону кількість тепла Q , що передається (в ккал) враховуючи рівняння (2.1) визначається за формулою

$$Q = -\lambda F \tau \frac{t_{c1} - t_{c2}}{\delta} = -\lambda F \tau \frac{\Delta t}{\delta}, \quad (2.9)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності, ккал/м×год×°С;

F – площа поверхні, м²;

τ – час, с;

δ – товщина стінки;

t_{c1} , t_{c2} – температура поверхні стінки відповідно зі сторони входу та виходу теплового потоку;

Δt – зміна температури.

Рівняння (2.9) може бути переписано у вигляді

$$Q = -\lambda F \tau \frac{\Delta t}{\delta} = -\lambda F \tau \frac{\partial t}{\partial x} = -\lambda F \tau \text{grad} t, \quad (2.10)$$

де температурний градієнт визначається за формулою

$$\text{grad} t = \frac{\partial t}{\partial r} \quad (2.11)$$

Теплопровідність циліндричної стінки

В процесі визначення розподілу температури в однорідній циліндричній стінці виділимо на внутрішній частині колони кільцевий шар з внутрішнім радіусом r та товщиною dr (рисунок 2.4).

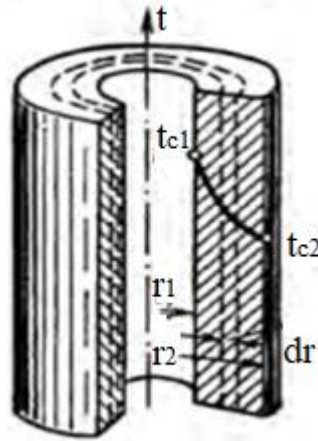


Рисунок 2.4 – Розподіл температур в однорідній циліндричній стінці

Тоді площа внутрішньої поверхні цього шару по всій довжині колони становитиме

$$F = 2\pi r l, \quad (2.12)$$

де l – довжина колони труб.

Після підстановки останнього виразу в рівняння закону Фур'є (формула (2.10)) отримаємо вираз для визначення кількості тепла, що проходить через виділений шар за одиницю часу τ

$$Q = -\lambda F \text{grad} t = -\lambda 2\pi r l \frac{dt}{dr} \quad (2.13)$$

Після розділу перемінних та інтегрування отримаємо

$$t = -\frac{Q}{2\pi\lambda l} \ln r + c, \quad (2.14)$$

де c – постійна інтегрування, яку знаходимо з граничних умов

$$t = t_{c1} \text{ при } r = r_1, \quad t = t_{c2} \text{ при } r = r_2$$

Тому

$$c = t_{c2} + \frac{Q}{2\pi\lambda l} \ln r_2 \quad (2.15)$$

Після підстановки отриманого значення константи c в рівняння (2.14) отримаємо

$$t = -\frac{Q}{2\pi\lambda l} \ln r + t_{c2} + \frac{Q}{2\pi\lambda l} \ln r_2 \quad (2.16)$$

Після підстановки замість t та r відповідних ним значень t_{c1} та r_1 запишемо

$$t_{c1} - t_{c2} = \frac{Q}{2\pi\lambda l} (\ln r_2 - \ln r_1)$$

звідки

$$Q = \frac{2\pi\lambda l}{\ln r_2/r_1} (t_{c1} - t_{c2}) \quad (2.17)$$

Рівняння (2.17) виконується і для випадку, коли тепловий потік буде спрямований у зворотному напрямку, тобто за умови $t_{c1} < t_{c2}$.

Конвективний теплообмін для плоскої стінки

В процесі передачі тепла внаслідок контакту рухомої рідини з стінкою основну роль відіграє конвекція, тому передачу тепла у данному випадку називають конвективним теплообміном. Враховуючи, що швидкість руху рідини біля стінок зменшується, певна кількість рідини починає переноситись у поперечному напрямку. У випадку ламінарного руху рідини перенесення тепла здійснюється теплопровідністю. Для турбулентного руху переважає конвективний теплообмін. Біля стінки утворюється нерухомий примежевий підшар рідини товщиною δ в якому теплообмін здійснюється виключно теплопровідністю (рисунок 2.5).

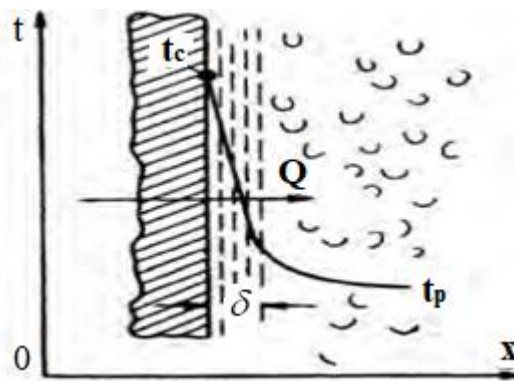


Рисунок 2.5 – Розподіл температури при русі в'язкої рідини вздовж плоскої стінки

При розв'язку задач, пов'язаних із конвективним теплообміном, основною формулою є рівняння теплообміну (закон) Ньютона

$$Q = \alpha F (t_c - t_p) = \alpha F \Delta t, \text{ (ккал/год)} \quad (2.18)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі або конвекції, ккал/м²×год×°С;

F – площа теплообміну, м²;

t_c, t_p – температура відповідно на стінці та рідини, °C;

Δt – різниця температур (температурний напір) між стінкою та рідиною, °C.

Останнє рівняння в диференціальній формі матиме вигляд

$$dQ = \alpha \Delta t F \quad (2.19)$$

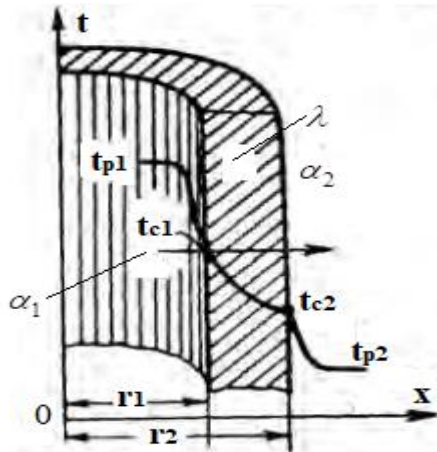


Рисунок 2.6 – Схема тепловіддачі при русі в трубі гарячої води

Конвективний теплообмін для циліндричної стінки

Розглянемо тепловіддачу при русі гарячої рідини в круглій циліндричній трубі (рисунок 2.6). Промивальна рідина в трубі має температуру t_{p1} , а зовнішня поверхня цієї труби по всій довжині контактує з холодною водою з температурою t_{p2} . Відповідно до умови задачі виконується співвідношення $t_{p2} < t_{p1}$. Температура зовнішньої поверхні стінки труби становить t_{c2} , а внутрішньої – t_{c1} , причому $t_{c2} < t_{c1}$.

Враховуючи, що для сталого теплового стану кількість теплової енергії, яку віддає гаряча вода і приймає холодна вода є однаковою формула для визначення питомого теплового потоку (тепловий потік віднесений до одиниці площі та одиниці часу) q_l приймає вигляд

$$q_l = \frac{\pi(t_{p1} - t_{p2})}{r_l} = k_l \pi(t_{p1} - t_{p2}), \text{ (ккал/м} \times \text{год)} \quad (2.20)$$

де r_l – термічний опір теплопередачі, м $\times$ год $\times$ °C/ккал;

k_l – коефіцієнт тепловіддачі, ккал/м $\times$ год $\times$ °C.

Коефіцієнти термального опору теплопередачі r_l та тепловіддачі k_l є зворотними величинами. Значення термального опору теплопередачі r_l та коефіцієнта тепловіддачі k_l визначаються за формулами

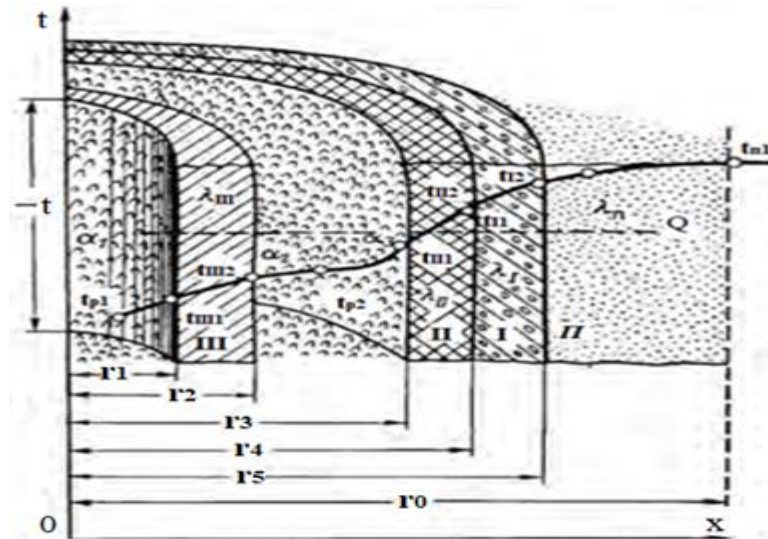


Рисунок 2.7 – Схема передачі теплової енергії в поперечному перерізі свердловині

$$r_l = \frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 d_2}; \quad (2.21)$$

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 d_2}} \quad (2.22)$$

Умови передачі теплової енергії в свердловині

Аналіз процесу теплопередачі в свердловині ускладнюється наявністю двох трубних колон (рисунок 2.7). Тепловий потік рухається в напрямку від породи ІІ до промивальної рідини РІ, яка знаходиться в бурових трубах ІІІ.

При цьому тепловий потік послідовно проходить через цементне кільце І, труби проміжної колони ІІ, висхідний потік промивального розчину Р₂ та бурові труби ІІІ. Для усталеного теплового стану системи (коли тепловий потік, що віддається гарячою рідиною, дорівнює тепловому потоку, що сприймається холодною) записують рівняння теплопередачі для таких ділянок:

- від породи до зовнішньої поверхні труби І;
- крізь стінку труби І (від зовнішньої до внутрішньої поверхні);

- через контактний інтервал між трубами I–II (від внутрішньої поверхні I / зовнішньої поверхні II до внутрішньої поверхні II);
- від внутрішньої поверхні труби II до висхідного потоку розчину R₂;
- від розчину R₂ до зовнішньої поверхні труби III;
- крізь стінку труби III (від зовнішньої до внутрішньої поверхні);
- від внутрішньої поверхні труби III до рідини R₁.

Дані співвідношення дозволяють визначити часткові температурні перепади, сумування яких дає змогу отримати рівняння повного температурного напору. Рівняння для визначення питомого теплового потоку має вигляд

$$q_l = k_l \pi (t_{n1} - t_{p1}) \quad (2.23)$$

Коефіцієнт тепловіддачі k_l , який входить в рівняння (2.23), визначається співвідношенням

$$k_l = \frac{1}{2\lambda_{II} \ln \frac{d_0}{d_5} + \frac{1}{2\lambda_I} \ln \frac{d_5}{d_4} + \frac{1}{2\lambda_{II}} \ln \frac{d_4}{d_3} + \frac{1}{\alpha_3 d_3} + \frac{1}{\alpha_2 d_2} + \frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda_{III}} \ln \frac{d_2}{d_1}} \quad (2.24)$$

2.3.2 Числові методи розв'язку алгоритмів прогнозування параметрів експлуатації геотермальних систем

Методи теплових розрахунків можуть бути поділені на дві основні категорії: аналітичні та чисельні. Перша група методів заснована на аналітичному вирішенні рівнянь теплопровідності та конвекції для певних граничних та початкових умов. Найбільш часто в процесі аналітичного розв'язку задач застосовують метод безпосереднього інтегрування, метод інтегральних перетворень та метод витоків. Аналітичні рішення можуть бути знайдені для простих геометричних форм та граничних умов. Друга група методів включає чисельне рішення рівнянь теплопровідності та конвекції з використанням різних алгоритмів і наближень. Найбільш поширені чисельні методи включають метод кінцевих різниць, метод скінченних елементів та метод кінцевих об'ємів. Чисельні методи дозволяють моделювати складні геометрії та граничні умови, а також враховувати різні механізми теплообміну. Поєднання аналітичних і чисельних методів, доповнене експериментальними даними, підвищує

достовірність результатів і є доцільним при аналізі значних масивів потенційних геотермальних об'єктів, зокрема фонду виведених з експлуатації нафтогазових свердловин.

За таких умов актуальними є задачі багатокритеріальної пріоритизації свердловин та оптимізації конструкції підйомних колон і режимів циркуляції теплоносія. Аналіз сучасних інструментів чисельного моделювання свідчить, що найбільш поширеними програмними комплексами для дослідження геотермальних процесів є TOUGH2 та COMSOL Multiphysics. TOUGH2 спеціалізується на моделюванні багатофазних потоків і теплопереносу в пористих і тріщинуватих середовищах та широко застосовується для аналізу геотермальних, нафтових і газових резервуарів, тоді як COMSOL Multiphysics реалізує мультифізичний підхід до дослідження взаємопов'язаних термогідродинамічних, механічних і хімічних процесів.

Програмний комплекс TOUGH2 характеризується високою гнучкістю завдяки підтримці нерегулярних сіток, багатофазних і багатокомпонентних процесів, однак є текстово-орієнтованим та не містить вбудованого графічного інтерфейсу. Автоматизація передобробки, чисельних розрахунків і післяобробки результатів забезпечується використанням бібліотеки PyTOUGH, реалізованої мовою Python, яка інтегрує етапи формування моделі, чисельного аналізу та прогнозування з можливістю зіставлення розрахункових і експериментальних даних (рисунок 2.8). На завершальному етапі післяобробки (postprocessing) виконується зчитування вихідних даних і генерація аналітичного звіту. Використання зовнішнього інтерфейсу дозволяє формувати текстові вхідні файли для TOUGH2, налаштовувати параметри моделі, включаючи геометрію сіток, фізичні властивості середовищ і граничні умови.

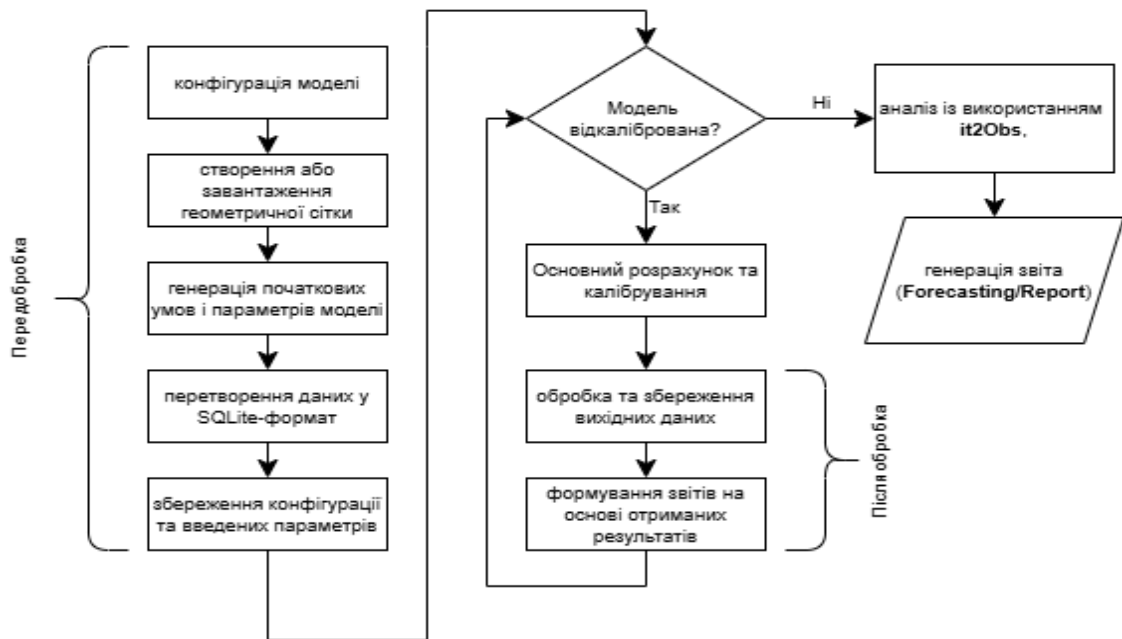


Рисунок 2.8 – Структурна схема взаємодії взаємодію модулів у програмному комплексі TOUGH2

Програмне розширення додатково забезпечує ефективне зчитування результатів моделювання, аналіз тисків, температур і потоків, а також можливість інтеграції з іншими візуалізаційними інструментами, такими як Matplotlib або ParaView.

Завдяки широкій функціональності бібліотека сприяє оптимізації процесу моделювання складних гідротермальних і багатокомпонентних потоків у пористих і тріщинуватих середовищах, що забезпечує високий рівень гнучкості та точності для широкого спектра задач, включаючи геотермальні, гідротермальні та нафтові системи. Робота із бібліотекою PyTOUGH виконуються через Python-інтерпретатор або інтегровані середовища розробки (IDE), такі як Jupyter Notebook, PyCharm чи VSCode. Взаємодія здійснюється за допомогою програмного коду або зовнішньої оболонки, що дозволяє автоматизувати підготовку вхідних даних та аналіз результатів.

Альтернативним програмним середовищем для аналізу геотермальних процесів є COMSOL Multiphysics – універсальне програмне забезпечення для чисельного моделювання, що реалізує метод скінченних елементів для дослідження фізичних процесів у складних багатофізичних системах. Програмний комплекс забезпечує інтеграцію різних фізичних доменів, таких як

теплообмін, механіка рідини, електромагнетизм і хімічна кінетика, дозволяючи створювати взаємопов'язані моделі.

Програмний комплекс COMSOL Multiphysics забезпечує реалізацію чисельного моделювання у 1D-, 2D- та 3D-постановках із можливістю прямого формулювання керівних рівнянь і задання фізичних властивостей відповідно до специфіки досліджуваної геотермальної системи. Поєднання графічного інтерфейсу користувача з програмним доступом через API дозволяє здійснювати як інтерактивне, так і автоматизоване налаштування моделей, що є важливим для параметричних і сценарних досліджень. Визначальною перевагою COMSOL Multiphysics є реалізація повноцінного багатофізичного підходу, який забезпечує узгоджене моделювання взаємопов'язаних термодинамічних, гідродинамічних і механічних процесів у межах єдиного розрахункового середовища.

Застосування адаптивних чисельних сіток і можливість формулювання користувацьких рівнянь підвищують точність розрахунків і дозволяють виконувати оптимізацію ключових параметрів розробки геотермальних резервуарів з позицій довготривалої продуктивності та стійкості.

Висновки

Проведено систематизацію геотермальних систем, придатних для перепрофілювання свердловин нафтогазового фонду, та виконано їх техніко-технологічну оцінку. Встановлено, що відкриті геотермальні системи характеризуються високою тепловіддачею та потенціалом електрогенерації, однак їх застосування істотно обмежується залежністю від гідрогеологічних умов і ризиками індукованої сейсмічності. У зв'язку з цим обґрунтовано доцільність використання закритих систем (CLGS), які забезпечують стабільність експлуатації та екологічну безпеку та гібридних конфігурацій із замкненим контуром і природною циркуляцією теплоносія, що сприяють підвищенню теплової ефективності.

Продемонстровано перспективність спільно-сумісного використання свердловин для вилучення залишкових вуглеводнів із паралельною генерацією теплової енергії та доцільність застосування геотермальних теплових насосів для децентралізованого тепlopостачання. На основі аналізу основних схем геотермальних систем визначено ключові критерії вибору технології перепрофілювання, зокрема глибину, температурний режим, гідрогеологічні умови, технічний стан обсадних колон і екологічні обмеження, та сформовано методологію багатокритеріального відбору свердловин із використанням методів АНР і WSM.

Аналіз практичних проєктів із застосуванням технологій HEATSTORE, HOCLOOP та EGS дозволив визначити сфери їх доцільного використання залежно від температурного режиму й регуляторних умов. Отримані данні демонструють, що HEATSTORE є ефективними для низько- та середньотемпературних систем, HOCLOOP - для середньотемпературних режимів із підвищеним тепловідбором, тоді як EGS орієнтовані на високотемпературні системи електрогенерації за умови контролю ризиків індукованої сейсмічності.

Комбіноване застосування аналітичних і чисельних методів із використанням програмних комплексів TOUGH2, COMSOL Multiphysics і

бібліотеки PyTOUGH забезпечує обґрунтованість проєктних рішень та формує методичну основу для подальшої оптимізації геотермальних систем перепрофілювання свердловин.

Отримані результати створюють інструментальну базу для подальшої оптимізації технічних рішень при впровадженні геотермальних систем енергопостачання та підвищення їх довготривалої експлуатаційної надійності.

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛЬ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ - ОРІЄНТОВАНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У МАСШТАБОВАНІЙ КОАКСІАЛЬНІЙ ГЕОТЕРМАЛЬНІЙ СВЕРДЛОВИНІ

Імітаційне моделювання геотермальних систем усуває необхідність проведення вартісних і тривалих експериментальних досліджень при збереженні можливості вивчення складних конструкцій з різними сценаріями розвитку. Створення інтелектуальної цифрової моделі геотермальної свердловини (моделювання цифрових двійників) дає змогу виявити помилки на ранній стадії проєктування процесу вилучення теплової енергії, підвищити температуру теплоносія в свердловині за рахунок раціонального вибору конструкторських та режимних параметрів насосно-циркуляційної системи на основі створення єдиного цифрового середовища, зменшити похибку визначення теплових та гідродинамічних параметрів теплоносія шляхом координації зусиль проєктантів та залучених спеціалістів.

Додатковою перевагою застосування моделювання цифрових двійників є скорочення термінів спорудження та введення в експлуатацію геотермальних насосно-циркуляційних систем, зниження витрат матеріалів та фінансових ресурсів на їх будівництво та облаштування. При експлуатації геотермальних свердловин створені на основі моделювання цифрових двійників насосно-циркуляційні системи підвищують рівень технічного контролю процесу вилучення теплової енергії та полегшують процес технічного обслуговування елементів підземного та наземного обладнання.

3.1 Постановка задачі та методологічні засади моделювання

Метою проведеного моделювання є створення цифрової інформаційної моделі цифрових двійників геотермальної свердловини та виконання масштабованих чисельних розрахунків тепло- гідродинамічних процесів, що відбуваються під час її експлуатації.

Запровадження підходу моделі цифрових двійників забезпечило інтеграцію геометричних, фізико-технічних та експлуатаційних характеристик

об'єкта в єдиному цифровому середовищі, що дозволило підвищити точність аналізу, оптимізувати проєктні рішення та забезпечити можливість багаторазового використання моделі для різних сценаріїв експлуатації [53].

Основними завданнями проведеного моделювання були:

1. Розробка моделі свердловини з урахуванням конструктивних елементів (експлуатаційна обсадна колона, ліфтова колона, теплоізоляційні труби, кільцеві зазори), теплотехнічних параметрів та умов експлуатації.
2. Масштабування моделі з урахуванням критеріїв подібності для забезпечення адекватності чисельних результатів у порівнянні з реальною свердловиною.
3. Застосування CFD-методів для моделювання процесів тепло- та масопереносу між теплоносієм та породами з урахуванням теплопровідності гірських порід і впливу теплоізоляції.
4. Аналіз впливу конструктивних параметрів і режимів роботи (швидкість руху теплоносія, температура на вході, тип і товщина теплоізоляційного шару) на ефективність тепловідбору.
5. Візуалізація результатів у вигляді температурних і гідродинамічних полів для полегшення інтерпретації та подальшого використання у проєктних розрахунках.
6. Перевірка збіжності та стабільності чисельних рішень з метою мінімізації похибок та підвищення надійності отриманих даних.

Реалізація цього етапу досліджень дозволила сформулювати цифровий прототип свердловини, який може бути використаний для оптимізації конструктивних рішень, прогнозування ефективних режимів експлуатації, планування технічного обслуговування впродовж усього життєвого циклу об'єкта та максимізації ефективності роботи геотермальної свердловини та вилучення низькоентальпійної теплової енергії.

3.2. Геометричні параметри моделі, масштабування та критерії подібності

Геометрична модель цільової свердловини розроблена на основі конструкції реального промислового об'єкту - свердловини, перепрофільованого для геотермального використання. Конфігурація розрахункової області передбачала коаксіальну схему циркуляції теплоносія: охолоджений теплоносієм подається вниз по кільцевому простору між внутрішньою стінкою експлуатаційної колони та зовнішньою поверхнею ліфтової колони, а нагрітий теплоносієм піднімається до устя насосно-компресорними трубами (НКТ).

Конструктивні елементи та параметри:

- Ліфтова колона (НКТ) – внутрішній діаметр 0,0883 м (3.475"), зовнішній 0,01016 (4.0") м. API 5CT, 4 tubing, клас J55. Моделювання проводилось за використання наступних матеріалів:

1. сталь API J55;
2. Vacuum Insulated Tubing (VIT);
3. Glass Fiber Reinforced Plastic (GFRP);
4. Silicon Carbide Aerogel Composites;
5. Nano-Composite Tubing.

Заміна матеріалів у НКТ дозволила оцінити вплив теплопровідності стінки підйомної колони на величину теплових втрат і температуру теплоносія на усті.

- Обсадна колона – внутрішній діаметр 0,225 м, зовнішній 0,245 м, API 5CT, 9-5/8" casing, клас P110, матеріал – сталь API P110. Конструкція передбачає повну сталеву конфігурацію без застосування комбінованих матеріалів, що відповідає фактичним умовам промислової експлуатації.

- Цементний камінь – внутрішній діаметр 0,245 м, зовнішній 0,311 м, матеріал – портландцемент підвищеної міцності.

- Породний масив – внутрішній діаметр 0,311 м, зовнішній 100 м. Модель відтворює зональний розподіл літологічних властивостей відповідно до геологічного розрізу району.

Для забезпечення фізичної подібності та коректного відтворення теплових і гідродинамічних умов по глибині було застосовано User-Defined Profiles (UDP) у середовищі ANSYS Fluent. UDP-профілі формувалися на основі літологічної колонки і включали дискретні значення теплопровідності λ , питомої теплоємності c_p , густини ρ та початкової температури T_0 з кроком 1 м по глибині. Геотермічний градієнт змінювався від 15 °C на усті до 210 °C на вибої.

Методологія UDP дозволила:

1. Відтворити неоднорідну літологічну структуру по глибині;
2. Забезпечити коректну імітацію початкового температурного поля;
3. Зберегти критерії теплової подібності при переході від реальної до масштабованої моделі.

Моделювання проводилося для масштабованої геотермальної системи, побудованої за схемою коаксіальної свердловини з циркуляцією теплоносія, як робочого середовища. Враховуючи значну обчислювальну складність моделювання повної глибини реального об'єкта (4230 м), було застосовано підхід часткового масштабування, за якого змінювалася лише довжина моделі, тоді як діаметри всіх конструктивних елементів - ліфтової колони (НКТ), обсадної колони, цементного кільця та межі породного масиву - залишалися незмінними.

Масштабована модель мала глибину 423 м, що відповідало коефіцієнту масштабування 1:10, при цьому зберігалися реальні гідродинамічні умови в каналах та теплофізичні параметри робочого середовища.

Такий підхід дозволив відтворити розподіл температури та теплових потоків уздовж стовбура з урахуванням впливу глибинного теплового поля, зменшивши при цьому витрати обчислювальних ресурсів у порівнянні з натурною моделлю (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Порівняння безрозмірних чисел Re, Pr, Gr, Nu для натурної та масштабованої моделі

Критерій	Формула	Реальна свердловина	Модель (423 м)	Коментар
Геометрична подібність	$\frac{D}{L}$	$D_t = 0,08050\text{м};$ $D_a = 0,14480\text{м};$ $D/L_t = 1,90 \times 10^{-5}$	$D_t = 0,08050\text{м};$ $D_a = 0,14480\text{м};$ $D/L_t = 1,90 \times 10^{-4}$	D однакові, D/L у моделі $\times 10$ більше; впливає лише на інтегральні величини
Число Рейнольдса (Re)	$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$	Труба: 44295; Кільце: 10312	Труба: 44295; Кільце: 10312	Гідродинамічна подібність збережена
Число Прандтля (Pr)	$Pr = \frac{\mu c_p}{k}$	вода, 15°C	вода, 15°C	Та сама рідина й фаза
Число Пекле (Pe)	$Pe = Re \times Pr$	Труба: $2,75 \times 10^5$; Кільце: $6,40 \times 10^4$	Труба: $2,75 \times 10^5$; Кільце: $6,40 \times 10^4$	Відношення конвекції/тепл опровідності збігається
Число Нуссельта (Nu)	$Nu = f(Re, Pr)$	Труба: 249; Кільце: 77,5	Труба: 249; Кільце: 77,5	Тепловіддача аналогічна
Коеф. тепловіддачі	$\alpha = \frac{Nu \cdot k}{D}$	Труба: ~ 1854 Вт/(м ² ×К); Кільце: ~ 321 Вт/(м ² ×К)	Труба: ~ 1854 Вт/(м ² ×К); Кільце: ~ 321 Вт/(м ² ×К)	Локальна тепловіддача однакова
Шорсткість	$\frac{\varepsilon}{D}$	0,00001	0,00001	Втрати тертя збігаються
Осьовий градієнт T	$\frac{\Delta T}{L}$	0,044 К/м	0,44 К/м	Дас однакове сумарне ΔT уздовж довжини

Збереження ідентичних значень безрозмірних чисел Рейнольдса, Прандтля, Пекле та Нуссельта у натурній і масштабованій моделях (таблиця 3.1) є формальним підтвердженням дотримання критеріїв гідродинамічної та теплової подібності при коефіцієнті масштабування 1:10. Це обґрунтовує перенесення результатів моделювання на натурні умови та дозволяє коректно екстраполювати локальні температурні розподіли та теплові потоки на повну глибину свердловини 4230 м без втрати фізичної достовірності.

Важливим елементом збереження теплової подібності було використання у моделі User-Defined Profiles (UDP) для просторового задання теплофізичних параметрів породного масиву та початкового температурного поля. Профілі формувалися на основі геологічного розрізу району дослідження, що містив інформацію про літологічну будову, і включали дискретні значення теплопровідності, питомої теплоємності, густини та початкової температури для кожного інтервалу глибин з кроком 1 м.

Геотермальний градієнт змінювався від 15 °C на усті до 196,8 °C на вибої, що відтворювало реальні термобаричні умови. Інтеграція цих профілів у CFD-модель у середовищі ANSYS Fluent забезпечила не лише коректне відтворення початкового стану свердловини, але й можливість дослідження впливу неоднорідної літології на процеси теплопередачі. Таким чином, навіть при зменшенні глибини, масштабована модель зберігала, як гідродинамічну, так і теплову подібність із натурним об'єктом, що робить отримані результати придатними для інтерпретації та екстраполяції на реальні умови.

3.3 Обґрунтування вибору вихідних даних побудови моделі геотермальної свердловини

3.3.1 Граничні умови, параметри сіткової моделі та чисельного експерименту

Побудова обчислювальної сітки здійснювалась у середовищі ANSYS Meshing для двовимірної осесиметричної моделі коаксіальної геотермальної свердловини (рисунок 3.1).

Вибір 2D-постановки з осьовою симетрією зумовлений необхідністю досягти високої роздільної здатності розрахунку при значній глибині моделі (423 м у масштабованому варіанті) та обмежених обчислювальних ресурсах. Сітка створювалася як структурована з локальним ущільненням у зонах, де очікувалися найбільші градієнти температури та швидкості (рисунок 3.2).

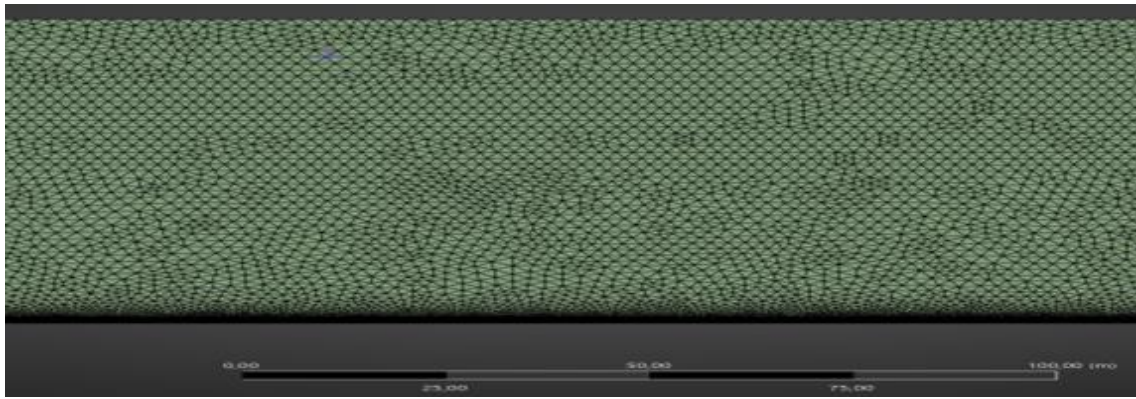


Рисунок 3.1 – Загальний вигляд чисельної сітки з виділеними зонами ущільнення

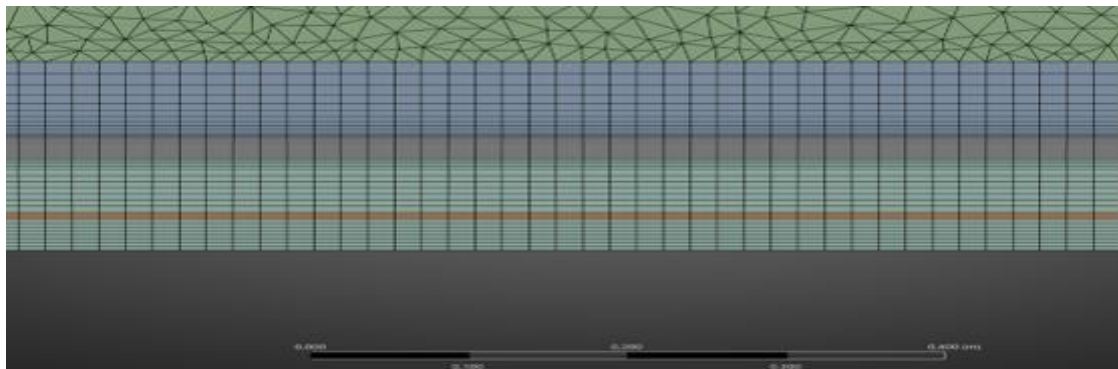


Рисунок 3.2 – Локальне ущільнення сітки у зоні свердловини

Особливу увагу приділено області міжтрубного простору та внутрішній поверхні насосно-компресорних труб (НКТ), де відбувається інтенсивний теплообмін. Для забезпечення точності розрахунку в цих критичних зонах мінімальний розмір комірки становив 1 мм. У менш навантажених областях (центральна частина породного масиву) розмір елементів збільшувався до 3–5 мм, що дало змогу оптимізувати співвідношення між обчислювальною складністю та точністю.

Загальна кількість елементів у сітці становила 1,5 млн, що для 2D-осесиметричної постановки забезпечує достатню деталізацію процесів. Межі розрахункової області визначались координатами: по осі x – від 0 до 423 м (глибина моделі), по осі y – від 0 до 100,2477 м (радіус породного масиву з урахуванням зовнішньої межі).

Загальний об'єм розрахункової області становив $1,3386 \times 10^7 \text{ м}^3$, при цьому мінімальний об'єм елемента дорівнював $1,3456 \times 10^{-6} \text{ м}^3$, а максимальний –

$1,9675 \times 10^3 \text{ м}^3$. Для двовимірного представлення мінімальна площа комірки становила $3,7670 \times 10^{-5} \text{ м}^2$, максимальна – $3,8759 \text{ м}^2$.

Аналіз якості сітки показав, що мінімальна ортогональна якість становила 0,2628 (у комірці з координатами $x = 178,71 \text{ м}$, $y = 0,8496 \text{ м}$), що відповідає прийнятним значенням для інженерних CFD-розрахунків і гарантує стабільність розрахункового процесу. Максимальне відношення сторін (aspect ratio) становило 7,86 ($x = 368,159 \text{ м}$, $y = 0,12154 \text{ м}$), що також перебуває в межах допустимого діапазону для осесиметричних задач тепломасообміну.

Рациональність прийнятого розміру обчислювальної сітки (1,5 млн елементів для двовимірної осесиметричної постановки, мінімальний розмір комірки 1 мм у пристовбурній зоні) обґрунтовано шляхом порівняння з параметрами сіткових моделей, наведеними в опублікованих дослідженнях CFD-моделювання коаксіальних геотермальних свердловин. Зокрема, у роботі Renaud et al. (2019) [90], присвяченій моделюванню глибокого свердловинного теплообмінника DBHE в геотермальній системі Krafla, виконаний аналіз сіткової незалежності для трьох рівнів дискретизації показав практично ідентичні значення вихідної температури теплоносія, що свідчить про достатність аналогічних рівнів деталізації для осесиметричних CFD-моделей геотермальних свердловин. У типових реалізаціях ANSYS Fluent для подібних задач використовуються сітки в діапазоні 1,5–2,0 млн елементів зі структурованим розбиттям та використанням моделі турбулентності Realizable k-ε [91]. Прийнятий у даній роботі мінімальний розмір елемента 1 мм у зоні міжтрубного простору та внутрішньої поверхні НКТ забезпечує необхідну точність розв'язання приповерхневого температурного градієнта при використанні стандартних пристінних функцій, що відповідає сучасним методичним рекомендаціям з побудови розрахункових сіток для двопараметричних моделей турбулентності [92]. Аналіз якості прийнятої сітки (мінімальна ортогональна якість 0,2628 та максимальне відношення сторін 7,86) відповідає допустимим значенням для інженерних CFD-розрахунків та гарантує стабільність розрахункового процесу.

Для стаціонарного аналізу масштабованої коаксіальної геотермальної свердловини було реалізовано числову модель у середовищі ANSYS Fluent, що відтворює теплову взаємодію між породним масивом і теплоносієм (вода) після досягнення стаціонарного теплового балансу. Масштабування виконувалося виключно за глибиною при збереженні реальних діаметрів усіх елементів компоновки, що дало змогу дотриматись критеріїв подібності для теплопередачі та гідродинаміки. Радіальні розміри складових: насосно-компресорні труби (0,04025 / 0,05025 м), обсадна колона (0,12265 / 0,14765 м), цементне кільце (0,14765 / 0,24765 м) та породний масив із зовнішнім радіусом 100 м.

Параметри матеріалів (сталь, бетон, порода) були введені з використанням власних базових даних Fluent із уточненими значеннями густини, теплоємності та теплопровідності: для сталі – $\rho = 8030 \text{ кг/м}^3$, $c_p = 502,48 \text{ Дж/(кг}\cdot^\circ\text{C)}$, $\lambda = 50 \text{ Вт/(м}\cdot^\circ\text{C)}$; для цементного каменю – $\rho = 2391,7 \text{ кг/м}^3$, $c_p = 936,35 \text{ Дж/(кг}\cdot^\circ\text{C)}$, $\lambda = 2,0712 \text{ Вт/(м}\cdot^\circ\text{C)}$. Породний масив моделювався як ізотропне тіло з параметрами, узгодженими з регіональною літогеотермічною моделлю для Мукачівського району Закарпаття.

Модель побудовано в осесиметричній постановці з урахуванням гравітаційного прискорення $9,81 \text{ м/с}^2$. Для опису турбулентного тепло- та масопереносу застосовано двопараметричну модель $k\text{--}\varepsilon$ Standard із стандартними пристінними функціями. Враховано лише вплив підйомної сили у виробництві турбулентної кінетичної енергії. Для енергетичного розрахунку активовано рівняння енергії з Energy Prandtl Number 0,85. Дискретизацію виконано за схемами другого порядку для тиску, швидкості та температури, а зв'язок тиск–швидкість реалізовано за алгоритмом SIMPLE.

Граничні умови були визначені таким чином: на вході в міжтрубний простір (velocity inlet) задавали температуру 15°C і масову витрату у чотирьох варіантах – 0; 2,5; 3,5 та 5 кг/с; вихідний перетин НКТ моделювався як pressure outlet з атмосферним тиском; зовнішній радіус породного масиву мав температурне граничне значення відповідно до UDP-профілю. Всі тверді

поверхні (стінки НКТ, обсадної колони, цементного каменю, породи) описувалися як теплопровідні тіла з константними λ , ρ та c_p .

Моделювання проводилося для вищевказаних п'яти варіантів матеріалів НКТ. Метою було визначення впливу конструкційного матеріалу та довжини ізолюваної ділянки на величину теплового притоку до устя. Для кожного сценарію аналізували температурний розподіл уздовж осі свердловини, інтегральний тепловий потік через стінки та ступінь збереження температурного градієнта в привибійній зоні.

3.3.2 Інтеграція геологічної інформації у CFD-модель коаксіальної свердловини за допомогою користувацьких функцій (UDF)

У моделюванні коаксіальної геотермальної системи вплив типу гірських порід уздовж розрізу відтворюється за допомогою користувацьких функцій обчислювального пакета, які зчитують з зовнішнього файлу-розрізу глибинні інтервали та пов'язані з ними теплофізичні параметри порід і далі призначають ці параметри безпосередньо в обчислювальній моделі. Було реалізовано еквівалентний граничний спосіб, коли сітка порід не дискретизується, а на стінку свердловини подаються профілі «температури формації» та «ефективної тепловіддачі», які змінюються з глибиною відповідно до літології й регіонального геотермічного градієнта. Таким чином, літологічна неоднорідність – пісковики й алевроліти флішу, карбонатні товщі, вулканогенні комплекси, четвертинні відклади, характерні для цільового геологічного сегмента – безпосередньо перетворюється на змінність загального теплопередавального бар'єра між потоками у колоні. Шари з високою теплопровідністю та швидким тепловим реагуванням поводяться як «теплові дренажі», посилюючи перетік теплоти між зустрічними потоками й знижуючи температуру на усті та корисну теплову віддачу; шари з низькою теплопровідністю виконують роль ізоляторів, послаблюючи осьовий тепловий шунт і підвищуючи термодинамічну ефективність.

Просторове поєднання та послідовність таких інтервалів визначають не лише рівень тепловтрат уздовж стовбура свердловини, а й положення

енергетично доцільного темпу нагнітання: у розрізах із більшою сумарною провідністю потрібні вищі витрати для досягнення тієї самої корисної віддачі, що супроводжується зростанням перепаду тиску й енергоспоживання приводу насосної установки; у разі переважання ізолювальних товщ оптимальна витрата зсувається до менших швидкостей.

Запропонована схема є модульною та відтворюваною: геологічні дані підтримуються у зручному табличному форматі, легко оновлюються за результатами каротажу й регіональних теплополів, узгоджуються як із кон'югованим, так і з граничним підходом, а за потреби розширюються у бік анізотропії порід, урахування контактних теплових опорів у зоні муфт та квазінестаціонарних ефектів прогрівання формації. UDF-постановка надійно переносить геологічну специфіку у простір інженерних показників – температуру на усті, теплову продуктивність, втрати тиску та термoeкономічні метрики – забезпечуючи регіонально коректну оцінку ефективності системи без зміни сіткової топології, що суттєво зменшує затрати часу на перерахунок.

3.4 Результати параметричного аналізу ефективності коаксіальної системи

3.4.1 Вплив матеріалу насосно-компресорних труб на осьовий тепловий шунт

Оскільки ефективність односвердловинної коаксіальної геотермальної системи з теплоносієм «вода» визначається інтенсивністю міжколонного теплового шунтування через стінку НКТ, що описується загальним коефіцієнтом теплопередачі U багат шарової циліндричної стінки з урахуванням внутрішньої й зовнішньої конвекції, теплопровідності матеріалів, радіаційної складової та контактних опорів у з'єднаннях. Для води, яка характеризується високою масовою теплоємністю та помірними числами Прандтля, вирішальним стає мінімізація еквівалентної теплопровідності стінки НКТ, оскільки саме вона визначає величину осьового теплового шунта i , відповідно, температуру на усті та інтегральну теплову продуктивність.

Таблиця 3.2 – Властивості матеріалів НКТ і конструкційних елементів свердловини

Матеріал	Густина, ρ [кг/м ³]	Теплоємність, c_p [Дж/(кг·°C)]	Теплопровідність, λ [Вт/(м·°C)]	Типова глибина застосування, км
VIT (<i>Vacuum Insulated Tubing</i>)	7800–8000	500	0,0008–0,01	3–6
Nano-Composite <i>Tu-bing</i>	2070	930	0,01	3,5–5,5
SiC <i>Aerogel Compo-sites</i>	550	750	0,06	4–5
SLGHP (<i>Gravity Heat Pipe</i>)	7800	500	-	3–10
Сталь звичайна (<i>Carbon Steel</i>)	8030	502,48	50	0–8
Скловолоконно-армований полімер (GFRP)	2440	850	0.65	2-3.5

У таблиці 3.2 наведено узагальнені теплофізичні характеристики матеріалів, які застосовуються для виготовлення насосно-компресорних труб (НКТ) та основних конструкційних елементів глибоких геотермальних свердловин. Представлені дані охоплюють як традиційні, так і високотехнологічні матеріали, що використовуються для зменшення теплових втрат та підвищення ефективності системи.

Таке узагальнення властивостей дає змогу обґрунтовано підбирати матеріали для геотермальних систем залежно від умов експлуатації, глибини залягання та вимог до теплової ізоляції. На рисунках 3.3 – 3.5 представлено результати розрахунків для усталеного режиму теплоносія при витраті 2,5 кг/с та початковій температурі породи на вибої 182 °C.

Аналіз температурних профілів для трьох варіантів внутрішньої колони – SiC Aerogel Composites, Nano-Composite Tubing та Vacuum Insulated Tubing (VIT) – показав суттєву різницю у збереженні теплового потенціалу теплоносія при підйомі від вибою до устя.

У випадку SiC Aerogel Composites (рисунок 3.3) спостерігається поступове зниження температури теплоносія з 45,21 °C на вибої до 42,19 °C на усті, при

цьому теплова втрата значною мірою обмежена за рахунок низької теплопровідності ізоляційного шару ($0,06 \text{ Вт}/(\text{м} \times ^\circ\text{C})$).

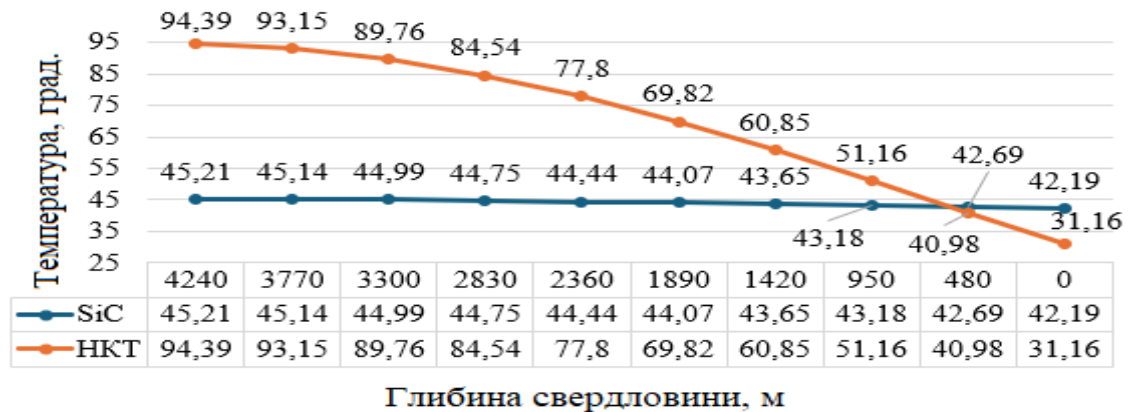


Рисунок 3.3 – Температурний профіль робочого середовища у коаксіальній геотермальній свердловині для внутрішньої колони з композиційних матеріалів на основі SiC-аерогелю

Для Nano-Composite Tubing (рисунок 3.4), що характеризуються ще нижчою теплопровідністю ($0,01 \text{ Вт}/(\text{м} \times ^\circ\text{C})$), втрати температури теплоносія є мінімальними: від $43,19^\circ\text{C}$ на вибої до $42,65^\circ\text{C}$ на усті, що свідчить про високий потенціал застосування цього матеріалу у свердловинах з великою глибиною (3,5–5,5 км).

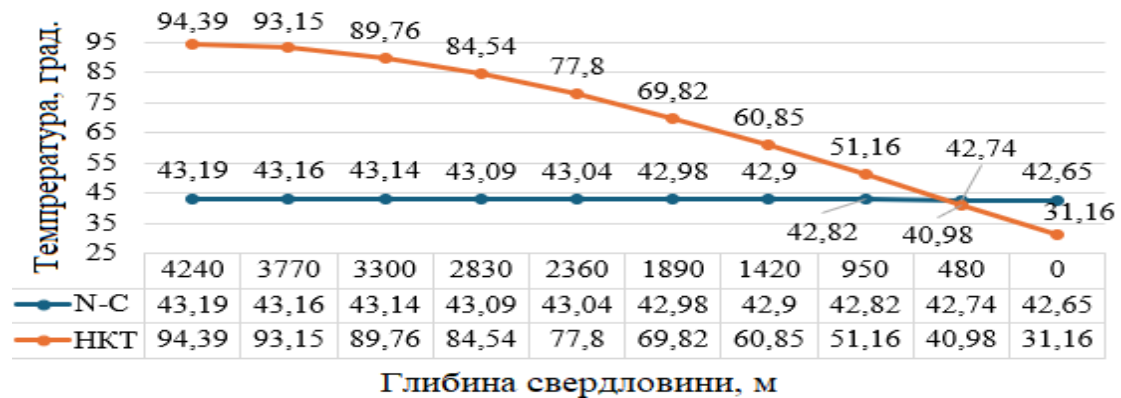


Рисунок 3.4 – Температурний профіль робочого середовища у коаксіальній геотермальній свердловині для внутрішньої колони з нанокompозитних труб (Nano-Composite Tubing)

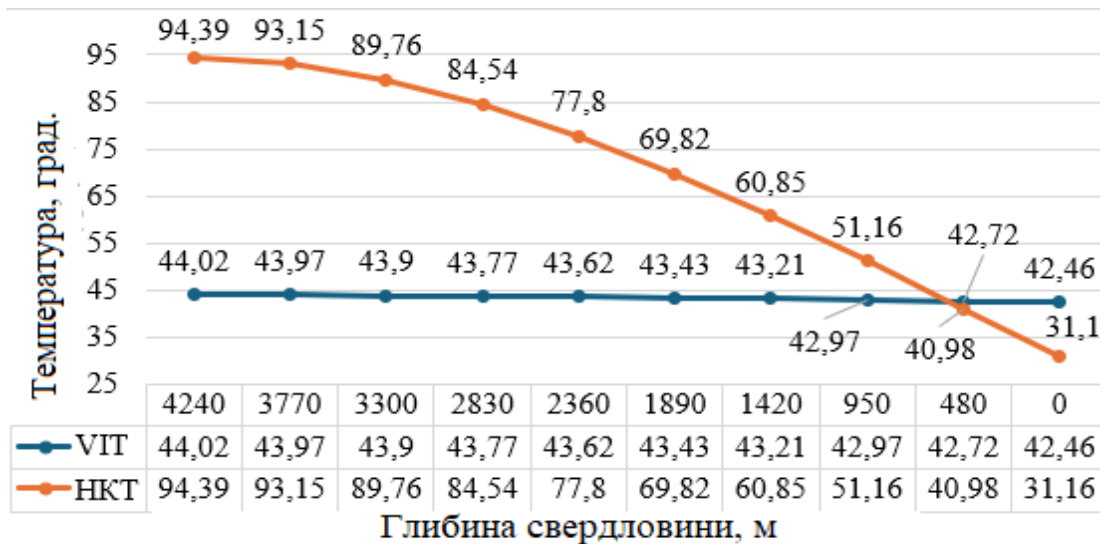


Рисунок 3.5 – Температурний профіль робочого середовища у коаксіальній геотермальній свердловині для внутрішньої колони з вакуумованих ізольованих труб (Vacuum Insulated Tubing, VIT)

Vacuum Insulated Tubing (VIT) (рисунок 3.5) демонструють аналогічно високі теплотехнічні характеристики, підтримуючи температуру в межах 44 – 42,46 °С на протязі всього інтервалу підйому теплоносія. Низька теплопровідність вакуумованого прошарку (0,0008–0,01 Вт/(м×°С)) забезпечує найменші теплові втрати серед розглянутих матеріалів, що особливо важливо при роботі у замкнених геотермальних системах.

Окремо було проаналізовано поведінку системи з використанням скловолокно-армованого полімеру (GFRP) як матеріалу внутрішньої колони (рисунок 3.6).

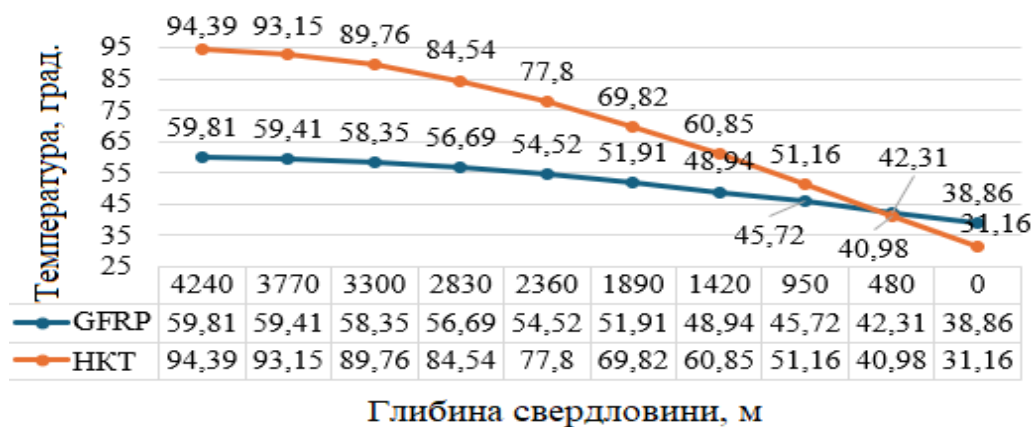


Рисунок 3.6 – Температурний профіль робочого середовища у коаксіальній геотермальній свердловині для внутрішньої колони з використанням скловолокно-армованого полімеру (GFRP)

Завдяки значно нижчій теплопровідності у порівнянні зі сталлю, але вищій, ніж у вакуумованих та наноккомпозитних труб, GFRP забезпечує помірний рівень теплової ізоляції. Температура теплоносія на вибої становить 59,8 °С, а на усті знижується до 38,8 °С, що відповідає збереженню початкового теплового потенціалу. При цьому температура стінки внутрішньої колони є вищою, ніж у випадку з VIT та Nano-Composite Tubing, що вказує на інтенсивніший тепловий обмін з навколишнім середовищем. Таке поєднання характеристик робить GFRP перспективним матеріалом для умов, де потрібна комбінація термоізоляційних та механічних властивостей при знижених вимогах до абсолютного збереження теплової енергії.

Температурні профілі свідчать, що застосування сталевих труб через їхню високу теплопровідність зумовлює підвищений коефіцієнт теплопередачі U та, відповідно, значні енергетичні втрати. Натомість використання склопластикових рішень (GFRP) та ізованих композитів, зокрема на основі SiC-aerogel, істотно знижує інтенсивність міжколонного теплового шунтування та забезпечує вищий рівень корисного тепловідбору (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3 – Дослідження матеріалу різних НКТ на ефективність роботи геотермальної системи

Матеріал НКТ	Теплопровідність λ , Вт/(м×К)	Теплоємність c_p , Дж/(кг×К)	Густина ρ , кг/м³	Т на вибої, °С	Т на усті, °С	Втрати ΔT , °С
VIT (Vacuum Insulated Tubing)	0,0008–0,01	500	-	44,01	42,46	1,55
Nano-Composite Tubing	0,01	930	2070	43,19	42,65	0,54
SiC Aerogel Composites	0,06	750	550	45,21	42,19	3,02
GFRP (склопластик)	0,65	850	2440	59,81	38,86	20,95
Сталь (Carbon Steel)	50	502,48	8030	94,39	31,16	63,23

Узагальнення табличних даних показує, що теплопровідність матеріалів НКТ визначає інтенсивність міжколонного теплового шунтування та, відповідно, температуру на усті і корисну теплову потужність системи при заданій витраті теплоносія.

Висока теплопровідність сталі спричиняє значні радіальні теплові переток між висхідним і низхідним потоками, що призводить до найбільших втрат температури та найнижчого теплотізнання. Застосування **GFRP** зі значно меншою теплопровідністю зменшує міжколонний тепловий контакт, що дозволяє підвищити температуру теплоносія на виході.

Подальше зниження теплопровідності в композитах на основі **SiC-aerogel** забезпечує квазіадіабатичний режим підйому та значно зменшує теплові втрати. Найвищу теплоізоляційну ефективність демонструють **вакуумно-ізовані труби (VIT)**, у яких вакуумний прошарок і низькоемісійні бар'єри мінімізують кондуктивну та радіаційну теплопередачу, що забезпечує найменші втрати температури та максимальну температуру на усті. Отримані результати моделювання підтверджують послідовне зменшення теплових втрат і зростання термодинамічної ефективності системи у ряді матеріалів: **сталь → GFRP → SiC-aerogel → VIT**, що відповідає зниженню їх еквівалентної теплопровідності.

3.4.2 Аналіз теплового балансу коаксіальної геотермальної свердловини у стаціонарному режимі з урахуванням довжини секцій вакуумно-ізованих труб (VIT)

Оцінка ефективності коаксіальних геотермальних свердловин значною мірою визначається характером теплової взаємодії між низхідним та висхідним потоками теплоносія, що відбувається через стінку внутрішньої колони. Використання вакуумно-ізованих труб (VIT) розглядається як перспективне інженерне рішення для мінімізації внутрішнього теплового шунтування та підвищення корисного тепловідбору. З цією метою було проведено чисельне моделювання стаціонарних режимів теплоперенесення у масштабованій коаксіальній системі, що дозволяє дослідити вплив довжини секцій VIT на температурний профіль теплоносія та загальний тепловий баланс свердловини.

На рисунку 3.7 представлено результати чисельного моделювання стаціонарного теплового стану (*steady-state*) масштабованої геотермальної свердловини з коаксіальною схемою циркуляції теплоносія.

Розрахунки виконано в осесиметричній постановці із застосуванням критеріїв подібності, що забезпечують адекватне відтворення теплогідравлічних процесів у масштабованій моделі при збереженні діаметрів насосно-компресорних труб (НКТ), обсадної колони та міжтрубного простору і гірської породи. Масштабування здійснювалося лише за глибиною, що дозволило відтворити вплив теплового градієнта та глибинних температур на теплоперенесення у системі. Координата x на графічному відображенні характеризує відстань уздовж стовбура свердловини від вибою (0 м) до устя (4230 м).



Глибина свердловини, м

1 – довжина ВІТ-колони 3740 м.; 2 – довжина ВІТ-колони 2740; 3 – довжина ВІТ-колони 1240; 4 – сталеві колони НКТ без ізоляції (базовий варіант)

Рисунок 3.7 – Температурні профілі робочого середовища вздовж стовбура коаксіальної геотермальної свердловини при витраті 2,5 кг/с у стаціонарному режимі для різних довжин секцій VIT та сталеві колони НКТ без ізоляції

Чисельне моделювання виконано для чотирьох конструктивних конфігурацій внутрішньої колони, що відрізняються довжиною секцій вакуумно-ізольованих труб (VIT):

- 1 – VIT-колона довжиною 3740 м;
- 2 – VIT-колона довжиною 2740 м;
- 3 – VIT-колона довжиною 1240 м;
- 4 – сталева колона НКТ без теплоізоляції (референтний варіант).

Результати чисельного моделювання показують, що температура теплоносія на вибої становить 94,4 °С для варіанту без ізоляції, 81,2 °С для VIT 1240 м, 57,7 °С для VIT 2740 м та 50,1 °С для VIT 3740 м при пластовій температурі 197 °С. Виявлена закономірність обумовлена характером теплової взаємодії між низхідним і висхідним потоками у коаксіальній конфігурації свердловини.

У системі без ізоляції сталева НКТ виступає ефективним каналом теплопровідності, формуючи внутрішній протитечієвий теплообмін між потоками. Це сприяє інтенсивному попередньому нагріванню низхідного теплоносія за рахунок охолодження висхідного потоку, що призводить до підвищення температури у привибійній зоні. Водночас висока теплопровідність сталі зумовлює значні інтегральні теплові втрати у породний масив, особливо у верхніх інтервалах свердловини, що знижує температуру теплоносія на усті.

Застосування вакуумно-ізольованих труб істотно обмежує радіальний теплоперенос між потоками та навколишнім середовищем. Вакуумний міжтрубний простір і використання матеріалів з наднизькою теплопровідністю (0,0008–0,01 Вт/(м·°С)) [53, Table 1] зменшують провідникову складову теплопередачі та забезпечують краще збереження теплової енергії під час транспортування теплоносія до устя. Разом з тим зменшення міжпотокового

теплообміну призводить до зниження інтенсивності прогрівання теплоносія у привибійній зоні.

Таким чином, отримані результати підтверджують наявність конструктивно зумовленого термогідравлічного компромісу між ефективністю теплової ізоляції стовбура та інтенсивністю нагрівання теплоносія у глибинних інтервалах. Оптимальний вибір конструкції НКТ повинен враховувати режим експлуатації системи, витрату теплоносія та геотермальний температурний профіль пласта.

3.4.3 Термогідравлічні закономірності та оптимізація режимів циркуляції теплоносія у геотермальній свердловині

Ефективність коаксіальної геотермальної системи з водяним теплоносієм визначається узгодженою дією трьох класів процесів: інтенсифікації конвективного теплообміну на стінці за рахунок зростання гідродинамічних критеріїв і відповідного підвищення числа Нуссельта (Nu) та коефіцієнта тепловіддачі h ; скорочення часу перебування ($\tau \approx L/V$), що обмежує термічне «прогрівання» потоку та підсилює роль осьового теплового шунта через стінку НКТ і міжтрубний простір (визначається загальним коефіцієнтом теплопередачі U , сумою серійних термічних опорів, концепціями $LMTD/\varepsilon-NTU$); та інерційного зростання гідравлічних втрат (за Дарсі-Вейсбахом), що масштабуються законом пропорційної залежності втрат тиску і безпосередньо конвертуються у насосну потужність ($\dot{W}_p = \Delta p \times Q / \eta_n$).

Таблиця 3.4 – Вплив швидкості нагнітання водяного теплоносія на термогідравлічні параметри коаксіальної системи

Середнє значення температури		Середнє значення швидкості		Середнє значення тиску на виході
Вхід	Вихід	Вхід	Вихід	
15 °C	25 °C	0	0	0
15 °C	20 °C	0,063 [м/с]	0,51719 [м/с]	13982 [Pa]
15 °C	18 °C	0,1272 [м/с]	1,04221 [м/с]	51453.8 [Pa]
15 °C	16 °C	0,255 [м/с]	2,08693 [м/с]	200483 [Pa]
15 °C	15 °C	0,5 [м/с]	4,10281 [м/с]	817103 [Pa]
15 °C	15,5 °C	1,0 [м/с]	8,22388 [м/с]	3.516e+06 [Pa]

Аналіз отриманих даних моделювання (таблиця 3.4) фіксує стабільно нисхідну динаміку температурного напору ΔT на усті із 25 до 15,5 °C у міру зростання швидкості, що інтерпретується як наслідок зменшення часу перебування τ на тлі сталого коефіцієнта теплопередачі для НКТ із сталі U; питомий тепловий відбір зростає лише до рівня насичення $3.3 \text{ МВт} \times \text{м}^{-2}$ в області швидкості потоку на вході $\approx 0.25 \text{ м} \times \text{с}^{-1}$, тоді як гідравлічні втрати узгоджено підкоряються квадратичному закону (апроксимаційна константа для всієї серії $K \approx 4.9 \times 10^4 \text{ Па} \cdot (\text{м/с})^{-2}$), що різко знижує показник термо-гідравлічної віддачі $q''/\Delta p$.

Разом із графічною залежністю, яка демонструє низькошвидкісний максимум і подальшу «насичену» спадну ділянку, що вказує на існування внутрішнього оптимуму темпу нагнітання: робочого інтервалу витрат, де приріст температури ще компенсує скорочення часу; для розглянутої конфігурації оптимум локалізується у низько-/середньошвидкісній зоні порядку 0,1–0,3 м/с а його положення є функцією теплової ізоляційної спроможності НКТ (менше у VIT/композитах із низькою теплопровідністю і мало емісійними бар'єрами зміщує оптимум у бік менших швидкостей, тоді як сталева колона з високою провідністю потребує вищих витрат для досягнення еквівалентної корисної теплової продуктивності).

В сталевих НКТ внаслідок високої теплопровідності стінки формується малий провідниковий опір у серії термічних опорів багатошарової оболонки, що зумовлює підвищений загальний коефіцієнт теплопередачі U та інтенсивний осьовий тепловий шунт між зустрічними потоками. За сталої геометрії та глибини це підвищує інтегральний параметр тепловтрат (співмірний із відношенням теплового витоку до тепломісткості потоку), а отже, для відновлення еквівалентного температурного напору і корисної теплової продуктивності потрібна компенсація на боці масового потоку, а саме збільшення темпу нагнітання.

Підвищення швидкості, з одного боку, інтенсифікує плівковий теплообмін (зростання критеріальних чисел Re , Pe і Nu), однак цей ефект має тенденцію до насичення; з іншого боку, гідравлічні втрати масштабуються інерційним законом (перепад тиску пропорційний квадрату швидкості), та супроводжує різке зростання потужності приводу насосної установки.

3.4.4 Порівняльний аналіз теплоносіїв: вода та надкритичний діоксид вуглецю (sCO_2)

Вибір робочого середовища є одним із ключових чинників ефективності замкнених геотермальних систем, оскільки термофізичні властивості теплоносія безпосередньо визначають інтенсивність теплообміну, гідравлічні втрати та доводимогу інтегрувати у розрахункову модель табличні дані зовнішнього походження, що забезпечило підвищену точність і стабільність чисельних експериментів у широкому діапазоні зміни робочих параметрів.

Для формування вхідних масивів властивостей було застосовано бібліотеку CoolProp у середовищі програмування *Python*. З її використанням було згенеровано таблиці густини, динамічної в'язкості, теплопровідності, ентальпії та питомої теплоємності як функцій температури та тиску. Отримані результати експортовано у форматі CSV, що дозволило безпосередньо інтегрувати їх у середовище ANSYS Fluent за допомогою створених користувацьких функцій. Такий підхід дав змогу уникнути використання

спрощених кореляцій і водночас забезпечив узгодженість моделі з сучасними термодинамічними базами даних, оскільки таблиці властивостей автоматично імпортуються та інтерполюються у розрахунковому діапазоні, що забезпечує узгодженість між довідковими даними та обчислювальним ядром моделі. Реалізовані функції дозволяють коректно інтегрувати властивості теплоносія у розрахункову сітку та забезпечують стабільність чисельного розрахунку.

Використання функцій UDF дало можливість застосувати реальні термодинамічні властивості надкритичного діоксиду вуглецю у CFD-моделюванні, що підвищило точність результатів та дозволило дослідити роботу замкнених геотермальних систем у більш реалістичних умовах.

Порівняльне моделювання виконано за однакових граничних умов (тиск 8 МПа, швидкість на вході 1 м/с та ідентична геометрія коаксіального каналу). Отримані результати показали суттєву різницю у гідравлічних характеристиках теплоносіїв: для надкритичного CO₂ перепад тиску становив **0,222 МПа**, тоді як для води - близько **2,0 МПа**.

Вихідні швидкості потоку для обох середовищ перебували у діапазоні **≈8,0–8,1 м/с**, що підтверджує коректність постановки задачі та режиму витрати.

Менша динамічна в'язкість надкритичного CO₂ зумовлює зниження втрат тиску та енерговитрат на прокачування порівняно з водяним теплоносієм.

Термальна реакція системи також демонструє відмінності: у контурі з sCO₂ спостерігається більш інтенсивне зростання температури теплоносія вздовж підйомної колони, тоді як для водяного контуру температурний приріст є менш вираженим (**таблиця 3.5**).

Таблиця 3.5 – Інтегральні термогідравлічні показники коаксіального підйомного тракту для суперкритичного CO₂ та води

Тип рідини	Тиск		Швидкість		Температура потоку	
	Вхід	Вихід	Вхід	Вихід	Вхід	Вихід
CO ₂	8,2e+06 [Pa]	8e+06 [Pa]	1 [м/с]	8,0 [м/с]	36,85 °C	41 °C
Вода	1,0e+07 [Pa]	8e+06 [Pa]	1 [м/с]	8,1 [м/с]	36,85 °C	37,8 °C

Отримані результати відображають різницю в об'ємній теплоємності робочих середовищ. Для $s\text{CO}_2$ вона є нижчою, тому за однакового теплового підведення спостерігається інтенсивніше зростання температури теплоносія та підвищення термодинамічної якості теплової енергії на усті свердловини. Це потенційно дозволяє зменшити площу теплообмінної поверхні на стороні споживача. Для води, навпаки, висока об'ємна теплоємність забезпечує стабільний теплоперенос при заданій подачі, однак супроводжується більшими гідравлічними втратами у підйомній колоні НКТ.

Таким чином, результати моделювання демонструють характерний термогідравлічний компроміс. Контур із $s\text{CO}_2$ є більш енергетично доцільним завдяки меншим втратам тиску та вищій температурі теплоносія на виході. Водночас водяний контур, попри більший гідравлічний опір, забезпечує вищу об'ємну теплову продуктивність потоку.

Відповідно, вибір робочого середовища визначається цільовими умовами проєктування: застосування $s\text{CO}_2$ доцільне у випадках, коли пріоритетом є зниження питомих енергетичних витрат і підвищення термодинамічної якості теплової енергії, тоді як використання води є виправданим при необхідності максимізації теплопереносу за прийнятного рівня насосних втрат.

3.5. Аналіз часової деградації температури теплоносія на виході коаксіальної геотермальної свердловини впродовж десятирічного інтервалу експлуатації

Дослідження динаміки температури теплоносія на виході геотермальної свердловини є ключовим етапом у прогнозуванні ефективності системи впродовж усього життєвого циклу експлуатації. Зміни температури безпосередньо впливають на величину відбору теплової енергії, коефіцієнт перетворення (COP) теплових насосів та економічну доцільність роботи об'єкта.

Метою даного етапу є кількісна оцінка впливу тривалої експлуатації на тепловий режим системи з урахуванням теплофізичних властивостей порід, глибини залягання, гідродинамічних характеристик потоку та початкового температурного поля. Особлива увага приділена виявленню перехідних процесів

від початкового пуску (гарячий або холодний старт) до встановлення квазістаціонарного режиму, а також визначенню характерних часових масштабів деградації теплового потенціалу.

Моделювання виконувалося у середовищі ANSYS Fluent на базі масштабованої коаксіальної моделі свердловини з глибиною 423 м (еквівалент 4230 м у натурних умовах), із збереженням реальних діаметрів конструктивних елементів та використанням функції User-Defined Profiles (UDP) для задання початкових температур і теплофізичних параметрів породного масиву. Температурний градієнт складав $0,44\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{м}$, що відповідає зміні температури від $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ на усті до $196,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ на вибої. При цьому граничні умови витрати та швидкості потоку на вході в міжтрубний простір склали $0,0255\text{ м}/\text{с}$, що для об'ємної витрати становить $0,807\text{ л}/\text{с}$, та відповідає масовій витраті води $0,81\text{ кг}/\text{с}$.

Для аналізу було обрано п'ять контрольних моментів часу: 6 годин, 7 діб, 1 місяць, 1 рік та 10 років від початку експлуатації. Це дозволило простежити, як короточасні перехідні процеси, так і довгострокові тенденції теплового виснаження пласта. Результати наведено у вигляді карт температурних полів та узагальнюючої таблиці, що містить інтерпретацію змін температури та їх вплив на ефективність роботи системи. На шостій годині після введення геотермальної коаксіальної свердловини в експлуатацію (рисунок 3.8) термодинамічний стан системи відповідає фазі початкової стабілізації.

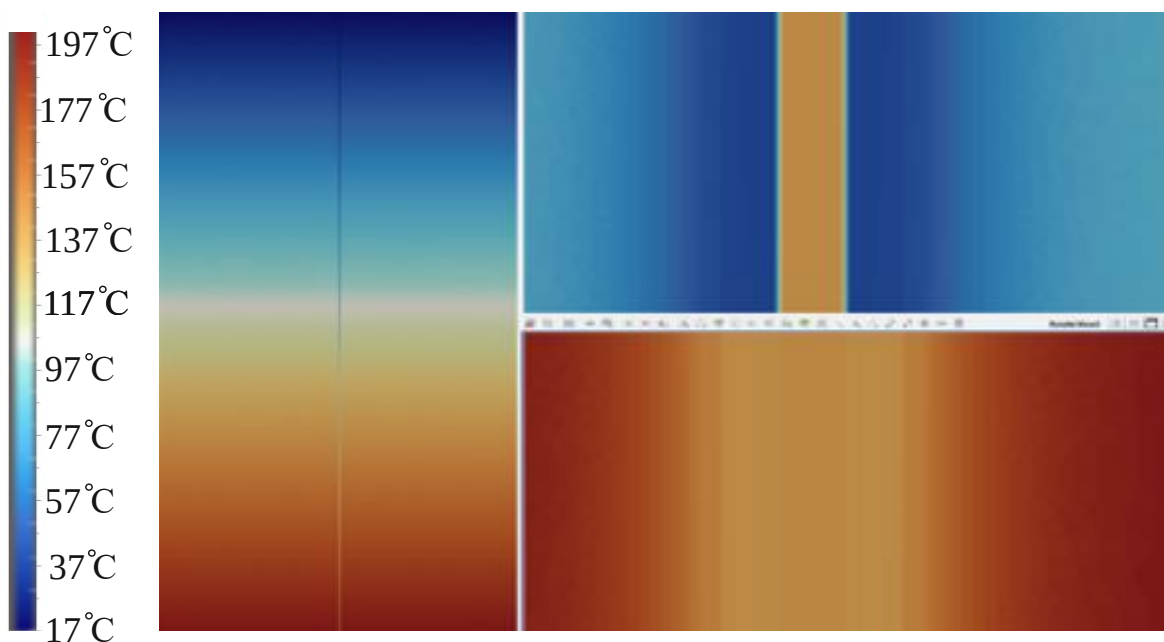


Рисунок 3.8 – Просторовий розподіл температури в зоні коаксіальної геотермальної свердловини через 6 годин після початку експлуатації, $T_{\text{вих}} \approx 136$ °C

Робочий агент, який циркулює у внутрішньому підйомному каналі, зберігає температуру, близьку до розрахункового номінального значення, що визначається геотермальним градієнтом та початковим станом порід-колекторів.

Температурне поле в масиві гірських порід навколо свердловини залишається переважно непорушеним, із чітко вираженою симетрією відносно осі стовбура. Зона теплового збурення обмежується вузьким радіальним поясом навколо зовнішньої поверхні експлуатаційної колони, де спостерігається підвищений градієнт температури у напрямку до привибійної частини. Це зумовлено інтенсивною кондуктивною теплопередачею від оточуючих гірських порід до стінки внутрішньої колони, яка безпосередньо контактує з теплоносієм.

Відсутність значного прогріву чи охолодження в глибинних ділянках пласта свідчить про те, що тепловий фронт ще не встиг поширитися на віддалені шари колектора. Радіальний розподіл температури на цьому етапі має крутий градієнт у межах декількох сантиметрів від стінки, після чого температурний профіль швидко наближається до початкового геотермального значення.

Втрати теплової потужності вздовж підйомного каналу мінімальні, оскільки різниця температур між теплоносієм і породами пласта ще не вийшла

на рівень, що зумовлює істотне тепловідведення. Таким чином, 6-та година експлуатації є референтною точкою, що відображає вихідну конфігурацію теплових і гідродинамічних параметрів перед початком активної деградації температурного потенціалу системи.

Через тиждень від початку експлуатації коаксіальної геотермальної свердловини (рисунок 3.9) відбувається суттєва трансформація температурного поля у привибійній зоні. Температура теплоносія на виході знижується до від початкових 137 до 76 °С, що вказує на активне відведення теплової енергії з гірських порід і поступове формування стійкої зони охолодження навколо стовбура.

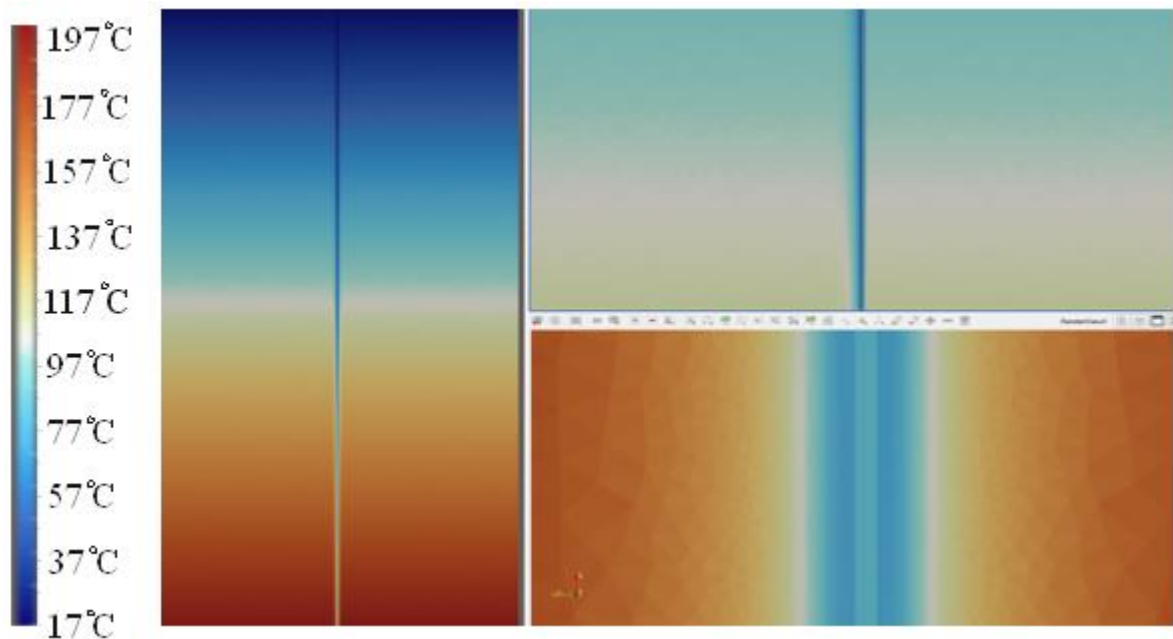


Рисунок 3.9 – Просторовий розподіл температури в зоні геотермальної свердловини через 7 днів після початку експлуатації, $T_{\text{вих}} \approx 76^\circ\text{C}$

Вертикальний переріз температурного поля демонструє розвиток термального фронту, який поширився на значну частину стовбура внутрішньої колони. Охолоджена зона має витягнуту циліндричну форму та супроводжується чітким градієнтом температури у радіальному напрямку. При цьому у верхніх інтервалах свердловини градієнт менший через менший температурний потенціал між теплоносієм і навколишнім пластом, тоді як у глибинних зонах тепловіддача інтенсивніша.

Така конфігурація зони пояснюється тим, що відбір теплової відбувається рівномірно по периметру колони, внаслідок чого зона знижених температур розвивається переважно у радіальному напрямку з подальшим поширенням уздовж осі свердловини. У результаті формується протяжна циліндрична область зниженої температури, яка має чіткі межі з навколишнім масивом і характеризується вираженим температурним градієнтом, що зменшується із віддаленням від стінки.

Механізм теплопередачі на цьому етапі є комбінованим: кондуктивна теплопередача продовжує домінувати у зоні безпосереднього контакту зі стінками колони, але починає відігравати роль і конвективне перенесення тепла внаслідок формування сталих температурних градієнтів у рідині. Внаслідок цього спостерігається зниження середньої температури теплоносія вже на середніх глибинах.

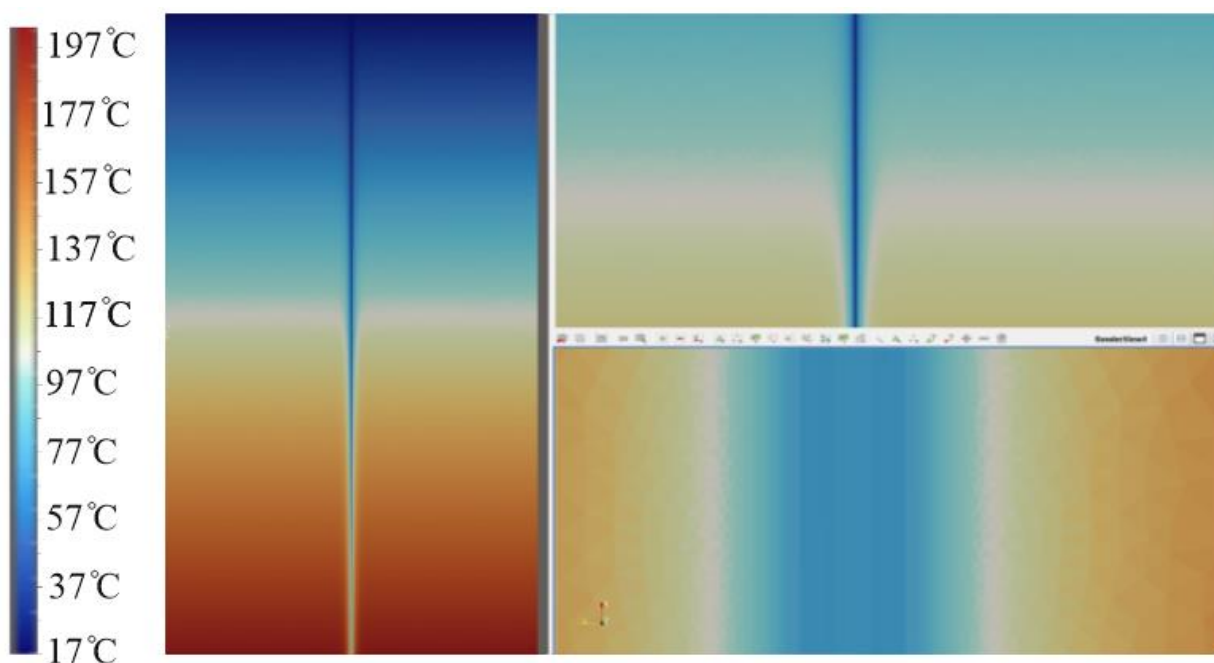


Рисунок 3.10 – Просторовий розподіл температури в зоні геотермальної свердловини через 1 місяць після початку експлуатації, $T_{\text{вих}} \approx 64^{\circ}\text{C}$

Гідродинамічно система перебуває у фазі частково усталеного режиму з мінімальними флуктуаціями витрати. Проте зростання тепловідведення до порід призводить до зменшення ентальпії робочого агента на виході та поступового зниження теплової потужності системи. Таким чином, період у 7 днів характеризується формуванням стабільної зони теплового збурення, яка стає

основним джерелом втрат теплового потенціалу впродовж наступних етапів експлуатації.

Після одного місяця безперервної експлуатації коаксіальної геотермальної свердловини (рисунк 3.10) спостерігається подальший розвиток зони охолодження та зменшення температури теплоносія на виході до 64 °С. Це свідчить про стале функціонування системи в умовах сформованого квазістаціонарного теплового поля, у якому темп відбору тепла значно перевищує швидкість його відновлення з глибинних горизонтів.

Вертикальний розподіл температури свідчить про збільшення товщини зони термічно модифікованих порід у радіальному напрямку, при цьому ізотерми втрачають концентричність і набувають витягнутої конфігурації вздовж стовбура свердловини. Максимальний температурний градієнт зосереджується у привибійній зоні, тоді як тепловий фронт поступово поширюється у глиб масиву порід.

Механізми теплопередачі на цьому етапі мають змішаний характер. Кондуктивний перенос тепла з гірських порід продовжує бути визначальним у безпосередньому контакті зі стінкою, тоді як у віддаленішій зоні активізується радіальна теплопровідність та повільне надходження теплової енергії за рахунок дифузійного розтікання тепла у твердому середовищі.

Гідродинамічна структура потоку робочого агента стабілізувалася, проте температура теплоносія на середніх і верхніх інтервалах свердловини стала значно нижчою за початкову. Це вказує на те, що тепловий потенціал пласта почав обмежувати ефективність відбору тепла вже на ранніх етапах експлуатації. Таким чином, інтервал у один місяць від початку роботи системи можна охарактеризувати як період переходу від початкової фази теплової стабілізації до стадії повноцінного термічного впливу, який буде визначати подальшу деградацію температурного поля в межах зони охолодження.

Через рік безперервної експлуатації коаксіальної геотермальної свердловини (рисунк 3.11) відбувається суттєве охолодження теплоносія на виході – до 54 °С. Це є ознакою того, що система увійшла у фазу розвиненого

теплого виснаження привибійної зони. Темп відбору теплової енергії стабільно перевищує швидкість його природного надходження, а температурне поле пласта зазнало помітної трансформації у великих масштабах.

Температурний фронт значно віддалився від стовбура свердловини, утворюючи зону охолодження з радіусом, який у кілька разів перевищує діаметр обсадної колони. Вертикальний переріз демонструє асиметричне розповсюдження ізотерм: у глибинних інтервалах охолодження більш інтенсивне через вищий початковий температурний потенціал, тоді як у верхніх частинах свердловини температура наблизилась до сталого значення.

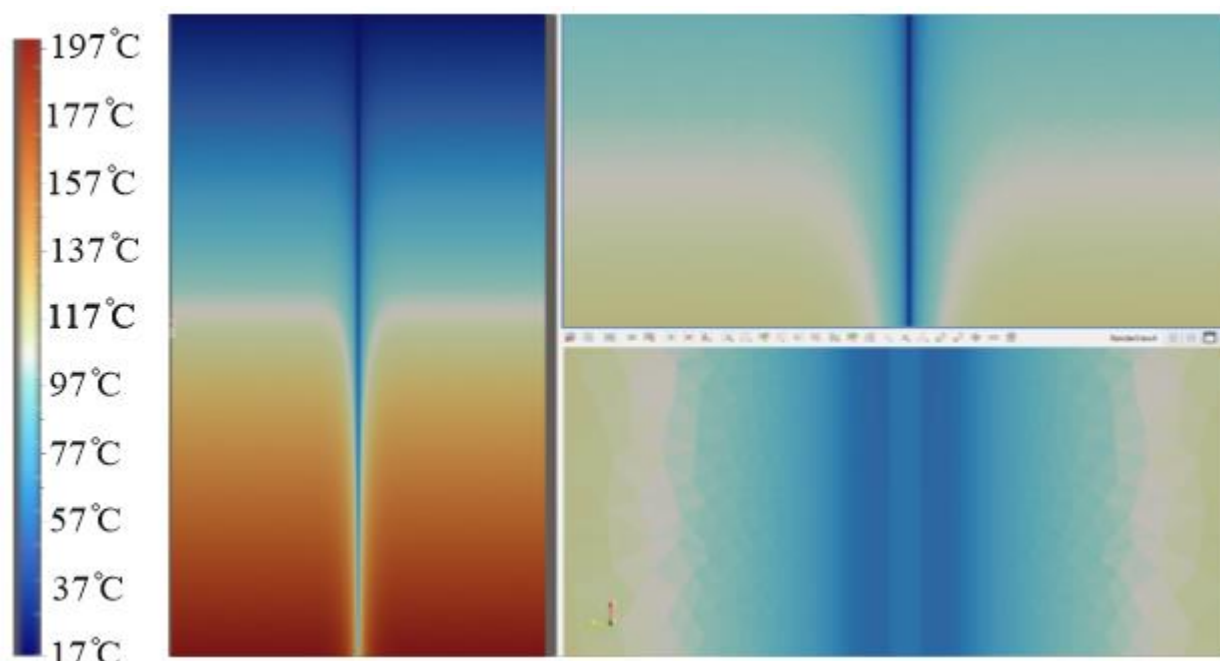


Рисунок 3.11 – Просторовий розподіл температури в зоні геотермальної свердловини через 1 рік після початку експлуатації, $T_{\text{вих}} \approx 54^\circ\text{C}$

На цьому етапі у теплопередачі все ще домінує кондукція, однак через збільшення відстані між зоною зниженої температури та непорушеним пластом відзначається зменшення локального теплового потоку. В породах віддалених зон відбувається повільне підведення теплової енергії за рахунок радіального теплопереносу та, у меншій мірі, вертикальної теплопровідності з глибинних горизонтів.

Гідродинамічна стабільність циркуляції теплоносія зберігається, але тепловий напір у системі зменшився, що призводить до зниження загальної теплової потужності відбору. Це є типовою ознакою переходу від фази

ефективної експлуатації до стадії довготривалого відпрацювання залишкового теплового ресурсу. Таким чином, період у один рік характеризується вже сформованою і стабільною зоною термічного виснаження, відновлення якої вимагає тривалого часу або застосування технологій термічного стимулювання пласта. Після десяти років безперервної експлуатації коаксіальної геотермальної свердловини (рисунок 3.12) спостерігається максимальне охолодження робочого агенту на виході – температура знизилася до 42 °С.

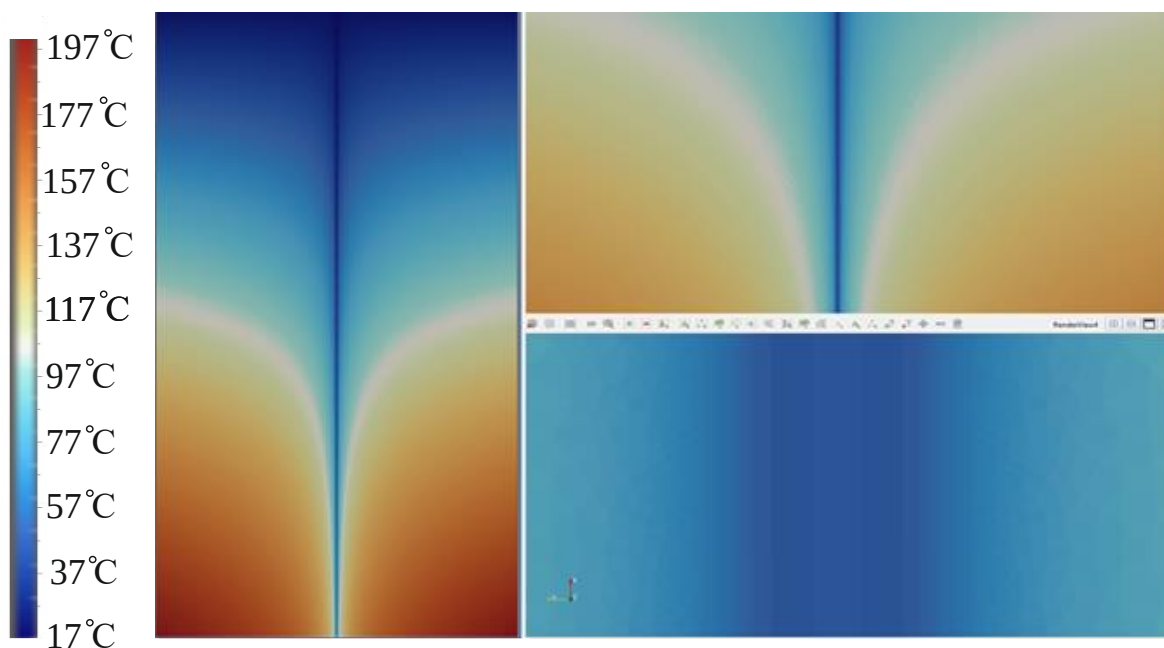


Рисунок 3.12 – Просторовий розподіл температури в зоні геотермальної свердловини через 10 років після початку експлуатації, $T_{\text{вих}} \approx 42$ °С

Це свідчить про досягнення системою стадії глибокого теплового виснаження, коли швидкість природного тепловідновлення пласта вже суттєво менша за обсяг відбору тепла. Температурний фронт набув масштабного розвитку: зона знижених температур охоплює значний об'єм порід, утворюючи витягнуту циліндричну оболонку навколо стовбура свердловини з вираженим радіальним градієнтом. У вертикальному перерізі видно, що охолодження поширилося на всю глибину експлуатаційної частини свердловини, причому у глибинних інтервалах температура знизилася найбільше через початково вищий тепловий потенціал і більш інтенсивний відбір тепла в попередні роки.

Механізм теплопередачі на цій стадії характеризується істотним зменшенням локального теплового потоку: кондукція залишається домінуючою,

але її інтенсивність знижена через зменшення температурного перепаду між охолодженою зоною і віддаленими, непорушеними частинами пласта. Вертикальна теплопровідність з глибинних шарів відбувається повільно, і не забезпечує повноцінної компенсації відбору тепла.

На десятирічному етапі експлуатації система демонструє ознаки термодинамічної стабілізації та досягнення квазістаціонарної теплової рівноваги. Температура теплоносія на виході фіксується на сталому рівні, а темп її подальшого зниження є незначним. Це свідчить про встановлення нового усталеного режиму теплопередачі, за якого надходження теплової енергії з віддалених, непорушених зон пласта кількісно врівноважує втрати тепла, зумовлені його відбором у процесі циркуляції робочого агента.

Гідродинамічно система зберігає працездатність, проте тепловий напір настільки зменшився, що теплова потужність установки перебуває на мінімальному стабільному рівні. Для підвищення ефективності на цьому етапі можуть застосовуватися заходи регенерації теплового потенціалу пласта - періодичне відключення для природного відновлення, зміна конфігурації циркуляції чи додатковий тепловий вплив.

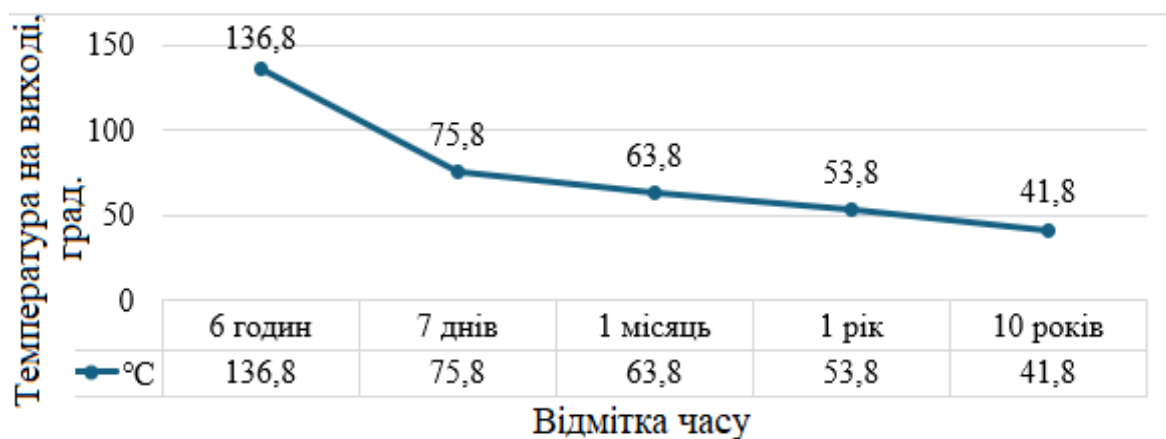


Рисунок 3.13 – Динаміка зміни температури теплоносія на виході коаксіальної геотермальної свердловини у різні часові інтервали експлуатації

На рисунку 3.13 подано часову еволюцію температури робочого агента на виході зі свердловини в діапазоні від початкової фази (6 годин) до довготривалої експлуатації (10 років). Спостерігається поступове зниження температури з 136,8 °C до 41,8 °C. Найбільш інтенсивне падіння відбувається впродовж перших днів

і місяців роботи внаслідок формування локальної зони знижених температур навколо стовбура.

Таблиця 3.6 – Залежність вихідної температури теплоносія від тривалості експлуатації

Часова точка	Температура на виході, °C	Характеристика процесу
6 годин	136,8	Початкова фаза експлуатації. Висока температура на виході зумовлена відсутністю значного впливу теплових втрат у навколишнє середовище; тепло-вий потік формується за рахунок природного геотермального градієнта.
7 днів	75,8	Інтенсивне охолодження теплоносія внаслідок швидкого формування локальної зони знижених температур навколо стовбура свердловини. Значне зростання термічного опору в прилеглій до труби області.
1 місяць	63,8	Темпи зниження температури уповільнюються через розширення охолодженої зони та зменшення різниці температур між пластом і теплоносієм.
1 рік	53,8	Формується стійкий тепловий контур у навколишньому пласті. Відбувається баланс між тепловим потоком від віддалених зон пласта та втратами при відборі.
10 років	41,8	Досягається новий стан теплової рівноваги. Температура теплоносія на виході стабілізується, а подальше її зниження є мінімальним (менше 0,1–0,2 °C/рік). Тепловий потік з віддалених частин пласта повністю врівноважує втрати при відборі, що забезпечує довготривалу працездатність геотермальної системи без критичного зменшення енергоефективності.

Аналіз динаміки зміни параметрів, на даній стадії експлуатації демонструє, встановлення нового теплового балансу. За рахунок природного надходження теплової енергії з віддалених зон пласта кількісно врівноважуються втрати, зумовлені відбором теплової енергії у процесі циркуляції робочого агента. Це свідчить про досягнення квазістаціонарного режиму експлуатації коаксіальної системи, у якому тепловий дебіт стабілізується та забезпечується довготривала відновлюваність ресурсу без істотного виснаження геотермального потенціалу.

Висновки

Побудована цифрова інформаційна модель відтворення теплових та гідродинамічних процесів у геотермальній свердловині:

- до складу геометричної моделі входять коаксіально розміщені ліфтова та обсадна колони, цементний камінь у вигляді довгомірного тонкостінного циліндра та породний масив у формі товстостінної циліндричної оболонки;

- необхідна довжина розрахункового об'єкту забезпечувалась частковим масштабуванням «еталонної» геотермальної системи при збереженні гідравлічної та теплової подібності параметрів робочого середовища;

- структурована обчислювальна сітка побудована у середовищі ANSYS Meshing на основі двовимірної осесиметричної моделі коаксіальної геотермальної свердловини з локальним ущільненням у зонах максимальних градієнтів температури та швидкості;

- граничні умови прийняті у вигляді температури та масової витрати теплоносія у міжтрубному просторі, тиску у вихідному перерізі НКТ та геотермального профілю свердловини;

- числова модель реалізована у середовищі ANSYS Fluent з урахуванням гравітаційного прискорення та двопараметричної моделі турбулентності k-ε Standard із стандартними пристінними функціями;

- інтеграція геологічних даних у цифрову інформаційну модель здійснювалась із врахуванням теплофізичних параметрів порід характерних для цільового геологічного сегмента.

В процесі побудови температурного профілю висхідного потоку нагрітого теплоносія встановлено величину теплових втрат на шляху від вибою до устя свердловини при використанні окремих варіантів виготовлення підйомної колони: для сталевих і склопластикових труб, композиційних матеріалів на основі SiC-аерогелю, вакуумованих ізолюваних та нанокompозитних труб втрати тепла становлять 63,23; 20,95; 3,02; 1,55 та 0,54 градусів відповідно. Використання ізолюваної підйомної колони зменшує теплові втрати у

висхідному потоці. Обмеження передачі теплової енергії від висхідного до низхідного потоку, однак, зменшує його температуру на вибої.

При порівняльному аналізі термогідравлічних характеристик теплоносіїв встановлено, що застосування в насосно-циркуляційній геотермальній системі надкритичного діоксиду вуглецю виявляється енергетично доцільним з огляду на нижчі питомі насосні витрати та вищу вихідну температуру робочого середовища. Водночас використання води попри більший гідравлічний опір, зберігає перевагу за об'ємною тепловою продуктивністю потоку. Вибір робочого середовища, таким чином, визначатися метою проєктування:

- використання надкритичного діоксиду вуглецю забезпечує мінімізацію питомих енергетичних витрат і покращення термоякісних показників теплової енергії;

- використання води забезпечує максимізацію загальної теплопередачі при зростанні рівня насосних втрат.

На основі аналізу динаміки зміни параметрів при довготривалій експлуатації геотермальної свердловини встановлено поступове досягнення квазістаціонарного режиму експлуатації коаксіальної системи, у якому тепловий дебіт стабілізується та забезпечується довготривала відновлюваність ресурсу без істотного виснаження геотермального потенціалу.

РОЗДІЛ 4

МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛОГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У L-ПОДІБНІЙ ЗАМКНЕНІЙ ГЕОТЕРМАЛЬНІЙ СИСТЕМІ

Необхідність дослідження процесу вилучення геотермальної енергії зі свердловин з горизонтальною ділянкою в продуктивному горизонті зумовлена стрімким зростанням обсягів похилоскерованого та горизонтального буріння, пов'язаним із впровадженням в Україні ключового методу підвищення ефективності видобування вуглеводнів. Необхідно відзначити, що похилоскероване буріння в Україні розпочато у 1957 році. На відміну від традиційних вертикальних свердловин, залежність температури від глибини для яких близька до лінійної термодинамічні характеристики горизонтальних ділянок наближаються до незмінних. Зростання довжини горизонтальних ділянок не викликає збільшення теплових втрат в потоці теплоносія, оскільки вони мають місце переважно в умовах зменшення температури гірської породи, що характерно для вертикальних свердловин і висхідного руху робочої рідини. Суттєвий вплив на процеси теплопередачі пов'язаний з гідродинамічними характеристиками робочого середовища, які значною мірою залежать від просторової орієнтації потоків. Відмінності у механізмах теплообміну між гірською породою і робочим середовищем збільшуються при зростанні довжини горизонтальної ділянки свердловини, яка може становити понад 10000 м. Особливості процесу теплообміну в горизонтальних потоках зумовлюють необхідність розроблення цифрових моделей вилучення геотермальної енергії при використанні свердловин з горизонтально орієнтованими ділянками.

4.1 Аналіз сучасних тенденцій розвитку L-подібних замкнених геотермальних систем

Сучасні тенденції розвитку замкнених геотермальних систем [17] підкреслюють необхідність переходу від спрощених вертикальних контурів до більш складних інженерних конфігурацій, здатних забезпечити стабільний тепловий відбір у довготривалій перспективі. У контексті перепрофілювання та повторного використання наявного фонду нафтогазових свердловин геометрія

замкненого тракту теплоносія є ключовим фактором, що визначає ефективність та тривалість експлуатації системи.

В процесі розвитку геотермальних насосно-циркуляційних систем представлено низку конструктивних рішень для CLGS, зокрема вертикальні та U-подібні замкнені контури. Чисельні дослідження показують, що у замкнених системах із вертикальними/U-подібними контурами раннє охолодження матриці гірської породи, зумовлене кондукційно-обмеженим теплопереносом ($\lambda \approx 3 \text{ W/m}\cdot\text{K}$), приводить до різкого падіння температури вже в перші тижні експлуатації, для типових режимів фіксується ΔT до 50°C за ≈ 12 діб з подальшим повільним спадом (рисунок 4.1).

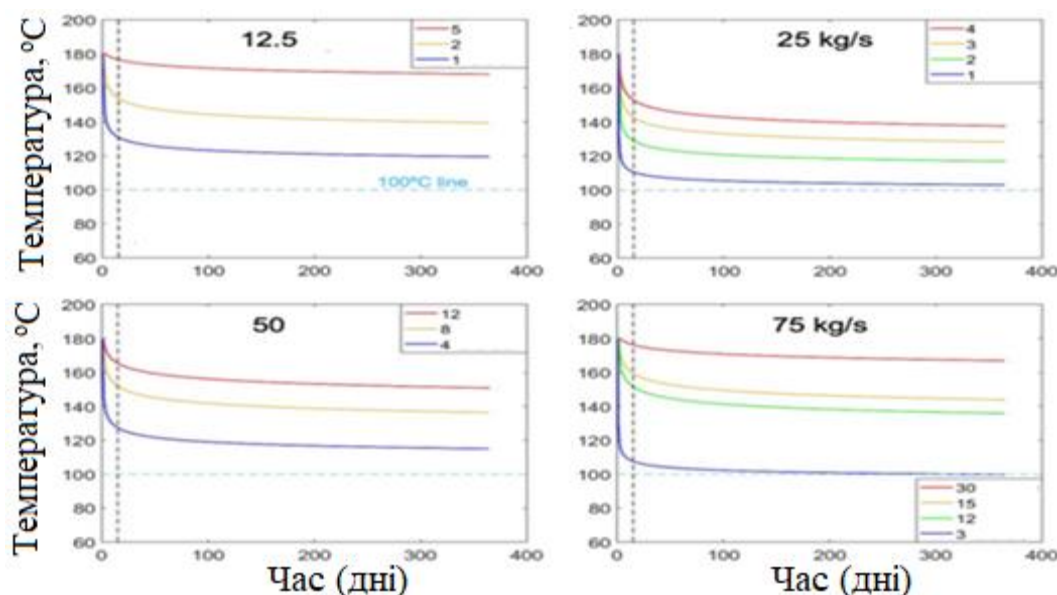


Рисунок 4.1 – Еволюція температури для витрат 12,5; 25; 50 та 75 кг/с за різної кількості горизонтальних відводів [60]

Вертикальна пунктирна лінія (15 діб) розділяє різкий та повільний режими охолодження, горизонтальна лінія 100°C позначає межу придатності для електрогенерації.

Збільшення ефективної площі контакту за рахунок мультибокових відводів або значне зменшення витрати є єдиними шляхами сповільнення термальної деградації, однак вони істотно ускладнюють і здорожчують проєкт. Узагальнення довготривалих розрахунків (30–40 років) вказує на доцільність використання CLGS насамперед для теплопостачання, тоді як для електрогенерації спостерігається систематичне зниження ефективності

внаслідок кондукційних обмежень. Додатково, для коаксіальних/U-типів критичною є вимога достатнього часу перебування теплоносія для нагрівання, що накладає обмеження на витрату і прискорює формування охолодженої зони біля стовбура. Порушення теплового контакту через цементне кільце додатково знижує тепловідбір [52], [63].

На відміну від вертикальних та U-подібних конфігурацій, L-подібні замкнені геотермальні системи вирізняються підвищеною термічною стійкістю завдяки наявності протяжного горизонтального інтервалу, який залучає більший об'єм гірських порід до тепловідновлення. На початковому етапі експлуатації безперервна циркуляція теплоносія саме в горизонтальній ділянці спричиняє інтенсивне локальне охолодження порід у перші дні роботи, що фіксується ізотермами зони охолодження. Визначальним є те, що теплообмін у глибоких замкнених системах має переважно провідниковий характер і контролюється теплопровідністю порід ($2,6 \text{ Вт} \times \text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$), що обмежує швидкість теплоприпливу з масиву до стовбура свердловини. При цьому саме горизонтальні та напрямлені відводи утворюють основні зони контакту теплоносія з матрицею гірської породи, від яких залежить довготривала тепловіддача [60].

Зменшення витрати в горизонтальній ділянці уповільнює спад температури на виході та стабілізує тепловий режим, що безпосередньо підтверджено результатами чисельних розрахунків (криві спаду температури для різних витрат). Сукупні довготривалі оцінки свідчать, що такі конфігурації здатні підтримувати працездатний тепловий потік упродовж кількох десятиліть, насамперед у застосуваннях теплопостачання; це узгоджується з узагальненням тривалих (30–40 років) досліджень замкнених систем [60].

З огляду на зазначені переваги, а також на відповідність L-подібної геометрії конструктивним можливостям діючих нафтогазових свердловин (у яких уже розвинені технології похило-спрямованого та горизонтального буріння), саме ця конфігурація була обрана для подальшого детального термогідрравлічного моделювання. Метою є створення методологічної основи

для аналізу L-подібної системи, включно з обґрунтуванням вибору геометрії, визначенням граничних умов, фізичних припущень і критеріїв ефективності.

4.2 Фізичні процеси теплообміну та формування зони охолодження у L та U подібних свердловинах

Тепловий режим замкненої геотермальної системи визначається комплексною взаємодією процесів теплопередачі в масиві гірської породи та трубному контурі. На відміну від відкритих систем, де рух теплоносія відбувається у поровому просторі, у замкнених контурах циркуляція обмежена внутрішнім об'ємом труб або кільцевого простору. Внаслідок цього ключовим механізмом, що формує тепловий баланс, є провідниковий теплообмін, швидкість якого контролюється теплопровідністю гірських порід та геометрією теплового контакту.

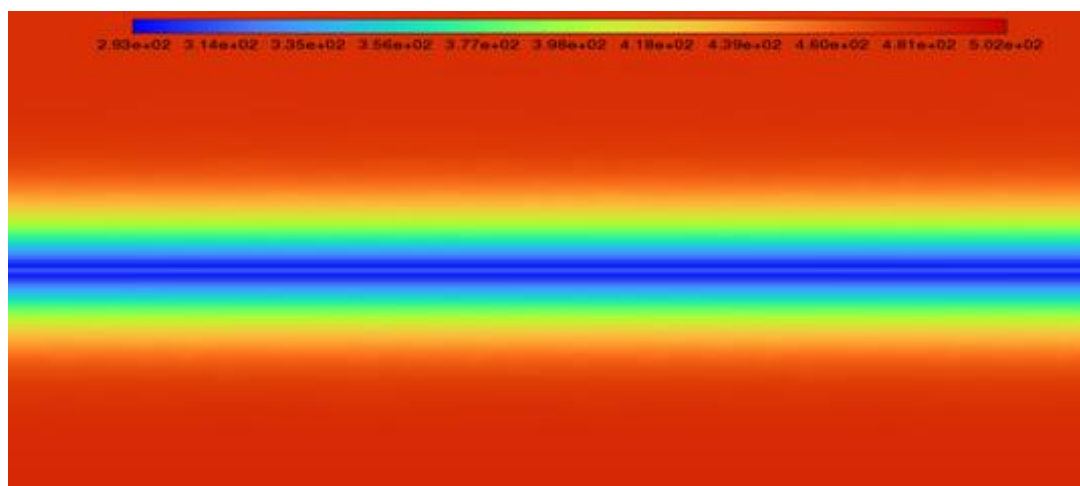


Рисунок 4.2 – Зона теплової деградації горизонтальної ділянки свердловини

У глибоких свердловинах теплопередача з боку порід до стовбура майже повністю визначається градієнтом температури та тепловими властивостями порід. Як показано в чисельних дослідженнях, тепловий потік у замкнених системах є «провідниково обмеженим», оскільки теплопровідність порід ($2,6\text{--}3,0 \text{ Вт}\times\text{м}^{-1}\times\text{К}^{-1}$) недостатня для швидкого відновлення температури у безпосередній близькості від стінки свердловини (рисунок 4.2).

Ця властивість є визначальною для формування зони охолодження – області порід зі зниженою температурою, що виникає навколо трубного контуру в результаті постійного тепловідбору.

Формування зони охолодження має виражений часовий та просторовий характер. На початковому етапі експлуатації її розвиток здійснюється дуже швидко: неперервна циркуляція теплоносія в горизонтальній ділянці L-подібної системи призводить до різкого зниження температури порід у перші дні роботи. Це явище наочно демонструють ізотермічні карти, де відображено інтенсивне падіння температури вздовж горизонтального інтервалу вже впродовж перших 12 діб експлуатації [60, рисунок 3]. Максимальні значення охолодження можуть сягати 40–50 °C залежно від витрати, глибини закладання та теплопровідності середовища.

Однак швидкість розвитку зони охолодження визначається не лише теплопровідністю порід, а й дебітною характеристикою теплоносія. Чисельні моделі показують, що високі витрати спричиняють надто швидкий відбір теплової енергії, перевищуючи здатність порід компенсувати тепловтрати шляхом теплопровідності. У таких випадках відбувається різке падіння температури теплоносія на виході та прискорене розширення зони охолодження [60]. Натомість зниження витрати уповільнює її розвиток та забезпечує більш стабільний тепловий режим, хоча й зменшує масовий тепловий потік.

Важливою особливістю L-подібних систем є те, що горизонтальні та похило-направлені ділянки виступають основними зонами теплового контакту, тоді як вертикальний стовбур формує порівняно невеликий внесок. Це робить горизонтальну частину визначальним елементом системи, здатним забезпечувати тривалу підтримку теплової потужності.

Формування зони охолодження супроводжується важливим процесом – зміною теплових опорів у стовбурі свердловини. Порушення теплового контакту між обсадною колоною та цементним кільцем, виникнення мікротріщин, локальне відшарування або утворення порожнин погіршують теплопровідність і додатково знижують температуру теплоносія. Дослідження показують, що навіть невеликі дефекти теплового контакту можуть суттєво послабити ефективність замкненої системи, особливо за умов великих глибин та тривалої експлуатації [63, розділ «Integrity»].

Загальна динаміка розвитку зони охолодження є складним, багатофакторним процесом, у якому поєднуються провідникові властивості порід, гідравлічні характеристики потоку та геометрія трубного контуру.

Таким чином, процеси теплообміну в L-подібних замкнених геотермальних системах характеризуються поєднанням швидкого початкового охолодження в зоні трубного контуру та відносно повільного тепловідновлення порід за рахунок провідникових механізмів. Геометрична форма свердловини та особливості горизонтального інтервалу суттєво впливають на просторово-часову структуру зони охолодження, формують її динаміку та визначають ефективність теплового режиму в довготривалій перспективі.

4.3 Комплексне моделювання L-подібної свердловини

4.3.1 Теоретична модель теплообміну у L-подібній замкненій геотермальній системі

Формування коректної термогідравлічної моделі L-подібної замкненої геотермальної системи потребує комплексного опису процесів тепло- та масопереносу, що відбуваються у трубному контурі та навколишньому породному масиві. На відміну від відкритих геотермальних систем, де ключову роль відіграють процеси фільтрації флюїдів у пористому середовищі, у замкнених системах тепловий баланс визначається геометрією свердловинного контуру, теплофізичними характеристиками матеріалів конструкції свердловини та теплопровідністю гірських порід. За результатами чисельних досліджень встановлено, що у глибоких замкнених системах інтенсивність тепловідбору обмежується переважно провідниковим переносом тепла, що зумовлює локальне зниження температури порід поблизу стінки свердловини та поступове теплове відновлення у віддалених зонах масиву [63].

Тепловий режим такої системи формується внаслідок взаємодії трьох основних механізмів: конвективного переносу тепла у потоці теплоносія, теплопередачі через багатошарову конструкцію стінки свердловини (труба, цементне кільце, ізоляційні елементи) та нестационарної теплопровідності у гірському масиві. Інтенсивність теплообміну визначається комплексом

параметрів, серед яких найбільш важливими є масова витрата теплоносія, геометрія свердловини, довжина горизонтальної ділянки, а також сумарний термічний опір конструкції стінки.

Аналіз фізико-математичної постановки задачі свідчить, що теплова поведінка замкнених геотермальних систем характеризується вираженою нелінійністю та залежить від значної кількості взаємопов'язаних параметрів. Температурне поле визначається одночасним впливом теплофізичних властивостей теплоносія та порід, геометрії свердловини, режиму циркуляції та умов теплового контакту між елементами конструкції. У процесі тривалої експлуатації навколо свердловини формується зона охолодження, просторово-часова еволюція якої значною мірою визначає довгострокову продуктивність геотермальної системи.

Складність взаємодії зазначених процесів обмежує можливість отримання аналітичного розв'язку задачі, особливо для свердловин складної геометрії, зокрема L-подібної конфігурації. Навіть спрощені одномірні моделі можуть втрачати точність при зміні витрати теплоносія, глибини залягання або довжини горизонтальної ділянки. У зв'язку з цим для дослідження таких систем застосовуються методи чисельного моделювання, які дозволяють врахувати нелінійність процесів теплообміну та просторову неоднорідність параметрів.

У межах даного дослідження для аналізу роботи L-подібної замкненої геотермальної системи використано два типи моделей. Повнофізична термогідрравлічна модель, реалізована у програмному комплексі ANSYS, дозволяє відтворити детальну структуру потоків, теплопровідність порід і теплові контакти між елементами конструкції свердловини. Така модель застосовується для дослідження перехідних процесів на початкових етапах експлуатації системи. Для оцінювання довгострокової еволюції температурного режиму використано редуковану модель SBT v2.0, побудовану на основі концепції thermal impedance. Після калібрування за результатами CFD-розрахунків ця модель дозволяє прогнозувати зміну температури теплоносія,

формування зони охолодження та зниження теплової потужності системи впродовж тривалих часових інтервалів.

Комбіноване використання детального CFD-моделювання та редукованих імпедансних моделей забезпечує можливість комплексного аналізу термогідравлічної поведінки замкнених геотермальних систем і дозволяє оцінювати їх ефективність у довгостроковій перспективі.

4.3.2 Побудова геометричної та сіткової моделі масштабованої L-подібної свердловини

Побудова високоякісної розрахункової сітки для моделювання теплової роботи L-подібної замкненої геотермальної системи вимагає комплексного підходу, орієнтованого на одночасне забезпечення точності відтворення теплових градієнтів у пристовбурній зоні та оптимізації обчислювальних витрат на віддалених ділянках системи. З огляду на різну інтенсивність теплопереносу в межах трубного простору, багат шарової конструкції стінки, цементного кільця та гірських порід, а також на суттєві геометричні особливості переходу в ділянці радіусу кривизни та горизонтального інтервалу, геометрію моделі було цілеспрямовано розбито на окремі сегменти. Така сегментація дала можливість використовувати диференційовані методи дискретизації для кожної фізично неоднорідної області й уникнути недоліків глобально однорідної сітки, яка призвела б до надмірної кількості елементів, значного збільшення часу моделювання та потенційної втрати збіжності у розрахунках (рисунок 4.3).

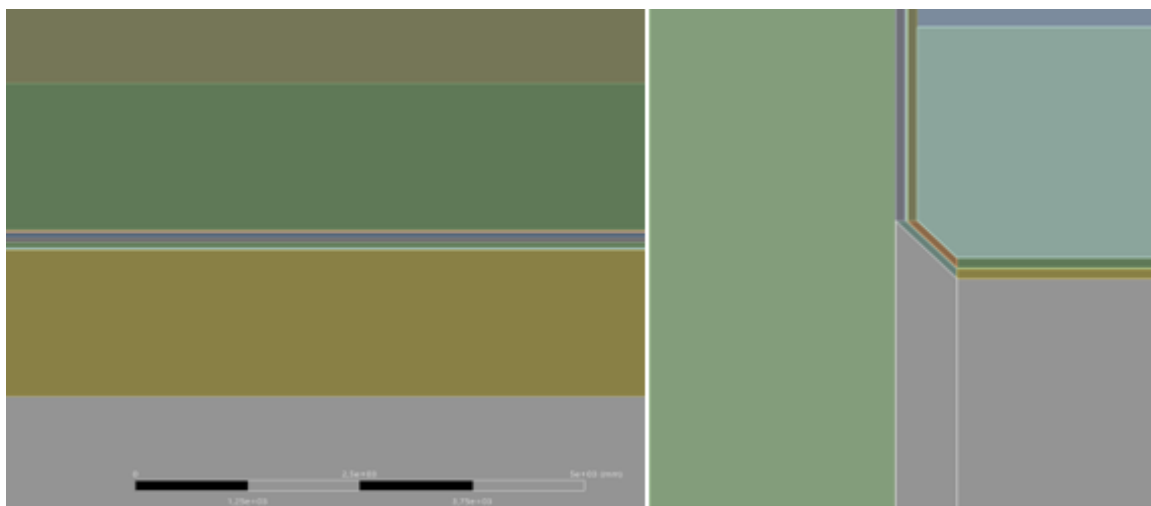


Рисунок 4.3 – Сегментна 2-вимірна геометрія L-подібної свердловини

У зовнішньому масиві порід застосовано нерівномірну трикутну сітку, яка забезпечує плавне зростання розміру елементів у напрямі від стовбура до межі поля на відстані 50 метрів від стовбура свердловини, зберігаючи необхідну густину дискретизації в пристовбурній області, де формується максимальний радіальний градієнт температури. У межах багатошарової конструкції стінки свердловини та цементного кільця використано методи поверхневої дискретизації з контролем геометричної якості елементів, що є необхідним для точного відтворення теплопровідності в шарах з різними теплофізичними властивостями та високою контрастністю теплових опорів. Сегменти трубного простору, особливо поблизу радіусу кривизни L-подібної свердловини, були ущільнені за допомогою локального комплексу Edge Sizing, оскільки саме в цих ділянках відбуваються суттєві зміни швидкісного поля та локальні концентрації теплових потоків, які впливають на точність розрахунку теплового контакту.



Рисунок 4.4 – Градієнтне згущення елементів уздовж ділянки (bias-дискретизація), навколо стовбура свердловини

Додатково у горизонтальній ділянці застосовано спрямоване ущільнення сітки за допомогою параметрів зміщення (bias), що дозволило зосередити максимальну роздільність у зоні первинного тепловідбору й поступово зменшувати кількість елементів уздовж інтервалу, де градієнти температури суттєво слабшають. Такий підхід забезпечив точне відтворення нелінійного характеру охолодження теплоносія і дав можливість зменшити загальну кількість елементів без втрати фізичної точності (рисунок 4.4).

Використання сегментованої сітки потребувало відповідної узгодженості між областями з різною дискретизацією, тому в моделі застосовано інтерфейси типу Mesh Interface і General Grid Interface. Їхнє впровадження дозволило забезпечити неперервність температурного поля та теплового потоку на межах сегментів, виключити можливість втрати вузлів або розриву теплових потоків, а також усунути чисельні артефакти, які виникають при стикуванні елементів різної геометричної форми та масштабу. Інтерфейси сітки (Mesh Interfaces) забезпечують консервативне та узгоджене передавання потоків маси й енергії між підобластями з відмінними типами або щільністю елементів, гарантуючи коректність балансу на їх межах рисунок 4.5.

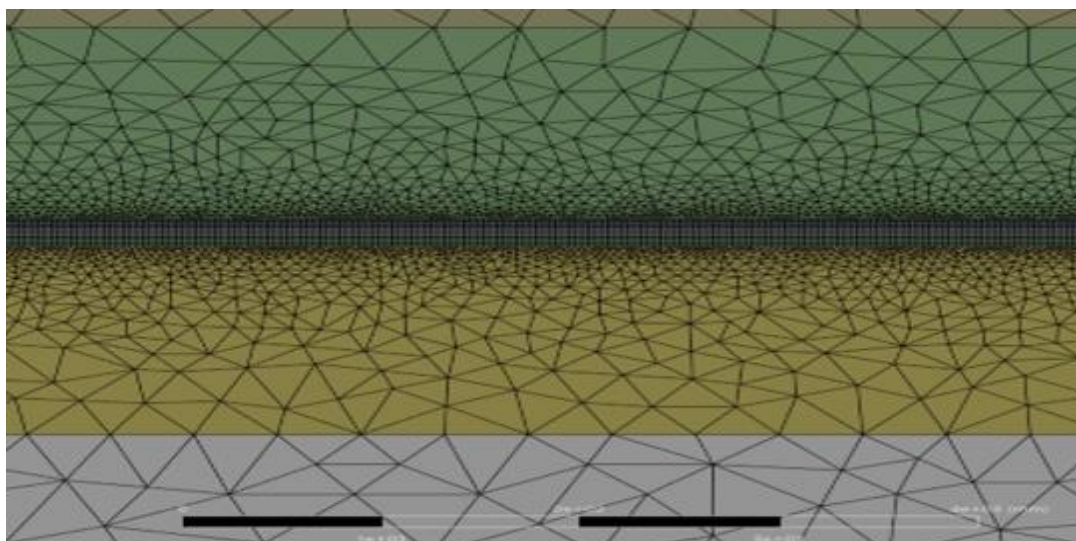


Рисунок 4.5 – Адаптивна сітка у напрямку стінки свердловини

Завдяки поєднанню сегментації геометрії, застосуванню адаптивних методів дискретизації (радіально-градієнтне згущення в пристовбурній зоні, спрямоване bias-згущення вздовж горизонтальної ділянки) та використанню інтерфейсів для узгодження сіток різного типу (Mesh Interface / GGI) було сформовано сіткову модель орієнтовно з 2.0×10^7 елементів, яка одночасно відповідає вимогам високої точності та обчислювальної ефективності. Така конфігурація дозволила достовірно змодельовати 12-місячний тепловий режим масштабованої L-подібної системи у середовищі ANSYS, забезпечивши коректне відтворення процесів формування фронту охолодження, радіально-осьового розподілу температури та теплового потоку через багатошарову конструкцію стінки свердловини.

Прийнятий рівень дискретизації сегментованої двовимірної сіткової моделі (орієнтовно $2,0 \times 10^7$ елементів) обґрунтовується специфікою L-подібної конфігурації свердловини: наявністю протяжного горизонтального інтервалу 1000 м (у натурних розмірах) як ключової зони первинного тепловідбору, сегментацією геометрії з диференційованою дискретизацією для фізично неоднорідних областей (трубний простір, багат шарова конструкція стінки, цементне кільце, гірські породи) та локальним ущільненням сітки в зоні радіуса кривизни за допомогою параметрів зміщення (bias-дискретизація). Опубліковані 2D-моделі коаксіальних геотермальних теплообмінників на основі осесиметричної або ортогональної постановки [90, 91] використовують суттєво нижчі рівні дискретизації (порядку 10^4 – 10^5 елементів) для конфігурацій без горизонтальних ділянок, проте в дослідженні Renaud et al. (2019) [90] виконаний аналіз сіткової незалежності для трьох рівнів дискретизації показав практично ідентичні значення вихідної температури теплоносія, що свідчить про збіжність розв'язку у відповідних діапазонах. Підвищений рівень дискретизації прийнятої у даній роботі моделі зумовлений необхідністю точного відтворення нелінійного характеру охолодження теплоносія у горизонтальній ділянці та теплового контакту в багат шаровій конструкції стінки свердловини з контрастними тепловими опорами. Використання інтерфейсів типу Mesh Interface та General Grid Interface забезпечило консервативне передавання потоків маси й енергії між підобластями з різною щільністю елементів та виключило виникнення чисельних артефактів на межах сегментів.

З метою уніфікації проведеного моделювання було обрано узгоджені граничні умови, що застосовуються у двох представлених моделях, які забезпечують фізичну еквівалентність вихідних умов двох підходів: масова витрата, температура закачування, теплопровідні та теплоємні властивості породного масиву, геотермальний профіль, характеристики коаксіального теплообмінника та граничні температури на поверхні (таблиця 4.1). Для CFD-моделі ці умови задавалися безпосередньо як вхідні та граничні параметри в ANSYS, тоді як у SBT v2.0 вони були використані для формування початкового

стану та калібрування ефективного коефіцієнта теплопередачі. Такий узгоджений підхід забезпечує порівнюваність результатів і дозволяє коректно порівняти дані річного CFD-моделювання та редукованої моделі.

Для відтворення теплогідравлічної поведінки теплоносія у коаксіальному тракті L-подібної замкненої геотермальної системи було застосовано двопараметричну модель турбулентності $k-\varepsilon$ (2 eqn), яка добре зарекомендувала себе для каналів із стабілізованим потоком рідини та помірною кривизною траєкторії. Обрана модифікація Realizable $k-\varepsilon$ забезпечує передбачення напружень Рейнольдса в умовах сильних градієнтів швидкості та деформаційних потоків, притаманних зоні радіусу кривизни свердловини L-подібної конфігурації. Реалізована модель включає рівняння для турбулентної кінетичної енергії k та швидкості її дисипації ε , та використовує набори констант $C2\varepsilon=1.9C$, Prandtl-числа для k та ε (відповідно 1.0 та 1.2), енергетичний Prandtl-номер 0.85, що забезпечило фізично узгоджену механіку теплопередачі в каналі.

Таблиця 4.1 – Граничні умови та вихідні параметри для CFD та SBT моделі

Параметр	Значення	Одиниці
Масова витрата на вході	5	кг/с
Температура закачування	30	°C
Тиск на вході	10	МПа
Тип теплообмінника	Коаксіальний	-
Теплоносієм	Вода	-
Діаметр обсадних труб	0.2242 (9 5/8")	М
Діаметр НКТ	0,0635 (5")	М
Товщина внутрішньої труби	0.008	М
Теплопровідність внутрішньої ізолюваної труби НКТ	0.06	Вт/(м×К)
Еквівалентна шорсткість	0.025	Мм
Горизонтальна довжина (без масштабування)	1000	М
Глибина буріння (масштабування по осі Y 1:10)	435	М
Геотермічний градієнт, масштабований по осі Y	0.43	°C/м
Теплопровідність порід	2.50	Вт/(м×К)
Густина породи	2750	кг/м³
Теплоємність породи	790	Дж/(кг×К)

Область поблизу стінки моделювалась з використанням Standard Wall Functions, що є обґрунтованим для задач з відносно великим діаметром каналу, помірними значеннями Re та відсутністю потреби в розв'язанні повної високолокалізованої приповерхневої структури потоку. Завдяки цьому вдалося значно зменшити обчислювальні витрати та забезпечити збіжність нестационарного розв'язку на річному часовому горизонті при збереженні достатньої точності у відтворенні коефіцієнтів теплопередачі, які значною мірою визначають процес передачі енергії теплоносію.

Масштабування L-подібної геотермальної системи виконано виключно за осьовим напрямом (коефіцієнт 1:10 за глибиною з 4350 до 435 м) при збереженні натурального горизонтального інтервалу 1000 м, реальних діаметрів обсадних труб і НКТ та теплофізичних параметрів робочого середовища, що забезпечує дотримання критеріїв подібності для теплопередачі та гідродинаміки горизонтальної ділянки - зони первинного тепловідбору, яка є ключовим об'єктом дослідження.

Для зв'язку рівнянь руху і неперервності було застосовано систему рівнянь Coupled, яка демонструє високу стабільність і збіжність для сильно витягнутих доменів, характерних для свердловинних моделей. Обчислення потоків проводилося з застосуванням коректору Rhie–Chow (momentum-based), що запобігає виникненню неузгоджених тисково-швидкісних осциляцій на дрібних комірках у пристовбурній зоні.

Просторова дискретизація ґрунтувалася на поєднанні схем різного порядку: для градієнтів – Least Squares Cell-Based, для рівняння тиску – Second Order, а для рівнянь імпульсу та енергії – Second Order Upwind. Такий вибір дозволив значною мірою обмежити чисельну дифузію і забезпечити фізично адекватне відтворення температурного фронту, який є ключовим об'єктом дослідження в перші 12 місяців експлуатації. Для рівнянь турбулентної кінетичної енергії та її дисипації застосовано метод First Order Upwind з огляду на його більшу чутливість до флуктуацій та вимоги стабільності при нестационарному розв'язанні.

Часову дискретизацію виконано у формулюванні First Order Implicit, що є стандартом для довготривалих теплогідрравлічних задач з великим числом часових кроків, оскільки дана схема запобігає накопиченню помилок, що критично важливо для річного періоду моделювання. Додаткові схеми, такі як Non-Iterative Time Advancement, High-Order Relaxation, Frozen Flux та інші, не застосовувалися, оскільки вони не дають переваги для задачі з повільною термальною динамікою та можуть погіршити стабільність у присутності різко неоднорідної сітки.

Застосована комбінація моделі турбулентності Realizable $k-\epsilon$, стандартних приповерхневих функцій, схем другого порядку для основних змінних та імпліцитного часового формулювання забезпечила вимірюваний баланс між точністю та обчислювальною стабільністю. Це дозволило отримати збіжний і фізично достовірний нестационарний розв'язок на 12-місячному часовому горизонті, який використано як еталон для порівняння з даними імпедансної моделі SBT v2.0 у GeoCluster.

4.3.3 Методологія та принципи роботи зведеної моделі SBT v2.0 у довготривалому моделюванні при використанні платформи GeoCluster

У зв'язку зі зростанням інтересу до замкнених геотермальних систем (Closed-Loop Geothermal Systems, CLGS) у США, ЄС та Азії, останнє десятиліття характеризується появою інструментів нового покоління, метою яких є прискорення розрахунків, стандартизація методики та забезпечення відкритого доступу до моделей і результатів. Однією з ключових ініціатив у цьому напрямі є створення платформи GeoCLUSTER, яка стала стандартом для інтегрованого моделювання та аналізу CLGS. Платформа GeoCLUSTER розроблена Geothermal Technologies Office (GTO) Міністерства енергетики США (U.S. DOE) у співпраці з низкою національних лабораторій - зокрема Oak Ridge National Laboratory (ORNL), Los Alamos National Laboratory (LANL) та Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) – у рамках мультиінституційної програми розвитку замкнених геотермальних технологій. Така міжлабораторна кооперація забезпечила платформі статус відкритого, науково верифікованого й технічно

надійного інструменту для дослідження геотермальних систем різної конфігурації, включно з L-подібними і мультисегментними стовбурами.

Система реалізує сучасний підхід до моделювання CLGS, поєднуючи концепції імпедансного теплопереносу, параметризованих моделей свердловин, нормативних HDF5-структур даних та можливість швидкої побудови численних сценаріїв експлуатації без суттєвих обчислювальних витрат. Платформа є повністю відкритою і працює через хмарний вебінтерфейс, що робить її доступною для академічного та промислового середовищ, а також забезпечує стандартизацію методів порівняння різних конфігурацій. Важливо, що GeoCLUSTER інтегрує кілька рівнів моделей: від повнофізичних термогідравлічних симуляцій до редукованих моделей тривалого прогнозу.

Саме в цьому переліку моделей окреме місце займає SBT v2.0 (Simplified Borehole Thermal model) – зведена теплова модель, спеціально створена для довготривалих (10–20 років) прогнозів продуктивності замкнених свердловин.

Повнофізичні CFD/TH-моделі (зокрема, ANSYS Fluent/CFX), які детально відтворюють систему рівнянь теплопереносу та руху теплоносія, забезпечують високу точність і необхідні для моделювання перших місяців-року експлуатації. Однак їх застосування на часових масштабах у десятки років є обчислювально витратним і практично неможливим через необхідність надвеликої кількості часових кроків, акумуляцію чисельної похибки та вимог до пам'яті і часу процесу обрахунку. Тому для довготривалої оцінки теплової деградації та формування зони охолодження використання редукованої моделі є раціонально.

Модель SBT v2.0 побудована на імпедансному представленні теплової реакції породного масиву, що еквівалентне розв'язкам рівняння нестационарної теплопровідності. Такий підхід дозволяє моделі зберігати фізичну достовірність при значному спрощенні обчислювальної складності. Інтеграція платформи GeoCLUSTER із зведеною моделлю SBT v2.0 формує методологічно цілісний підхід, у межах якого еталонні нестационарні CFD/TH-розрахунки в ANSYS забезпечують реконструкцію короткострокової динаміки, тоді як редукована модель реалізує обчислювально ефективний довгостроковий прогноз.

Така комбінація являє собою оптимальний спосіб вирішення поставлених задач, оскільки поєднує детальний опис конвективно-провідникових процесів на початковому етапі з фізично узгодженим відтворенням еволюції теплового імпедансу породного масиву в масштабах років, що дозволяє повноцикловий аналіз теплової поведінки L-подібної замкненої геотермальної системи – від стартової експлуатаційної фази до прогнозного горизонту 30–40 років.

4.3.4 Результати параметричного моделювання L-подібної свердловини

Нестационарне моделювання роботи L-подібної замкненої геотермальної системи на інтервалі перших 12 місяців дозволило реконструювати фазу інтенсивного тепловідбору, упродовж якої формується первинна зона охолодження та встановлюється характерна динаміка теплового контакту між теплоносієм та масивом гірської породи. Аналіз температурних кривих підтверджує, що впродовж перших тижнів експлуатації відбувається стрімке зниження температури на виході, обумовлене високим початковим градієнтом і малим масштабом тепловідновлення порід. Це явище є загальнохарактерним для всіх типів CLGS і добре узгоджується з даними літератури щодо провідникового домінування в глибоких геотермальних системах.

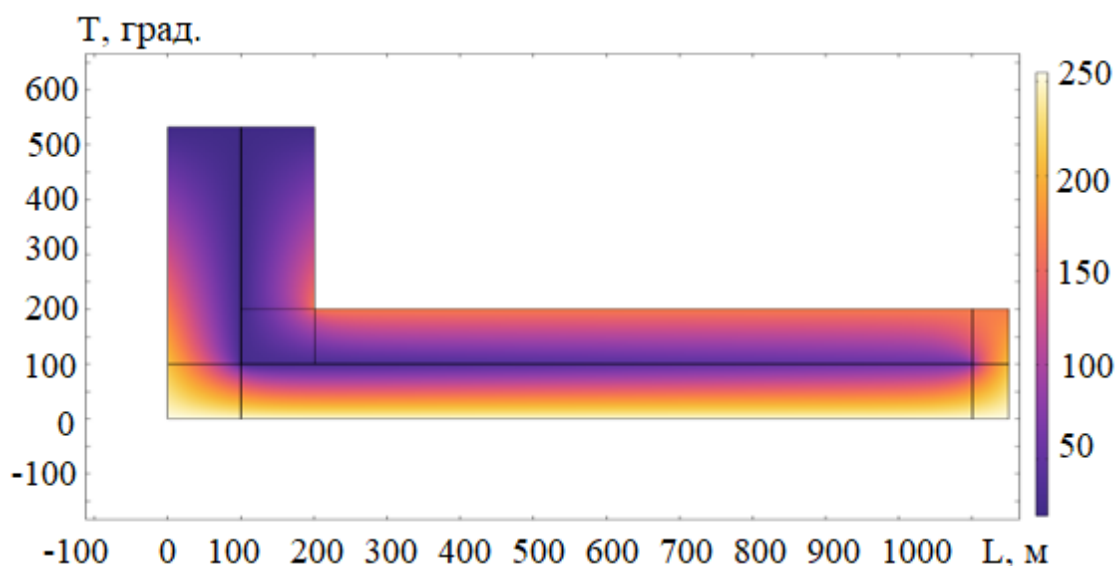


Рисунок 4.6 – Зміна температури теплоносія в річному діапазоні роботи свердловини

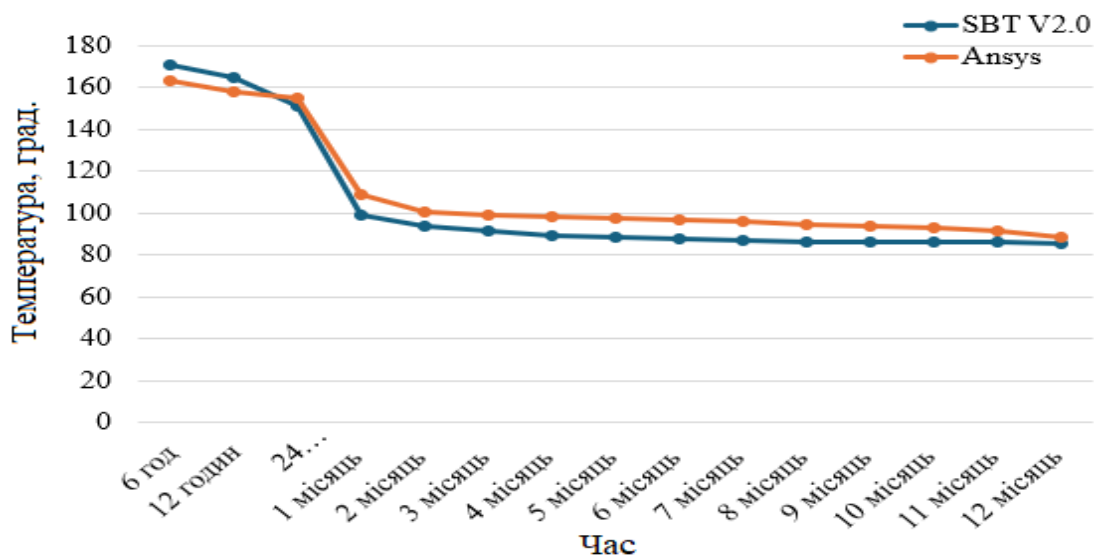


Рисунок 4.7 – Порівняння часової динаміки температури теплоносія за CFD - моделюванням у ANSYS та редукованою моделлю SBT v2.0 упродовж 12 місяців експлуатації

Верифікацію розробленої повнофізичної моделі L-подібної замкненої геотермальної системи в ANSYS Fluent виконано шляхом крос-порівняння з незалежною редукованою імпедансною моделлю SBT v2.0, реалізованою у відкритій платформі GeoCLUSTER. Для забезпечення коректності зіставлення моделі застосовано до ідентичних граничних умов і вихідних параметрів (таблиця 4.1). Зіставлення часової еволюції теплової потужності системи впродовж 12-місячного періоду експлуатації (рисунок 4.6) показало якісну та кількісну узгодженість двох моделей: у перехідній фазі (1–2 місяці) CFD-модель ANSYS відтворює дещо різкіший початковий спад через безпосереднє врахування радіально-осьових градієнтів, тоді як SBT v2.0 демонструє згладжену, фізично узгоджену редукцію теплового рівняння; після завершення перехідної фази обидві моделі переходять у провідниково обмежений режим з практично ідентичним нахилом кривої теплової деградації. Збіг динамічних характеристик і близькість чисельних значень підтверджують коректність повнофізичного CFD-моделювання як еталона для подальшого довгострокового прогнозування на часових горизонтах 30–40 років.

Крива демонструє типову двофазну поведінку: (1) швидкий спад температури впродовж першого місяця, що відповідає етапу первинного термального розвантаження пристовбурної зони та розвитку фронту

охолодження, і (2) подальше уповільнення зміни температури впродовж решти періоду, коли тепловідбір контролюється провідниковим теплоприпливом із віддаленіших шарів породи. Після приблизно 150–180 діб система виходить на квазістаціонарний режим із повільним зміщенням температури.

Отримана часова еволюцію теплової потужності системи, подана на графіку рисунка 4.7 у вигляді двох кривих, де перша відображає результати детального нестационарного CFD/ТН-моделювання в ANSYS, тоді як друга – відповідні результати редукованої імпедансної моделі SBT v2.0, реалізованої у платформі GeoCluster.

Спільний аналіз цих кривих дає змогу оцінити як фізичну поведінку системи на ранніх етапах, так і ступінь відповідності моделей, необхідний для коректного довгострокового прогнозування.

У перші 24–40 годин обидві моделі демонструють наявність пікового теплового навантаження, яке зумовлене високим початковим температурним градієнтом між теплоносієм і породою та практично миттєвим формуванням первинної зони охолодження. CFD-модель ANSYS, яка безпосередньо враховує радіально-осьові градієнти, показує дещо більшу різкість початкового спаду, що є очікуваним для повнофізичного розрахунку. Натомість модель SBT v2.0 відтворює згладжену, але фізично узгоджену редукцію теплового рівняння, яка відповідає інтегральному представленню тепловотоку.

Після завершення перехідної фази обидві криві переходять у провідниково обмежений режим, у якому спад теплової потужності визначається вже не локальними особливостями теплообміну через стінку, а тепловою дифузією в породному масиві. У цьому режимі ANSYS та SBT v2.0 демонструють майже однаковий нахил кривої, що підтверджує правильність моделі SBT та узгодженість двох методів. Незначні відхилення на інтервалі 1–2 місяців пояснюються різним ступенем просторової деталізації: CFD-модель враховує градієнти на мікрорівні сітки, тоді як SBT v2.0 працює з інтегральними величинами теплового потоку.

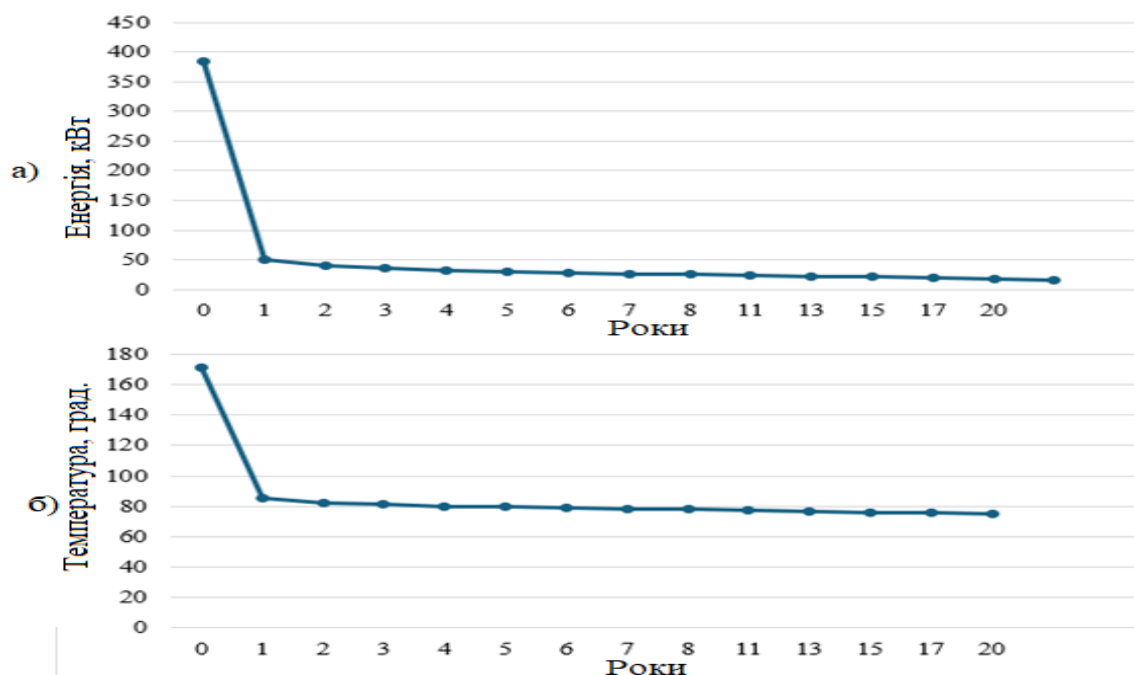


Рисунок 4.8 – Крива часової деградації геотермальної свердловини: а) довгострокова еволюція теплової потужності L-подібної геотермальної свердловини, б) динаміка зміни вихідної температури теплоносія впродовж 20 років роботи L-подібної геотермальної системи

Загалом збіг тенденцій і близькість чисельних значень свідчать про коректну відтворюваність на довготривалому періоді при використанні спрощеної моделі, та придатність для прогнозування роботи системи на часових горизонтах 30–40 років.

Виявлена за перший рік експлуатації двофазна динаміка (рисунок 4.8) – різкий перехідний спад температури й теплової потужності з подальшим повільним, провідниково обмеженим режимом – слугувала еталоном для калібрування параметрів SBT v2.0.

Завдяки цьому довгострокове моделювання природно продовжує «термальну сигнатуру», встановлену CFD, і відтворює очікувану еволюцію: швидке виснаження локального теплового резервуару пристовбурної зони та подальшу квазістаціонарну роботу, керовану дифузійним теплоприпливом із віддалених шарів порід.

На рисунку 4.8 наведено криву багаторічного падіння теплової продуктивності L-подібної замкненої геотермальної системи, розраховану на

основі редукованої моделі SBT v2.0. Графік демонструє характерну двофазну структуру теплової деградації, притаманну свердловинам із провідниково обмеженим теплоприпливом. У перший рік експлуатації (рисунок 4.9) зафіксовано найбільше зменшення теплової потужності: від початкових значень, що перевищують 350–400 кВт, система переходить до рівня близько 45–55 кВт. Такий різкий спад пояснюється формуванням первинної зони охолодження в пристовбурній області та вичерпанням локального теплового резервуару порід.

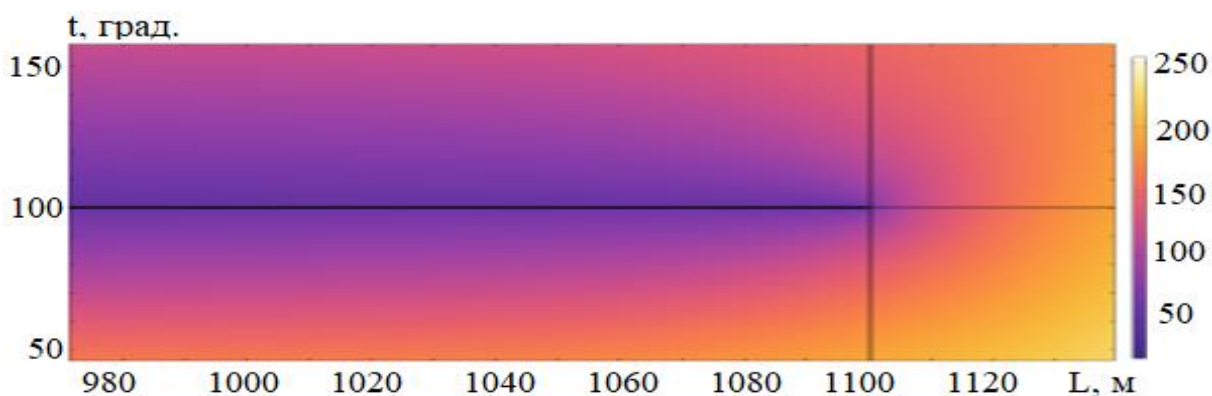


Рисунок 4.9 – Утворення пристовбурової зони локального охолодження

На цьому етапі тепловий потік визначається переважно початковим температурним градієнтом та мінімальним радіальним тепловим опором, що призводить до високої інтенсивності тепловідбору. Локальна порода охолоджується впродовж перших місяців, що різко знижує температуру потоку та визначає подальшу динаміку (рисунок 4.9).

Після першого року система переходить у режим довготривалого провідниково обмеженого теплоприпливу, коли відновлення теплової енергії віддалених шарів порід стає основним механізмом підтримання роботи (рисунок 4.10). У фазі поступової деградації крива набуває пологої форми: значення теплової потужності зменшуються повільно, із темпом не більше 1–2 кВт за рік упродовж наступних 15–20 років. Дана тенденція, свідчить про те, що горизонтальний інтервал L-подібної конфігурації відіграє стабілізуючу роль, залучаючи до теплопереносу більший об'єм породного масиву та значно пом'якшуючи темпи подальшої термодеградації.

Інтервал впродовж 5–10 років демонструє майже квазістаціонарний режим роботи. Формування стабільного значення теплової потужності, обмежені

дифузійною здатністю порід. Імпедансні ядра моделі SBT v2.0 на цій стадії практично збігаються зі своїм асимптотичним режимом – тепловий імпеданс породи зростає логарифмічно із часом, що є характерною ознакою глибоких свердловин із замкненим контуром.

У період 15–25 років крива поступово наближається до горизонту теплової рівноваги, що відповідає тривалому встановленню фронту охолодження в масштабах десятків метрів. Подальше зменшення потужності стає майже лінійно-пологим, а система фактично виходить на межу своєї довгострокової теплової спроможності.

Таким чином, наведена залежність демонструє типову фізичну картину для замкнених геотермальних систем великої глибини: різке початкове падіння теплової продуктивності, зумовлене вичерпанням локального теплового ресурсу, й подальший повільний спад, обмежений теплопровідністю порід.

Для L-подібної геометрії, завдяки тривалому горизонтальному інтервалу, ця деградація є значно повільнішою, ніж у вертикальних і U-подібних конфігураціях, що підтверджує доцільність обраної конструкції в контексті довгострокового видобутку геотермального ресурсу.

Висновки

Зважаючи на наявність протяжного горизонтального інтервалу, який залучає до тепловідновлення більший об'єм гірських порід, L-подібні замкнені геотермальні системи у порівнянні з вертикальними та U-подібними конфігураціями відзначаються підвищеною термальною стабільністю.

Процеси теплообміну в L-подібних замкнених геотермальних системах характеризуються поєднанням швидкого початкового охолодження в зоні трубного контуру та відносно повільного тепловідновлення порід на горизонтальних та похилоскерованих ділянках свердловин. Суттєвий вплив на термальну стійкість геотермальної системи мають геометрична форма свердловини, теплофізичні властивості гірських порід, гідравлічні характеристики потоку теплоносія, особливості горизонтального інтервалу та наявність дефектів теплового контакту між обсадною колоною та цементним кільцем.

Тепловий режим L-подібної замкненої геотермальної системи визначається розв'язком тривимірно-часової задачі з багатошаровими межами, нелінійними граничними умовами та змінними транспортними властивостями, яка не допускає жодного стаціонарного або квазістаціонарного аналітичного вирішення. Зважаючи на складну структуру єдиним сьогодні достовірним підходом до аналізу L-подібних замкнених геотермальних систем є чисельне моделювання із залученням моделей обчислювальної гідродинаміки і аналізу теплообміну CFD/ТН та симуляторів теорії тонкого тіла SBT.

В процесі дослідження теплообміну L-подібної замкненої геотермальної системи побудована сегментована геометрична модель, нерівномірна трикутна сітка у зовнішньому масиві порід, радіально-градієнтне ущільнення в приствольній зоні сегментів трубного простору та максимальною роздільністю у горизонтальній ділянці в зоні первинного тепловідбору. Для замикання моделі Нав'є-Стокса обрано модифікацію Realizable k - ϵ двопараметричної моделі турбулентності.

В процесі аналізу динаміки зміни температури теплоносія на виході L-подібної свердловини та часової еволюції її теплової потужності встановлено наявність двох етапів трансформації теплових характеристик геотермальної системи. Відповідно до отриманих результатів процес вилучення геотермальної енергії характеризується швидким спадом температури, теплового навантаження та потужності з подальшим асимптотичним наближенням даних параметрів до постійних значень. Подібний характер зміни теплових параметрів характеризує процес часової деградації геотермальної свердловини. Для L-подібної геотермальної системи, однак, наявність протяжного горизонтального інтервалу зумовлює менш інтенсивну часову деградацію теплових характеристик у порівнянні з вертикальними та U-подібними конфігураціями.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЛУЧЕННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ

В процесі аналізу особливостей видобування низькотемпературної пластової води встановлено недостатню надійність конструкцій глибинних насосів, які застосовуються в насосно-циркуляційній системі геотермальних свердловин. Один із методів підвищення надійності глибинних насосів полягає у використанні свердловинних апаратів, конструкція яких не містить рухомих частин та відзначається стійкістю до агресивних рідин та абразивних включень для одночасного видобування залишкових вуглеводнів та геотермальних ресурсів.

Використання виведених з експлуатації нафтогазових свердловин для видобування геотермальних ресурсів вимагає вибору раціональної конструкції насосно-циркуляційної системи та режиму її експлуатації. Низький рівень температури теплоносія на виході з нафтогазових свердловин підвищує актуальність зменшення теплових втрат в насосно-циркуляційній системі та вибору раціональних співвідношень конструкторських та режимних параметрів які забезпечують необхідну ефективність вилучення геотермальної енергії. В цих умовах виникає необхідність розробки методики аналітичного визначення температури теплоносія на виході з свердловини із врахуванням її конструкції та режиму промивання.

Однак складність аналітичного визначення гідравлічних та термодинамічних характеристик теплоносія зумовлює необхідність побудови комп'ютерних моделей односвердловинних геотермальних насосно-циркуляційних систем. Зважаючи на виявлені при проведенні досліджень особливості відтворення процесів в таких системах в даному розділі необхідно представити рекомендації для побудови моделей вертикальних та горизонтальних геотермальних свердловин.

У третьому розділі роботи доведена можливість суттєвого зменшення теплових втрат у висхідному потоці теплоносія в свердловині при застосування

теплової ізоляції колони підйомних труб, що є методом запобігання теплообміну низхідного та висхідного потоку. У даному розділі представлено технічне рішення, яке зменшує теплові втрати у висхідному потоці теплоносія шляхом використання ежектора.

Застосування свердловинного струминного насоса у геотермальних насосно-циркуляційних системах ґрунтується на використанні кінетичної енергії високошвидкісного струменя робочого середовища для формування додаткового контуру циркуляції теплоносія у свердловині.

Інтенсифікація гідродинамічної взаємодії потоків у зоні змішування сприяє перемішуванню теплоносія та вирівнюванню температурного поля у трубному просторі свердловини, що забезпечує більш рівномірний розподіл температури у циркуляційному контурі та зменшує локальні температурні градієнти, які можуть виникати під час руху теплоносія вздовж стінок підйомної колони.

Підвищення втрати висхідного потоку, за умов незмінного робочого перерізу труб, зумовлює скорочення часу транспортування теплоносія від вибою до устя свердловини. Унаслідок чого, зменшується тривалість контакту нагрітого теплоносія з навколишнім середовищем, що призводить до зниження інтенсивності теплопередачі між низхідним та висхідним потоками.

Таким чином, використання струминного насоса дозволяє зменшити теплові втрати у висхідному потоці та підвищити температуру теплоносія на поверхні.

Однак, потреба у прогнозуванні режиму роботи геотермальної насосно-циркуляційної системи, до складу якої включений струминний насос, зумовлює необхідність розробки аналітичної моделі робочого процесу свердловинної ежекційної компоновки.

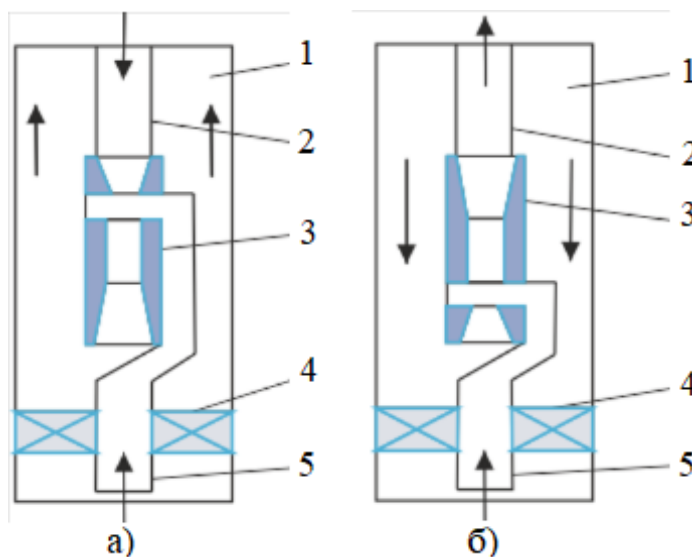
5.1 Вибір раціональної схеми використання струминного насоса свердловинної геотермальної системи

Метою досліджень є моделювання робочого процесу та проведення порівняльного аналізу характеристик свердловинного струминного насоса за умов прямої та зворотної циркуляції робочого середовища [29].

Особлива увага приділяється визначенню методів інтенсифікації гідродинамічних процесів у свердловинному циркуляційному контурі, що забезпечують зменшення теплових втрат під час транспортування теплоносія від вибою до поверхні та, відповідно, підвищують ефективність вилучення геотермальної (петротермальної) енергії.

5.1.1 Встановлення структури рівняння гідравлічної характеристики струминного насоса геотермальної свердловини

Струминний насос встановлюють в свердловині на колоні підйомних труб (рисунок 5.1).



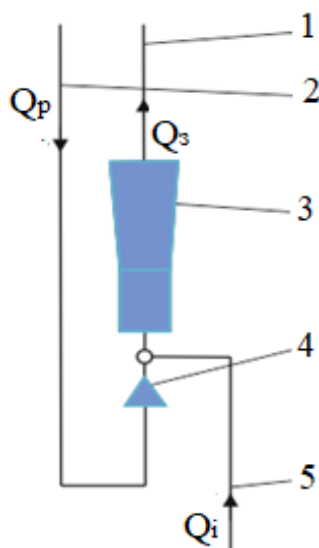
1 – канал затрубного простору; 2 – канал колони НКТ; 3 – струминний насос; 4 – пакер; 5 – всмоктувальна лінія струминного насоса

Рисунок 5.1 – Конструктивне виконання ежекційних систем: струминний насос із прямою (а) та зворотною (б) циркуляцією робочого середовища

В конструкції ежекційної системи з прямою циркуляцією робочого середовища робочий потік спрямовується в свердловину по колоні насосно-компресорних труб, а у випадку зворотної циркуляції – по гідравлічному каналу міжтрубного простору.

Приймальна камера струминного насоса сполучена з підпакерною областю та продуктивним горизонтом. Внаслідок високої швидкості витікання робочого потоку у вихідному перерізі робочої насадки в приймальній камері струминного насоса утворюється область низького тиску, внаслідок чого створюються умови для підсмоктування пластової рідини. Враховуючи конструктивні особливості розглянутих ежекційних систем підйом флюїду зі свердловини у випадку прямої та зворотної циркуляції робочого середовища здійснюється відповідно по каналу міжтрубного простору та по колоні підйомних труб.

Незважаючи на відмінності у конструктивному виконанні наведені ежекційні системи мають подібну гідравлічну систему (рисунок 5.2).



- 1 – канал відведення змішаного потоку; 2 – канал підведення робочого потоку;
3 – камера змішування з дифузorzом струминного насоса; 4 – робоча насадка струминного насоса; 5 – лінія підведення інжектваного потоку

Рисунок 5.2 – Схема гідравлічної системи струминного насоса

Гідравлічна система ежекційної системи геотермальної свердловини утворена лініями підведення робочого та інжектваного потоку та лінією відведення змішаного потоку. Застосування пакера, розміщеного між експлуатаційною та підйомною колоною, дозволяє відокремити лінії підведення робочого та інжектваного потоку на відміну від свердловинної ежекційної системи з додатковим замкненим контуром привибійної циркуляції. В точці С (приймальна камера струминного насоса) відбувається з'єднання робочого

потіку з витратою Q_p та інжектованого потоку з витратою Q_i , після чого змішаний потік з витратою Q_3 по колоні підйомних труб надходить на поверхню.

Режим роботи свердловинної ежекційної системи визначається спільним розв'язком рівнянь напірної характеристики струминного насоса та гідравлічної системи, в якій він працює. Рівняння напірної характеристики струминного насоса визначається з використанням закону збереження кількості руху рідини у замкненому об'ємі камери змішування та має вигляд [64]

$$h = \frac{P_3 - P_i}{P_p - P_i} = \frac{\Phi_1^2}{K_{сн}} \left[2\Phi_2 \frac{f_{p1}}{f_{p2}} + 2\Phi_2 \frac{f_{p1}}{f_{i2}} - (2 - \Phi_3^2) \frac{(1+i)^2}{K_{сн}} \right] - \frac{\Delta P_{\kappa}}{\Delta P_p}, \quad (5.1)$$

де h – відносний напір струминного насоса;

P_3, P_i, P_p – значення тисків змішаного, інжектованого та робочого потоків;

$\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_4$ – емпіричні коефіцієнти швидкостей в характерних перерізах струминного насоса;

$K_{сн}$ – основний геометричний параметр струминного насоса, що дорівнює відношенню площ камери змішування та робочої насадки;

f_{p1}, f_{p2} – площа перерізу робочого потоку на виході з робочої насадки і на вході в камеру змішування;

f_{i2} – площа перерізу інжектованого потоку на вході в камеру змішування;

i – коефіцієнт ежекції струминного насоса;

$\frac{\Delta P_{\kappa}}{\Delta P_p}$ – відносні гідравлічні втрати в робочому потоці.

Характеристика гідравлічної системи струминного насоса визначається співвідношенням тисків в характерних перерізах ежекційної системи. Враховуючи схему гідравлічної системи запишемо

$$P_3 = \rho g H_{сн} + \Delta P_3; \quad (5.2)$$

$$P_p = \rho g H_{сн} + \Delta P_p + \Delta P_3; \quad (5.3)$$

$$P_i = P_{пл} - \Delta P_{пл} - \Delta P_i, \quad (5.4)$$

де ρ – густина потоку;

g – прискорення земного тяжіння;

$H_{св}$ – глибина встановлення струминного насоса в свердловині;

$\Delta P_з, \Delta P_p, \Delta P_{пл}, \Delta P_i$ – гідравлічні втрати в напірній лінії, робочій насадці, продуктивному горизонті та всмоктувальній лінії струминного насоса;

$P_{пл}$ – величина пластового тиску.

Рівняння (5.4) спрощується у випадку, коли струминний насос встановлений безпосередньо на вибої свердловини. Тоді довжина всмоктувальної лінії є незначною і втрати в інжектіваному потоці ΔP_i в рівнянні (5.4) можна не враховувати $\Delta P_i = 0$.

Загальноприйнята формула для визначення відносного напору струминного насоса має вигляд

$$h = \frac{P_з - P_i}{P_p - P_i} = \frac{1}{1 + \frac{\Delta P_p}{\rho g H_{сн} + \Delta P_з - P_{пл} + \Delta P_{пл}}} \quad (5.5)$$

При використанні струминного насоса із прямою циркуляцією робочого середовища величина $\Delta P_з$ в рівнянні (5.5) визначається як гідравлічні втрати в каналі кільцевої форми. У випадку зворотної циркуляції робочого середовища величина $\Delta P_з$ розраховується як гідравлічні втрати в каналі круглої форми. При цьому комплекс попередніх розрахункових процедур передбачає необхідність визначення швидкості руху потоку, режиму руху рідини та коефіцієнта лінійного гідравлічного опору.

5.1.2 Визначення режимних параметрів струминного насоса геотермальної свердловини

Суміщені характеристики струминного насоса та його гідравлічної системи показані на рисунку 5.3.

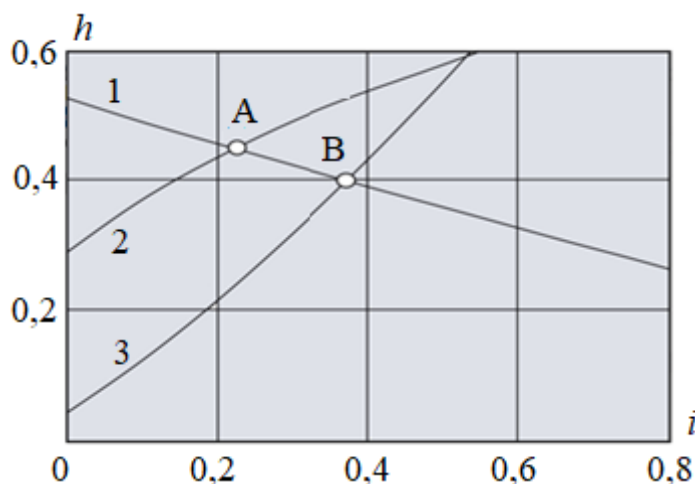


Рисунок 5.3 – Суміщені характеристики струминного насоса 1 та його гідравлічної системи у випадку зворотної 2 та прямої 3 циркуляції робочого середовища

При проведенні розрахункових процедур використовувались такі вихідні дані: густина потоку $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$, глибина встановлення струминного насоса в свердловині $H_{св}=2476 \text{ м}$, зовнішній діаметр підйомної колони $d_o=0,073 \text{ м}$, внутрішній діаметр підйомної колони $d_i=0,059 \text{ м}$, внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_c=0,1441 \text{ м}$, діаметр робочої насадки струминного насоса $d_p=0,0084 \text{ м}$, діаметр камери змішування $d_3=0,0133 \text{ м}$, коефіцієнт витрати робочої насадки $\mu_p=0,95$, коефіцієнт динамічної в'язкості потоку $\mu=0,01 \text{ Па}\cdot\text{с}$, коефіцієнт кінематичної в'язкості потоку $\nu=0,01\times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, товщина продуктивного горизонту $h_{nl}=100 \text{ м}$, радіус контура живлення $R_c=100 \text{ м}$, коефіцієнт проникності продуктивного горизонту $k=1\times 10^{-12} \text{ м}^2$, пластовий тиск $P_{nl}=24,2846 \text{ МПа}$.

Гідравлічні втрати в робочій насадці ΔP , в гідравлічному каналі ΔP_3 та в продуктивному горизонті ΔP_{nl} (рівняння 5.5) визначені відповідно за формулою Борда, Дарсі-Вейсбаха та Дюпюї. Перетин характеристик струминного насоса визначає режим роботи ежекційної системи (рисунок 5.3). Точки А, В визначають режимні параметри $h-i$ свердловинного струминного насоса у випадку відповідно зворотної та прямої циркуляції робочого середовища.

Величина коефіцієнта ежекції при прямому промиванні становить $i=0,37$, а для зворотного – відповідно $i=0,22$. Таким чином, відповідно з отриманими результатами схема ежекційної системи з прямим промиванням робочого середовища забезпечує на 40,5 % більшу величину коефіцієнта ежекції струминного насоса.

Визначимо енергетичну ефективність використання згаданих схем ежекційної системи. Коефіцієнт корисної дії струминного насоса визначається за формулою

$$\eta = \frac{hi}{1-h} \quad (5.6)$$

Визначена за формулою (5.6) величина ККД при прямому промиванні становить $\eta=25,2$ %, а при зворотному – $\eta=18,0$ %. Використання схеми ежекційної системи з прямим промиванням робочого середовища дозволяє підвищити ККД струминного насоса на 28,6 %. Особливістю робочого процесу свердловинного струминного насоса є підвищена імовірність його експлуатації в кавітаційному режимі. Враховуючи наведену в роботі [65] математичну модель робочого процесу свердловинної ежекційної системи мінімальна глибина розміщення струминного насоса в свердловині за умови забезпечення його безкавітаційної роботи визначається співвідношеннями

$$H_{сн\min}^r = \frac{\frac{8}{\pi^2} Q_p^2 \left(\frac{1}{d_p^4} - \frac{1}{d_i^4} \right)}{g + \frac{8}{\pi^2} \frac{\lambda_c Q_p^2}{d_i^5}}; \quad (5.7)$$

$$H_{сн\min}^d = \frac{\frac{8}{\pi^2} Q_p^2 \left(\frac{1}{d_p^4} - \frac{1}{d_i^4} \right)}{g + \frac{8}{\pi^2} \frac{\lambda_a Q_p^2}{(D_c - d_o)^2 (D_c + d_o)^3}}, \quad (5.8)$$

де $H_{p\min}^r, H_{p\min}^d$ – мінімально допустима за умови виникнення кавітації глибина розміщення струминного насоса в свердловині при зворотній та прямій циркуляції робочого середовища;

d_w, d_i – діаметр робочої насадки струминного насоса та внутрішній діаметр колони підйомних труб;

λ_c, λ_a – коефіцієнт лінійного гідравлічного опору каналу підйомних труб та міжтрубного простору.

Визначимо співвідношення мінімально допустимих за умови виникнення кавітації глибин розміщення струминного насоса в свердловині при прямій та зворотній циркуляції робочого середовища використовуючи рівняння (7), (8)

$$\bar{H}_{ch\min} = \frac{H_{ch\min}^d}{H_{ch\min}^d} = \frac{g + \frac{8}{\pi^2} \frac{\lambda_c Q_p^2}{d_i^5}}{g + \frac{8}{\pi^2} \frac{\lambda_a Q_p^2}{(D_c - d_o)^2 (D_c + d_o)^3}} \quad (5.9)$$

Графічна інтерпретація рівняння (5.9) наведена на рисунку 5.4. У випадку прямої циркуляції робочого середовища мінімально допустима за умови виникнення кавітації глибина розміщення струминного насоса в свердловині є більшою ніж при застосуванні ежекційної системи із зворотною циркуляцією. Необхідність розміщення струминного насоса на більшій глибині визначає зростання імовірності експлуатації ежекційної системи в кавітаційному режимі.

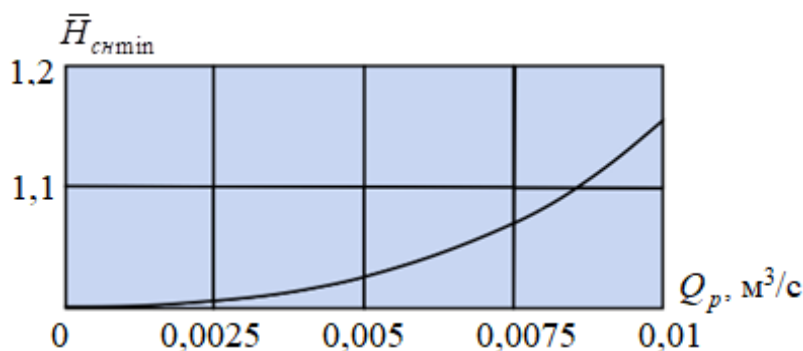


Рисунок 5.4 – Співвідношення мінімально допустимих за умови виникнення кавітації глибин розміщення струминного насоса в свердловині при прямій та зворотній циркуляції робочого середовища

Величина співвідношення мінімально допустимих глибин зростає при збільшенні робочої витрати, яка створюється поверхневим насосним агрегатом. В процесі вибору необхідної величини робочої витрати, зазвичай, враховують дебіт свердловини. Для високодебітних свердловин величину робочої витрати приймають максимальною. Таким чином, розбіжність між величинами

мінімально допустимих глибин розміщення струминного насоса зростає при експлуатації високодебітних свердловин. Необхідно також відзначити про інтенсифікацію зношування експлуатаційної колони у випадку прямої циркуляції робочого середовища, коли флюїд свердловини транспортується по гідравлічному каналу міжтрубного простору. При цьому виникає небезпека втрати герметичності обсадної колони та зростання вартості технічного обслуговування експлуатаційної свердловини.

5.2 Вибір раціональних конструкторських та режимних параметрів односвердловинної геотермальної системи

5.2.1 Побудова аналітичної моделі односвердловинної геотермальної системи

Існування значної кількості недіючих нафтогазових свердловин, стабільність геотермальної теплогенерації та розвиток технологій використання низькотемпературних теплоносіїв свідчить про актуальність досліджень спрямованих на підвищення ефективності реалізації потенціалу нафтотермальної енергетики [66].

Основні напрямки дослідження особливостей розвитку геотермальної енергетики сьогодні зосереджені на визначенні теплофізичних характеристик гірської породи та механізмах теплопередачі в межах нафтогазоносного контуру [67], оцінці потенціалу петротермальних ресурсів [68], розробленні техніки і технологій спорудження геотермальних енергоустановок підвищеної ефективності [69]. Незважаючи на значні обсяги досліджень присвячених впровадженню петротермальної енергетики технології безпосереднього відбору тепла під час руху робочого середовища в насосно-циркуляційній системі нафтогазових свердловин вивчені недостатньо. Суттєві теплові втрати при нагріванні робочого середовища в низькотемпературних свердловинах обмежують ефективність реалізації технологій петротермальної енергетики та зменшують їх економічну привабливість.

Мета досліджень полягає у розробленні аналітичної моделі односвердловинної геотермальної системи та встановленні впливу особливостей

її конструкції та режиму промивання на температуру теплоносія на вході в наземні геотермальні установки.

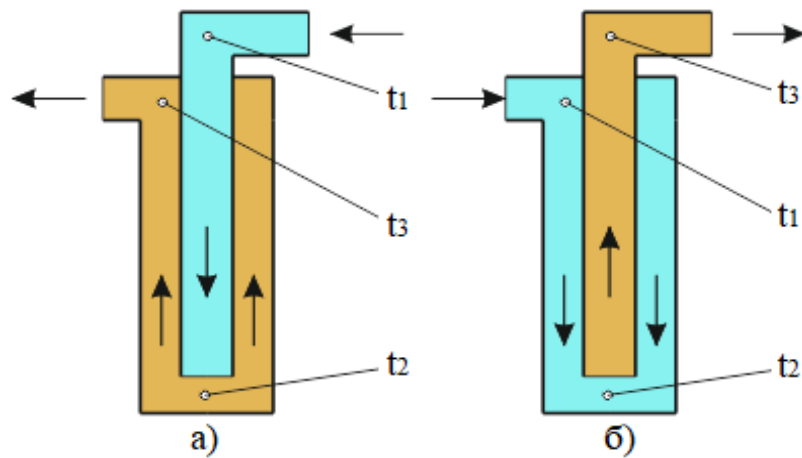


Рисунок 5.5 – Розрахункова схема для визначення температури теплоносія при прямому (а) та зворотному (б) промиванні свердловини

Розрахункова схема для визначення температури теплоносія при прямому та зворотному промиванні свердловини відрізняється напрямками руху потоків (рисунок 5.5) [86].

Рівняння теплового балансу для прямого промивання свердловини має вигляд

$$GC_p(t_2 - t_1) = k_t F_t \left(\frac{t_2 + t_3}{2} - \frac{t_1 + t_2}{2} \right); \quad (5.10)$$

$$GC_p(t_2 - t_3) = k_r F_c \left(t_{ra} - \frac{t_2 + t_3}{2} \right) + k_t F_t \left(\frac{t_1 + t_2}{2} - \frac{t_2 + t_3}{2} \right), \quad (5.11)$$

де G – масова витрата теплоносія, кг/с;

C_p – питома теплоємність теплоносія, Дж/(кг×°С);

t_1, t_2, t_3 – температура теплоносія відповідно на вході в свердловину, на вибої та на виході з свердловини, °С;

t_{ra} – середня температура гірської породи, °С;

k_t, k_r – коефіцієнт теплопередачі через стінку відповідно трубної та обсадної колони, Вт/(м²×°С);

F_t, F_c – площа поверхні відповідно трубної та обсадної колони, м².

Рівняння (5.10) визначає тепловий баланс теплоносія в трубній колоні, а рівняння (5.11) – в затрубному просторі. Вираз в лівій частині системи рівнянь (5.10), (5.11) визначає кількість тепла отриману теплоносієм відповідно в трубній колоні та в затрубному просторі. Вираз в правій частині системи рівнянь (5.10), (5.11) визначає кількість тепла передану теплоносію в трубній колоні та в затрубному просторі. Співвідношення $(t_1 + t_2)/2$ визначає середню температуру теплоносія в трубній колоні, а співвідношення $(t_2 + t_3)/2$ – в затрубному просторі.

Після спільного розв'язку системи рівнянь (5.10), (5.11) отримаємо формули для визначення температури теплоносія на виході з затрубного простору у випадку прямого промивання свердловини

$$t_2 = 0,5A_1t_3 - (0,5A_1 - 1)t_1; \quad (5.12)$$

$$t_3 = \frac{A_2t_{ra} + [0,5A_1 + (1 + 0,5A_2)(0,5A_1 - 1)]t_1}{0,5A_1(1 + 0,5A_2) + 0,5A_1 + 0,5A_2 - 1}, \quad (5.13)$$

В рівняннях (5.12), (5.13) позначено

$$A_1 = \frac{k_t F_t}{GC_p}; \quad A_2 = \frac{k_r F_c}{GC_p} \quad (5.14)$$

У випадку зворотного промивання свердловини рівняння теплового балансу мають вигляд

$$GC_p(t_2 - t_1) = k_r F_c \left(t_{ra} - \frac{t_1 + t_2}{2} \right) + k_t F_t \left(\frac{t_2 + t_3}{2} - \frac{t_1 + t_2}{2} \right); \quad (5.15)$$

$$GC_p(t_2 - t_3) = k_t F_t \left(\frac{t_2 + t_3}{2} - \frac{t_1 + t_2}{2} \right) \quad (5.16)$$

Рівняння (5.15) визначає тепловий баланс теплоносія в затрубному просторі, а рівняння (5.16) – в трубній колоні. Вираз в лівій частині системи рівнянь (5.15), (5.16) визначає кількість теплової енергії отриману теплоносієм відповідно в затрубному просторі та в трубній колоні.

Після спільного розв'язку системи рівнянь (5.15), (5.16) отримаємо формули для визначення температури теплоносія на виході з затрубного простору у випадку зворотного промивання свердловини

$$t_2 = (1 + 0,5A_1)t_3 - 0,5A_1t_1; \quad (5.17)$$

$$t_3 = \frac{A_2t_{ra} - [0,5A_1 + 0,5A_2 - 1 - 0,5A_1(1 + 0,5A_2)]t_1}{(1 + 0,5A_1)(1 + 0,5A_2) - 0,5A_1} \quad (5.18)$$

Температура гірської породи визначається за лінійною гіпотезою зростання температури із збільшенням глибини [70]

$$t_r = t_0 + G_t H, \quad (5.19)$$

де t_0 – середня температура нейтрального шару гірських порід, град.;

G_t – температурний градієнт, град./м;

H – глибина розміщення досліджуваного шару гірської породи, м.

Середня температура гірської породи t_{ra} визначалась як середнє значення між температурою гірської породи на заданій глибині t_r та температурою теплоносія на вході в свердловину. Проаналізуємо співвідношення розрахункових та експериментальних значень температури теплоносія на виході з свердловини, використовуючи результати промислових досліджень нафтогазових та геотермальних свердловин. Для аналізу процесу прямого та зворотного промивання свердловин використовувались відповідно промислові дані свердловин Карадаг 189 [36] (Крим, газоконденсатне родовище) та HGP-A (Hawaii) [71]. Характерні параметри прийнятих для аналізу свердловин наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Характерні параметри свердловин

Найменування параметра	Назва свердловини	
	Karadag well 189	HGP-A well
Глибина, м	3675	876,5
Діаметр обсадної колони, м	0,299	177,8
Діаметр колони НКТ, м	0,14	89,0
Витрата теплоносія, кг/с	30	1,333
Температурний градієнт, °С/м	0,01992	0,10903

Розрахунок температури теплоносія на виході з свердловини для прямого та зворотного промивання визначався за формулами (5.10) – (5.14).

Співставлення розрахункових та експериментальних значень температур теплоносія на виході з свердловини наведене в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Порівняльний аналіз визначення температури теплоносія на виході з свердловини

Назва свердловини	Спосіб промивання	Температура на вході t_1 , °C	Температура на виході t_3 , °C		
			Експериментальна t_{3e}	Розрахункова t_{3c}	Похибка δt_3 , %
Karadag (Crimea)	пряме	18	33	29.8	9.7
HGP-A (Hawaii)	зворотне	25	43.6	47.2	7.6

5.2.2 Визначення температури теплоносія для різних конструкцій та режимів промивання свердловин

Визначимо вплив конструкції свердловини та режиму її промивання на температуру теплоносія з використанням рівнянь (5.10) – (5.14) (рисунок 5.6). Залежність температури від витрати теплоносія має екстремальний характер (рисунок 5.6 а, б).

При зростанні витрати зменшується час перебування теплоносія в свердловині та величина отриманої енергії. Одночасно зростає швидкість висхідного руху теплоносія та зменшуються теплові втрати на шляху до виходу з свердловини. Наявність двох зустрічних процесів зумовлює існування максимуму на графіку залежності температури від витрати теплоносія. Згадана тенденція зберігається для обох розглянутих глибин свердловини.

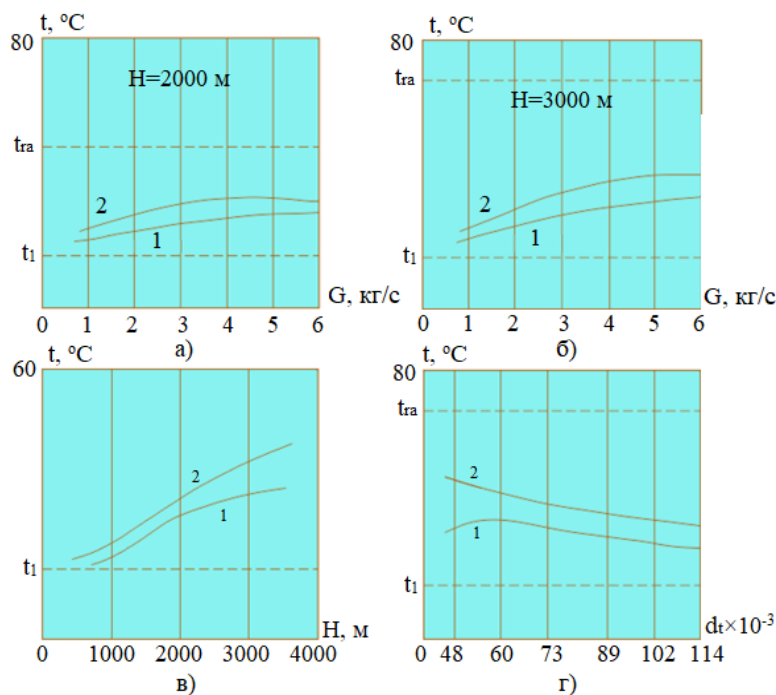


Рисунок 5.6 – Залежність температури теплоносія від витрати (а, б), глибини свердловини (в) та діаметра підйомних труб (г) для прямого 1 та зворотного 2 промивання свердловин

Залежність температури теплоносія від глибини свердловини (рисунок 5.6 в) має зростаючий нелінійний характер. При зростанні глибини збільшується температура гірських порід та кількість енергії, що передається теплоносію. Величина температури гірських порід, очевидно, є домінуючим фактором, що визначає кількість отриманої теплоносієм енергії. Крім того, при збільшенні глибини свердловини зростає тривалість знаходження теплоносія в області високих температур та величина отриманої геотермальної енергії.

Зміна діаметра підйомних труб викликає (рисунок 5.6 г) перерозподіл площ перерізів каналів підведення та відведення теплоносія в свердловині. Наслідком зміни площ перерізів каналів підведення та відведення теплоносія є зміна швидкості низхідного та висхідного руху та тривалості процесів нагрівання та транспортування на поверхню свердловини.

Збільшення діаметра колони підйомних труб викликає одночасне зменшення тривалості перебування теплоносія в області високих температур та зростання часу його руху у висхідному напрямку. Наслідком згаданих процесів

є існування нелінійної оберненої залежності температури теплоносія від діаметра колони підйомних труб.

Визначальним фактором впливу на температуру нагрівання теплоносія є спосіб промивання свердловини. Незалежно від витрати теплоносія, глибини свердловини та діаметра підйомних труб більш ефективним є відбір теплової енергії при спрямовуванні потоку робочого середовища в затрубний простір. Згадана особливість нагрівання теплоносія пов'язана, імовірно, із наявним співвідношенням площ перерізів каналів затрубного простору та підйомної колони.

Зменшення теплових втрат в процесі підйому нагрітого теплоносія можливе у випадку зниження тривалості висхідного руху робочого потоку при збереженні необхідної для отримання теплової енергії тривалості руху низхідного потоку.

5.3 Розроблення алгоритму моделювання односвердловинних геотермальних систем

5.3.1 Геометрична репрезентація вертикальної та похилоскерованої геотермальних свердловин у двовимірній постановці

Геометричне моделювання ґрунтується на використанні двох окремих двовимірних чисельних моделей, що відповідають двом різним просторовим конфігураціям геотермальних свердловин коаксіального типу та аналізуються як незалежні чисельні задачі. Перша модель описує вертикальну геотермальну свердловину і реалізована в осьосиметричній двовимірній постановці, що відповідає сталій орієнтації осі свердловини та відсутності просторової асиметрії геометрії. Такий підхід забезпечує коректне відтворення радіального теплопереносу в гірському масиві та конвективного теплообміну у внутрішніх каналах циркуляції теплоносія при істотному зменшенні розмірності задачі, що є принципово важливим для проведення довготривалих нестационарних чисельних розрахунків [88].

Геометрія вертикальної та похило-скерованої свердловини у чисельній моделі включає внутрішню та зовнішню труби коаксіальної системи, міжтрубний кільцевий простір, цементний камінь і навколишній гірський масив. Деталі конструктивних з'єднань і локальні геометричні нерівності не моделюються явно, оскільки їхній вплив на інтегральні теплові характеристики системи є другорядним порівняно з впливом радіальних теплових опорів і протяжності теплообмінної поверхні. Такий рівень геометричного узагальнення є загальноприйнятим у чисельних дослідженнях замкнених геотермальних систем і забезпечує узгодженість між геометричною та фізичною складовими моделі [89].

Вертикальна геотермальна свердловина в даному дослідженні представлена у двовимірній осесиметричній геометричній конфігурації, що відповідає сталому напрямку осі свердловини та радіальній симетрії її конструктивних елементів і граничних умов. Така постановка дозволяє з високою точністю відтворити радіальний теплоперенос у гірському масиві, який є домінуючим механізмом теплообміну між теплоносієм і породою у вертикальних замкнених геотермальних свердловинах. Використання осесиметричної двовимірної моделі забезпечує суттєве зменшення розмірності задачі порівняно з тривимірною постановкою без втрати фізичної адекватності результатів, що є критично важливим для виконання довготривалих нестационарних розрахунків та параметричних досліджень. Крім того, така геометрична конфігурація дозволяє застосовувати більш щільну просторову дискретизацію в зонах інтенсивного теплообміну (внутрішні канали циркуляції теплоносія, міжтрубний простір, стінки труб) при прийнятних обчислювальних витратах, що підвищує чисельну стійкість розрахунків і достовірність отриманих температурних полів. Переваги осесиметричної двовимірної репрезентації вертикальних геотермальних свердловин широко підтверджені сучасними чисельними дослідженнями замкнених геотермальних систем, у яких показано, що такий підхід забезпечує адекватний опис теплових процесів за умови збереження геометричної та граничної симетрії [88], [89].

Похило-скерована геотермальна свердловина реалізована у двовимірній постановці з нахиленою віссю розрахункового домену, узгодженою з просторовою орієнтацією свердловини. Застосування двовимірної похило-орієнтованої геометричної моделі дозволяє врахувати вплив просторового нахилу свердловини на теплові процеси та умови теплопереносу без переходу до тривимірної постановки, що суттєво знижує обчислювальні витрати. Обидві моделі розглядаються як самостійні та незалежні чисельні задачі, кожна з яких аналізується окремо та масштабується відповідно до прийнятих умов геометричної та теплової подібності, що відповідає сучасним підходам до чисельного моделювання геотермальних свердловин [88], [89].

Використання окремих двовимірних чисельних моделей для вертикальних та похило-скерованих геотермальних свердловин є усталеним методологічним підходом у сучасних дослідженнях замкнених геотермальних систем, що зумовлено домінуванням радіального теплопереносу у формуванні інтегральних теплових характеристик свердловинних теплообмінників. За таких умов просторові ефекти третього виміру не визначають основних механізмів теплової взаємодії між теплоносієм і гірським масивом, а їх урахування не призводить до суттєвого підвищення точності результатів при істотному зростанні обчислювальних витрат. Чисельні дослідження замкнених геотермальних систем демонструють, що при коректному формуванні геометрії розрахункового домену та граничних умов двовимірна постановка задачі забезпечує адекватне відтворення теплових процесів як для вертикальних, так і для похило-скерованих свердловин [88], [89].

5.3.2 Масштабування геометричної моделі за осьовим напрямом та забезпечення теплової подібності

Для ефективного моделювання геотермальних свердловин застосовано геометричне масштабування розрахункової області виключно за осьовим напрямом, що відповідає глибині свердловини, зі збереженням реальних радіальних розмірів усіх конструктивних елементів. Такий підхід є обґрунтованим з огляду на те, що для замкнених геотермальних систем

визначальним механізмом теплопереносу залишається радіальний тепловий потік від гірського масиву до теплоносія, тоді як осьова протяжність впливає переважно на інтегральний тепловий потенціал системи [88].

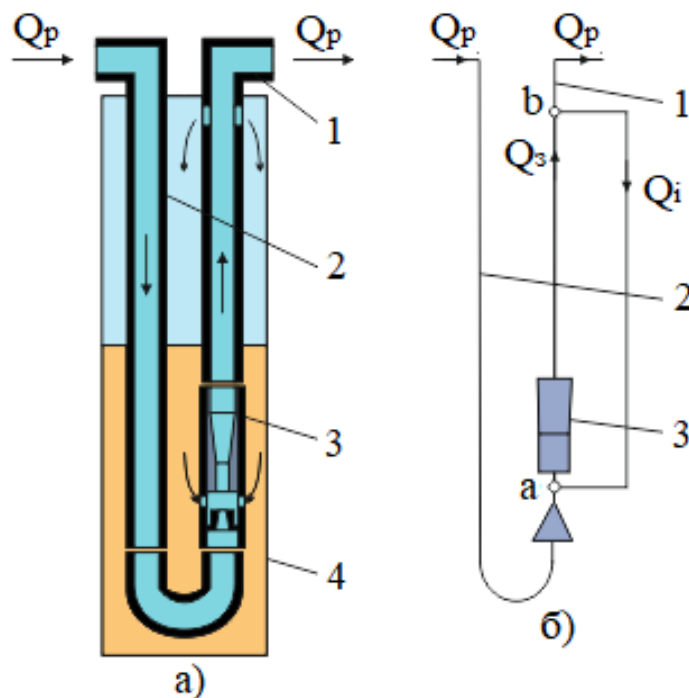
Масштабування за глибиною реалізовано шляхом зменшення осьової довжини розрахункової області до $1/10$ від реальної глибини свердловини як для вертикальної, так і для похило-скерованої геометричної конфігурації. Для збереження фізичної еквівалентності теплових умов таке геометричне скорочення компенсується відповідним збільшенням температурного градієнта, який задається у початкових та граничних умовах чисельної моделі. Подібний підхід застосовується у чисельних дослідженнях замкнених геотермальних систем, де температура гірського масиву формується на основі геотермального градієнта, а геометричне масштабування використовується для зменшення обчислювальних витрат без спотворення інтегральної різниці температур уздовж свердловини [89].

Збереження реальних радіальних розмірів труб, кільцевого простору, цементного каменю та породного масиву забезпечує коректне відтворення радіального теплового опору системи, який визначає інтенсивність тепловідбору у замкнених геотермальних системах. Чисельні дослідження показують, що за умови такого підходу осьове масштабування не призводить до суттєвого спотворення температурних полів і теплових потоків, якщо температурно-глибинний розподіл задається узгоджено з реальними геотермальними умовами [18]. Таким чином, масштабування геометричної моделі лише за осьовим напрямом зі збереженням реальних радіальних розмірів і компенсацією геометричного скорочення через температурно-глибинний градієнт є методично виправданим і підтвердженим сучасними чисельними дослідженнями підходом для аналізу вертикальних і похило-скерованих геотермальних свердловин.

5.4 Удосконалення конструкції петротермальної насосно-циркуляційної системи

Результати проведених досліджень реалізовані в конструкції петротермальної насосно-циркуляційної системи (рисунок 5.7), основним

елементом якої є свердловинний струминний насос [73]. На відміну від традиційних насосно-циркуляційних систем, до складу яких входить занурений електровідцентровий насос, струминний апарат для приведення в дію не потребує розміщення в свердловині ланцюга електроживлення, внаслідок чого зростає надійність та автономність процесу вилучення теплової енергії.



1 – лінія відведення теплоносія; 2 – лінія підведення теплоносія; 3 – струминний насос; 4 – стінка свердловини

Рисунок 5.7 – Конструкція (а) та гідравлічна схема (б) петротермальної насосно-циркуляційної системи

Відмова від використання електроприводу зумовила можливість застосування струминних апаратів в неглибоких свердловинах системи теплових насосів [74]. Відбір геотермальної енергії в недіючих глибоких нафтогазових свердловинах за допомогою вибійних струминних апаратів потребує удосконалення відомих насосно-циркуляційних систем. Удосконалення насосно-циркуляційної ежекційної системи є розвитком напрямку використання ежекційних апаратів в системах теплових насосів [75] та в наземному обладнанні, призначеному для подальшої трансформації та підготовки до безпосереднього використання геотермальної енергії [76]. Недоліком згаданих

технічних рішень є складність конструкції колон підведення та відведення теплоносія та висока вартість їх встановлення в свердловині.

Запропонована здобувачем конструкція насосно-циркуляційної системи геотермальної свердловини є розвитком схем вилучення низькоентальпійної геотермальної енергії, підвищення ефективності яких засновано на удосконаленні процесів тепловіддачі застосуванням гвинтової підйомної колони [77] та розміщених між стінками підйомної колони та свердловини наповнювачів [78], які дозволяють інтенсифікувати процеси теплообміну

Враховуючи результати проведених конструкцій здобувачем удосконалена конструкція односвердловинної геотермальної системи [79], [80], яка включає низькотемпературну свердловину, колони підведення та відведення теплоносія та струминний насос, робоча насадка якого сполучається з каналом підведення теплоносія, дифузор з'єднується з каналом відведення теплоносія, а приймальна камера – з колоною підведення інжектowanego потоку. Недоліком відомої односвердловинної геотермальної системи є значні теплові втрати у висхідному потоці теплоносія, внаслідок чого зменшується його температура на виході з свердловини та знижується ефективність вилучення геотермальних ресурсів. Розміщення відомої конструкції струминного насоса на ділянці нагрівання висхідного потоку теплоносія збільшує його витрату та зменшує тривалість передачі теплової енергії від робочого середовища свердловини теплоносію. Розміщення струминного насоса на ділянці охолодження висхідного потоку теплоносія викликає значні теплові втрати на шляху від початку зменшення температури теплоносія до рівня встановлення струминного насоса. Розподіл температури в свердловині є нерівномірним, у верхній частині свердловини температура близька до температури теплоносія, внаслідок чого передача теплової енергії здійснюється переважно в нижній частині свердловини. Значні гідравлічні втрати в колоні підведення інжектowanego потоку зменшують напір, продуктивність та коефіцієнт корисної дії струминного насоса.

Основним елементом запропонованої здобувачем насосно-циркуляційної системи є струминний насос з паралельною [64] орієнтацією змішуваних потоків. Запропонована схема розміщення струминного насоса в свердловині містить додатковий контур циркуляції робочої рідини аналогічній конструкції наддолотної ежекційної системи призначеної для первинного розкриття продуктивних горизонтів [81] та усунення необхідності проведення ізоляційних робіт [82] при буріння в умовах поглинання промивального розчину. Запропоноване виконання односвердловинної геотермальної системи забезпечує зменшення втрат теплової енергії в процесі висхідного руху теплоносія. На ділянці охолодження висхідного потоку за рахунок всмоктування струминним насосом додаткового об'єму теплоносія зростає швидкість його руху та зменшується тривалість процесу охолодження і теплові втрати на шляху до поверхні.

Робочий потік з витратою Q_p надходить на робочу насадку струминного насоса. Внаслідок високої швидкості руху потоку у вихідному перерізі робочої насадки виникає область низького тиску та створюються умови для підсмоктування інжектowanego потоку. З метою збереження працездатності ежекційної системи значення тиску у вихідному перерізі робочої насадки повинне перевищувати величину тиску насичених парів рідини [83]. Висхідний змішаний потік на ділянці ab має витрату Q_z , а низхідний інжектований потік на ділянці bca – відповідно витрату Q_i .

У верхній частині лінії відведення робочого потоку виконані радіальні канали, за допомогою яких частина потоку з витратою Q_i повертається в свердловину. Наявність додаткового контуру циркуляції $abca$ дозволяє збільшити витрату у лінії відведення теплоносія порівняно з лінією підведення потоку. При цьому зменшується тривалість висхідного руху нагрітого теплоносія та знижується величина теплових втрат.

Температура теплоносія на виході з геотермальної свердловини залежить від режиму роботи струминного насоса. Конструкція насосно- циркуляційної системи дозволяє встановлювати оптимальну глибину занурення струминного

насоса, яка забезпечує максимальну температуру теплоносія на виході з свердловини. Крім того, характеристики струминного насоса залежать від співвідношення геометричних розмірів елементів проточної частини струминного насоса, діаметра підйомних труб та обсадної колони, густини теплоносія та продуктивності наземного насосного агрегата. Коефіцієнт корисної дії насосно-циркуляційної системи може бути збільшений шляхом встановлення в проточній частині струминного насоса похилих направляючих елементів для закручування змішуваних потоків [31]. Замість традиційної підйомної колони в складі насосно-циркуляційної системи може застосовуватись колона гнучких труб, що дозволяє зменшити собівартість процесу вилучення теплової енергії з петротермальної свердловини.

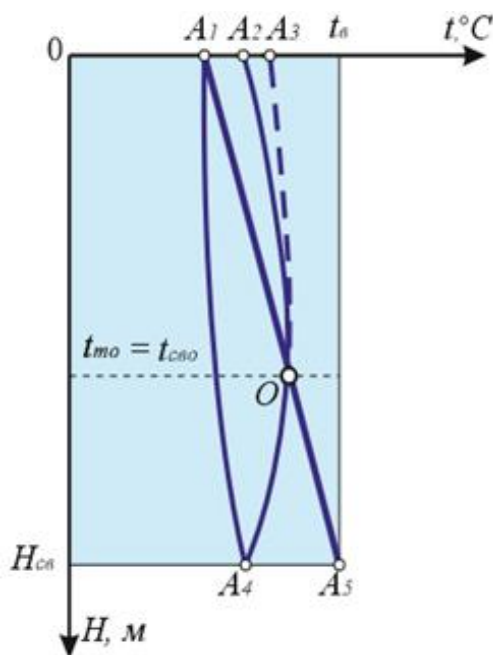


Рисунок 5.8 – Схема односвердловинної геотермальної системи

Розподіл температури в свердловині визначається температурою гірської породи на поверхні, величиною температурного градієнта та глибиною свердловини $H_{св}$ і характеризується прямою A_1A_5 (рисунок 5.8). Максимальна температура в свердловині має місце на вибої в точці A_5 $t_5=t_{5max}=t_6$. Температура теплоносія t_m на вході в свердловину визначається в точці A_1 $t_m=t_1$. Точка A_4 визначає температуру теплоносія на вибої свердловини, а крива A_1A_4 характеризує розподіл температури вздовж колони надходження теплоносія в свердловину.

Після проходження вибою теплоносій починає рухатись у висхідному напрямку, а його температура продовжує зростати, оскільки її значення є меншим ніж температура навколишнього середовища в свердловині. В точці O температура теплоносія дорівнює температурі в свердловині $t_{mo}=t_{co}$, а крива A_4O характеризує зміну температури висхідного потоку теплоносія в нижній частині свердловини. Для традиційної конструкції насосно-циркуляційної системи, коли струминний насос в свердловині відсутній, після проходження точки O відбувається процес охолодження висхідного потоку теплоносія (оскільки його температура стає більшою температури навколишнього середовища свердловини), який характеризується кривою OA_2 . В точці A_2 (на поверхні) температура теплоносія перевищує його температуру на вході в свердловину (точка A_1) $t_2 > t_1$. Різниця температур $\Delta t = t_2 - t_1$ визначає ефективність вилучення геотермальної енергії. При використанні струминного насоса, який підсмоктує частину рідини в свердловині, витрата висхідного потоку зростає, а тривалість його висхідного руху зменшується, внаслідок чого знижуються теплові втрати у підйомній колоні і збільшується температура теплоносія, що виходить з свердловини. Процес зміни температури теплоносія при застосуванні струминного насоса характеризується кривою OA_3 . Частина теплоносія, що виходить через вихрову насадку 3 формує у верхній зоні свердловини область підвищеної температури, внаслідок чого потік теплоносія, який надходить по колоні 1 отримує додаткову теплову енергію. Орієнтація вихрової насадки в напрямку колони 1 дозволяє інтенсифікувати процес передачі теплової енергії від робочого середовища свердловини 9 теплоносію. Ефективність використання струминного насоса визначається додатковою різницею температур $\Delta t = t_3 - t_2$, яку отримує теплоносій.

Зростання швидкості руху теплоносія в трубопроводі, що з'єднує струминний насос з устям свердловини становить

$$\frac{V_p}{V_{p0}} = \frac{4Q_3}{\pi d_c^2} : \frac{4Q_p}{\pi d_c^2} = \frac{Q_3}{Q_p} = \frac{Q_p + Q_i}{Q_p} = \frac{Q_p + Q_p i}{Q_p} = 1 + i, \quad (5.19)$$

де V_p, V_{p0} – швидкість висхідного руху теплоносія в трубопроводі відповідно при використанні струминного насоса та за його відсутності;

Q_z, Q_p – витрата висхідного потоку теплоносія в трубопроводі відповідно при використанні струминного насоса та за його відсутності;

d_c – внутрішній діаметр колони труб по якій рухається висхідний потік теплоносія;

Q_i – витрата інжектваного потоку;

i – коефіцієнт ежекції струминного насоса, $i = Q_i / Q_p$.

Оцінка ефективності використання струминного насоса, таким чином, зумовлює необхідність визначення величини коефіцієнта ежекції i або режиму роботи ежекційної системи.

Режим роботи ежекційної системи визначається системою рівнянь напірної характеристики струминного насоса та його гідравлічної системи. Напірна характеристика струминного насоса визначається відомим рівнянням

$$h = \frac{\varphi_1^2}{K_{ch}} \left[2\varphi_2 + \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2} \right) \frac{i^2}{K_{ch} - 1} - \left(2 - \varphi_3^2 \right) \frac{(1+i)^2}{K_{ch}} \right], \quad (5.20)$$

Характеристика гідравлічної системи струминного насоса визначається значеннями тисків змішаного P_z , робочого P_p , та інжектваного P_i потоків

$$P_z = \rho g H_{ch} + \Delta P_p; \quad (5.21)$$

$$P_p = \rho g H_{ch} + \Delta P_p + \Delta P_n; \quad (5.22)$$

$$P_i = \rho g H_{ch}, \quad (5.23)$$

де ρ – густина теплоносія;

ΔP_n – лінійні гідравлічні втрати в трубопроводі, що з'єднує струминний насос з устям свердловини;

ΔP_p – зосереджені гідравлічні втрати в робочій насадці струминного насоса.

Враховуючи очевидні співвідношення для визначення лінійних ΔP_n та

зосереджених ΔP_p гідравлічних втрат рівняння характеристики гідравлічної системи приймає вигляд

$$h = \left(1 + \frac{d_c^5}{\mu_p^2 \lambda_p H_{сн} d_p^4 (1+i)^2} \right)^{-1}, \quad (5.24)$$

де μ_p – коефіцієнт витрати робочої насадки;

λ_p – коефіцієнт Дарсі для трубопроводу, що з'єднує струминний насос з устям свердловини;

d_p – діаметр робочої насадки струминного насоса.

Визначення коефіцієнта Дарсі передбачає попередній розрахунок швидкості руху теплоносія та числа Рейнольдса. Визначення режиму роботи струминного насоса зумовлює необхідність спільного розв'язку системи квадратного (формула (5.20)) та дробово-раціонального (формула (5.24)) рівнянь.

У зв'язку із значною кількістю математичних операцій, пов'язаних з визначенням робочої точки насосної установки був розроблений автоматизований алгоритм, для реалізації якого обрано мову програмування **Python** (рисунок 5.9). Мова програмування **Python** обрана завдяки можливості її використання при розробці інтерфейсів для візуалізації результатів розрахункових процедур та полегшення їх подальшої інтерпретації та аналізу. За основу обчислювального блоку прийнята бібліотека **NumPy**, яка з високою точністю забезпечує ефективну генерацію числових послідовностей. Тіло циклу включає серію математичних виразів і залежностей, що відповідають за визначення гідравлічних та напірних характеристик струминного насоса, таких як коефіцієнт гідравлічного опору, втрати напору та параметри потоку. Умова завершення розрахунку реалізована за допомогою конструкції **if-else**, яка виконує перевірку точності результатів, визначеної через абсолютну похибку або критерій збіжності, а також контролює збереження розрахованих параметрів у межах фізично допустимого позитивного діапазону.

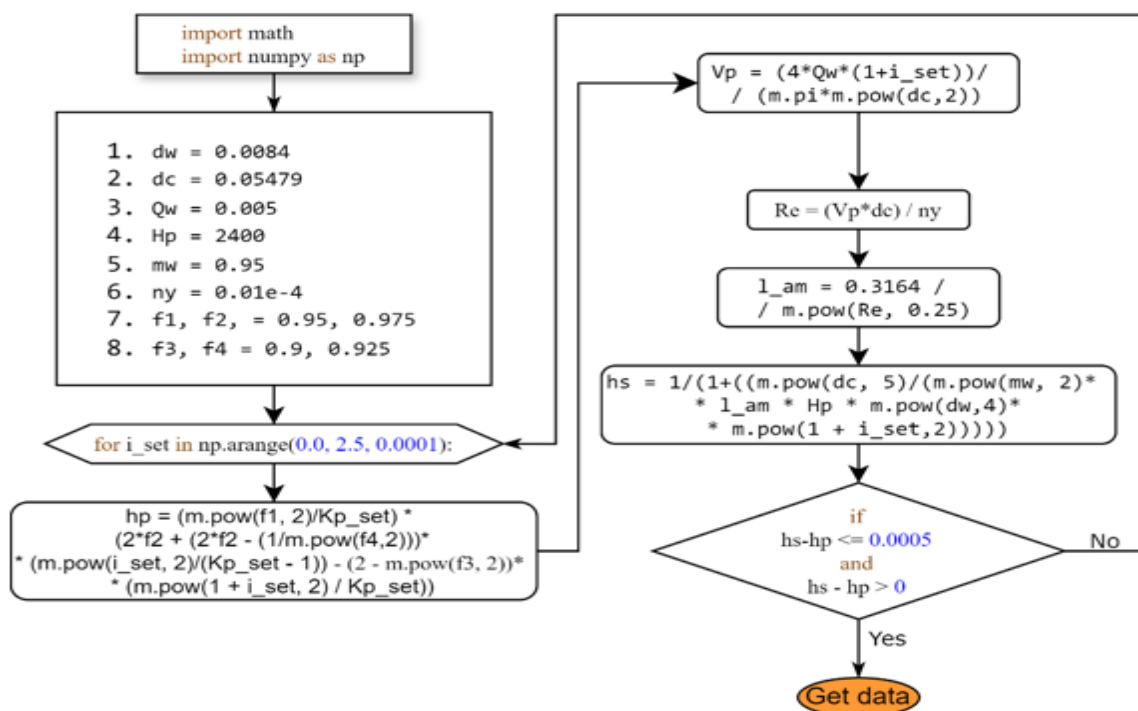


Рисунок 5.9 – Послідовність виконання розрахункових процедур

У разі досягнення необхідних умов алгоритм виводить результати обчислень, які відображають координати робочої точки насосної установки у вигляді значення коефіцієнта інжекції та відносного напору.

Відповідно до отриманих результатів зміна робочої витрати струминного насоса в діапазоні від $Q_p=0,005 \text{ м}^3/\text{с}$ до $Q_p=0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ викликає зростання величини коефіцієнта ежекції від $i=0,22$ до $i=0,32$. Швидкість висхідного потоку, враховуючи співвідношення (5.19), при цьому зростає у 1,22 та 1,32 рази. Границі використання насосно-циркуляційної системи визначаються напірними характеристиками струминного насоса. Напір, створюваний струминним насосом, витрачається на подолання гідростатичного тиску та гідравлічних втрат в підйомній колоні, що з'єднує струминний насос з устям свердловини. Граничний напір струминного насоса відповідає величині коефіцієнта інжекції $i=0$. Мінімально необхідна робоча витрата струминного насоса може бути визначена з рівняння (5.24) шляхом підстановки значень відносного напору $h=h_{\max}$ та коефіцієнта інжекції $i=0$.

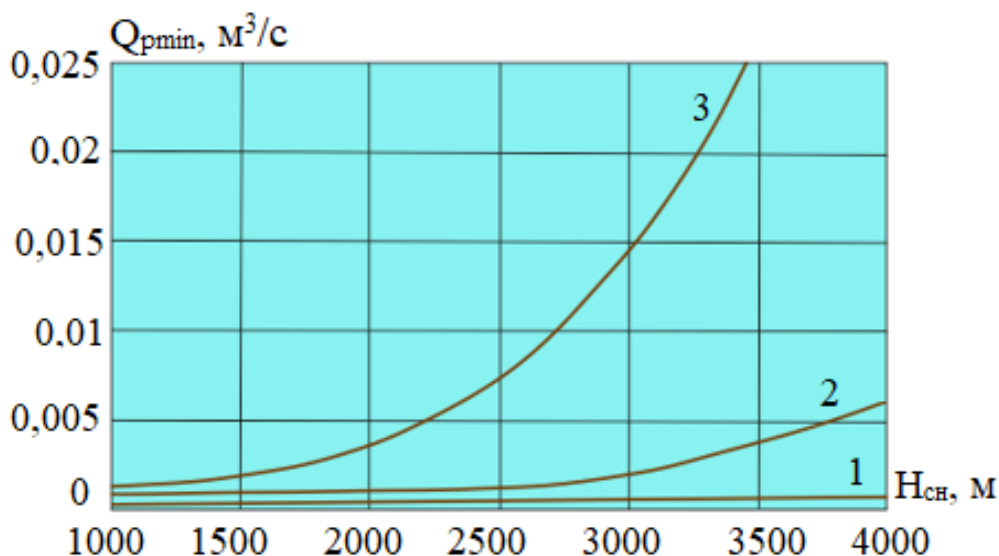


Рисунок 5.10 – Залежність мінімально необхідної витрати робочого потоку від глибини розміщення струминного насоса в свердловині для різних діаметрів робочої насадки: 1 – $d_p=0,007412$ м; 2 – $d_p=0,0084$ м;
3 – $d_p=0,00953$ м

Граничні співвідношення діаметра робочої насадки струминного насоса, глибини його розміщення в свердловині та величини робочої витрати визначають область використання геотермального струминного насоса (рисунок 5.10).

Відповідно до отриманих залежностей мінімально необхідна робоча витрата прямопропорційна діаметру робочої насадки та глибині розміщення струминного насоса в свердловині.

Переваги використання односвердловинної геотермальної системи визначаються спрощенням конструкції ежекційної компоновки, зменшенням теплових втрат в процесі руху теплоносія в свердловині та зниженням собівартості вилучення низькоентальпійної геотермальної енергії.

Наявність струминного насоса в компоновці геотермальної системи створює область низького тиску виключно в центральній частині свердловини. Величина тиску на обсадну колону при цьому залишається незмінною. Таким чином, технічний стан обсадної колони не впливає на межі застосованості запропонованої конструкції геотермальної насосно-циркуляційної системи.

5.5 Техніко-економічна ефективність вилучення геотермальної енергії з нафтогазових свердловин

Метою даного розділу є встановлення шляхів визначення техніко-економічної ефективності односвердловинних геотермальних нафтогазових систем.

В процесі аналізу особливостей вилучення теплової енергії нафтогазових свердловин встановлено дві групи основних домінуючих факторів, які визначають техніко-економічну ефективність облаштування та експлуатації підземної частини насосно-циркуляційних геотермальних систем (рисунок 5.11):

- економія матеріальних витрат пов'язаних з бурінням та облаштуванням свердловин;
- зменшення матеріальних витрат за рахунок удосконалення процесів вилучення теплової енергії та зростання температури теплоносія на виході з свердловини.

Результати проведених здобувачем досліджень дозволяють підвищити техніко-економічну ефективність геотермальних систем шляхом удосконалення процесу відбору теплової енергії в нафтогазових свердловинах, наслідком якого є зростання температури теплоносія на виході зі свердловини.



Рисунок 5.11 – Структура розрахункового алгоритму визначення економічної ефективності вилучення геотермальної енергії нафтогазових свердловин

Основні джерела підвищення ефективності вилучення низькоентальпійної геотермальної енергії пов'язані із удосконаленням методів прогнозування процесів теплообміну в свердловині шляхом використання сучасних комп'ютерних програм, оптимізацією конструкції свердловини та режиму її промивання та зменшення теплових втрат на шляху теплоносія від вибою до поверхні.

Сформулюємо методи оцінки ефективності використання геотермальної енергії нафтогазових свердловин зумовлені підвищенням температури теплоносія.

Особливості використання низькоентальпійної теплової енергії зумовлюють необхідність підвищення точності прогнозування теплофізичних характеристик теплоносія при промиванні нафтогазових свердловин. Недостатня температура теплоносія не дозволяє використовувати геотермальні ресурси нафтогазових свердловин для генерації електричної

енергії. Застосування нагрітого теплоносія в системах опалення зумовлює необхідність визначення допустимих відстаней між свердловинами та об'єктами-споживачами теплової енергії. Недостовірне прогнозування ефективності геотермальної насосно-циркуляційної системи внаслідок природних теплових втрат при транспортуванні теплоносія може привести до неможливості його використання для опалення побутових та сільськогосподарських об'єктів. Розроблений автором алгоритм побудови комп'ютерних моделей односвердловинних геотермальних насосно-циркуляційних систем дає змогу запобігти проведенню високовартісних промислових досліджень при збереженні необхідної точності прогнозування термогідродинамічних характеристик теплоносія.

Додаткове підвищення температури теплоносія забезпечується вибором раціональної конструкції підйомної колони геотермальної свердловини. Відповідно до представленої в роботі методики, максимальне зростання температури теплоносія може бути отримано для малих діаметрів коаксіальної підйомної колони. Використання для вилучення геотермальної енергії існуючих нафтогазових свердловин унеможливорює зміну діаметра обсадних колон, проте розроблена здобувачем аналітична модель дає змогу визначити раціональне співвідношення діаметрів експлуатаційної та підйомної колони. Метод визначення раціональної конструкції свердловини може застосовуватись при проектуванні геотермальних насосно-циркуляційних систем.

Максимальна температура теплоносія на виході з нафтогазової свердловини відповідає оптимальному режиму її промивання. Оптимальний режим експлуатації геотермальної насосно-циркуляційної системи забезпечує граничне зростання температури робочого середовища для будь-яких типорозмірів обсадної та підйомної колони та глибини свердловини. Додаткове зростання температури теплоносія забезпечується технологічними методами та не потребує проведення спуско-підйомних операцій пов'язаних із зміною діаметра підйомної колони. Підвищення ефективності вилучення геотермальної

енергії може супроводжуватись зменшенням необхідних для промивання свердловини обсягів теплоносія та витрат на його підготовку.

Технічне рішення у вигляді розміщеного на шляху висхідного потоку струминного насоса сприяє зменшенню теплових втрат теплоносієм в свердловині. Зменшення теплових втрат забезпечується для будь яких глибин свердловини та режимів її промивання. Підвищення ефективності вилучення геотермальної енергії не вимагає збільшення обсягу використання теплоносія. Базовим варіантом при визначенні економічних переваг запропонованої технології є традиційна тепла ізоляція висхідного потоку теплоносія. На відміну від базового варіанта представлене технічне рішення є більш економічним ніж використання ізоляційних матеріалів, оскільки не зменшує температуру низхідного потоку. Значна глибина свердловини та довжина підйомної колони вимагає суттєвих додаткових витрат на теплоізоляцію висхідного потоку теплоносія.

Для оцінки техніко-економічної ефективності використання односвердловинних геотермальних систем може використовуватись критеріальний параметр у вигляді отриманої теплоносієм в свердловині питомої теплоти $\bar{q}$

$$\bar{q} = \frac{GC_p(T_{\text{вих}} - T_{\text{вх}})}{G} = C_p \Delta T, \quad (5.25)$$

де C_p – теплоємність теплоносія;

$T_{\text{вх}}$, $T_{\text{вих}}$ – температура теплоносія відповідно на вході та на виході з свердловини;

ΔT – зростання температури теплоносія в свердловині.

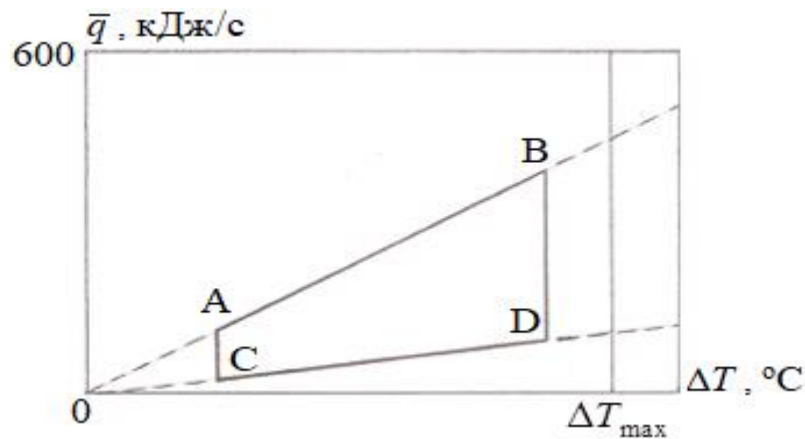


Рисунок 5.12 – Поле зміни допустимих значень питомої теплоти, отриманої теплоносієм в односвердловинній геотермальній насосно-циркуляційній системі

Залежність $\bar{q} = f(\Delta T)$ має лінійний характер, а величина теплоємності C_p визначає границі поля зміни значень питомої теплоти $\bar{q}$ (рисунок 5.12). Верхня границя допустимих значень поля ABCD питомої теплоти $\bar{q}$ отримана для випадку використання при промиванні геотермальної свердловини технічної води, а нижня границя – критичного CO₂, який відзначається мінімальною питомою теплоємністю. Точка О (початок координат) відповідає випадку нульового приросту температури теплоносія $T_{вх} = T_{вих}$. Максимальна температура нагрівання теплоносія $\Delta T_{\max}$ відповідає випадку, коли температура на виході з свердловини дорівнює температурі на вибої $T_{вих} = T_{виб}$. В цьому випадку умови теплообміну є ідеальними, температура теплоносія на вибої дорівнює температурі гірських порід, а теплові втрати у висхідному потоці відсутні. Граничне значення питомої теплової енергії отримаємо відповідно до рівняння (5.25) після підстановки значень температури $T_{вих} = T_{виб}$

$$\bar{q}_{\max} = \frac{GC_p(T_{виб} - T_{вх})}{G} = C_p \Delta T_{\max} \quad (5.26)$$

Фактичні значення зростання температури ΔT_{ϕ} є меншими за теоретично допустимі $\Delta T_{\phi} < \Delta T_{\max}$, внаслідок чого не виходять за межі області ABCD.

В процесі удосконалення методів вилучення геотермальних ресурсів фактичні значення питомої теплоти $\bar{q}$ локалізуються у правій частині області

ABCD. Запропонований критерій може застосовуватись для порівняльної оцінки заходів підвищення ефективності вилучення геотермальної енергії нафтогазових свердловин.

Необхідно також відзначити екологічні переваги удосконалення методів використання геотермальних ресурсів нафтогазових свердловин, які полягають у зменшенні забруднення навколишнього середовища при спалюванні еквівалентних отриманій геотермальній енергії обсягів викопного палива.

Висновки

Під час моделювання робочого процесу та порівняльного аналізу характеристик струминного насоса геотермальних свердловин у випадку прямої та зворотної циркуляції робочого середовища встановлено:

- структура рівняння гідравлічної характеристики ежекційної системи включає співвідношення гідростатичного і пластового тиску та гідравлічних втрат в продуктивному горизонті, робочій насадці і напірній лінії струминного насоса. У випадку прямої та зворотної циркуляції робочого середовища гідравлічні втрати в напірній лінії струминного насоса визначаються відповідно в каналі міжтрубного простору та в каналі підйомних труб експлуатаційної свердловини;

- використання ежекційної системи з прямою циркуляцією робочого середовища забезпечує зростання коефіцієнта ежекції на 40,5 %, а ККД струминного насоса – на 28,6 %;

- використання ежекційної системи з прямою циркуляцією робочого середовища відзначається більшою імовірністю виникнення кавітації в проточній частині струминного насоса та вимагає більших глибин його розміщення в свердловині.

Розроблена аналітична модель теплообміну теплоносія та геотермальної свердловини на основі використання системи рівнянь теплового балансу робочого середовища в трубній колоні та в затрубному просторі із врахуванням масової витрати та теплофізичних характеристик робочого середовища, матеріалу обсадної та підйомної колони і гірської породи. Розроблена модель дозволяє визначити температуру теплоносія на виході з геотермальної свердловини для її прямого та зворотного промивання.

У математичній постановці задачі теплопереносу в свердловині враховано такі закономірності:

- гранична витрата теплоносія яка є значенням оптимальної витрати робочого середовища при якій досягається максимальна ефективність відбору петротермальної енергії та її мінімальні втрати при транспортуванні;

- температура теплоносія нелінійно зростає при збільшенні глибини свердловини;
- залежність температури теплоносія від діаметра підйомних труб має обернений характер, що пов'язано з взаємовпливом швидкостей руху низхідного та висхідного потоків та тривалості процесів нагрівання і транспортування робочого середовища;
- зворотне промивання свердловини забезпечує більшу температуру нагрівання теплоносія у порівнянні з прямим промиванням для будь-яких витрат подачі робочої рідини, довжини та діаметра колони підйомних і обсадних труб.

Під час аналізу досвіду аналітичного визначення гідравлічних та теплових характеристик теплоносія встановлено основні особливості моделювання односвердловинних геотермальних насосно-циркуляційних систем, які полягають у геометричній репрезентації вертикальної та похило-скерованої свердловини та масштабуванні геометричної моделі за осьовим напрямом із забезпеченням теплової подібності процесів.

Залежність температури теплоносія від співвідношення тривалості процесів нагрівання та транспортування робочого середовища реалізована в конструкції насосно-циркуляційної системи. Основним елементом насосно-циркуляційної системи є струминний насос з гідравлічно відокремленими всмоктувальною та напірною лініями, послідовною схемою включення та паралельною орієнтацією змішуваних потоків. Наявність струминного насоса створює додатковий контур циркуляції робочої рідини та забезпечує зменшення тривалості висхідного руху нагрітого теплоносія при збереженні тривалості його нагрівання. Процедура визначення режимних параметрів насосно-циркуляційної системи реалізована у вигляді автоматизованого алгоритму заснованого на використанні мови програмування Python. Відповідно до розробленої прикладної програми розв'язок системи операторних рівнянь реалізований з використанням методу послідовних наближень.

Зменшення тривалості висхідного руху нагрітого теплоносія прямопропорційне величині коефіцієнта інжекції струминного насоса.

Мінімально необхідна витрата робочого потоку зростає при збільшенні діаметра робочої насадки та глибини розміщення струминного насоса в свердловині.

Встановлені основні джерела техніко-економічної ефективності вилучення геотермальної енергії нафтогазових свердловин:

- економія витрат на спорудження нових свердловин;
- додаткове підвищення температури теплоносія за рахунок удосконалення методів прогнозування його характеристик, вибору раціональної конструкції свердловин та оптимального режиму їх промивання, зменшення теплових втрат у висхідному потоці використанням свердловинних струминних насосів.

Запропонований критерій для порівняльної оцінки заходів підвищення ефективності вилучення геотермальної енергії нафтогазових свердловин у вигляді питомої теплової енергії, отриманої теплоносієм в свердловині.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ВИСНОВКИ

На основі узагальнення та систематизації технологій використання геотермальної енергії, моделювання та встановлення закономірностей зміни теплогідродинамічних параметрів потоку теплоносія у масштабованій насосно-циркуляційній системі вирішена науково-практична задача підвищення ефективності вилучення низькоентальпійної геотермальної енергії в нафтогазових свердловинах, суть якої відображають такі науково-теоретичні та прикладні результати:

1. Удосконалено метод вибору технології перепрофілювання нафтогазових свердловин, який ґрунтується на систематизації світового досвіду та аналізі конструкцій і особливостей робочого процесу геотермальних насосно-циркуляційних систем:

- визначено область раціонального використання закритих та гібридних геотермальних систем і перспективи одночасного видобування залишкових вуглеводнів і теплової енергії;

- сформульовано ключові критерії доцільності та їх порогові значення для обґрунтування вибору окремих схем геотермальних систем;

- запропоновано багаторівневу модель оцінки придатності перепрофілювання нафтогазових свердловин у геотермальні насосно-циркуляційні системи.

2. На основі побудованої цифрової інформаційної моделі замкненої геотермальної системи для вертикальних нафтогазових свердловин з коаксіальним розміщенням НКТ та свердловин з горизонтально орієнтованими ділянками встановлено: – величина теплових втрат на шляху від вибою до устя при використанні нанокомпозитних, вакуумно-ізольованих, SiC-аерогелевих та склопластикових труб складає відповідно 0,85 %, 2,45 %, 4,78 % та 33,13 % від теплових втрат у традиційній (стальній) колоні НКТ; – зростання швидкості руху теплоносія в діапазоні від 0,063 м/с до 1,0 м/с зменшує тривалість його теплообміну з гірською породою та температуру робочого середовища на виході зі свердловини; – вибір теплоносія визначається необхідними характеристиками

геотермальної системи: мінімізацією питомих енергетичних витрат і підвищенням термоякісних показників теплової енергії (надкритичний діоксид вуглецю sCO_2) або максимізацією загальної теплопередачі за прийнятного рівня насосних втрат (технічна вода); – встановлено гіперболічний характер зміни температури теплоносія у коаксіальній геотермальній свердловині: упродовж 10 років експлуатації температура теплоносія зменшується на 69,44 %, після чого встановлюється квазістаціонарний режим роботи геотермальної системи; – L-подібні замкнені геотермальні системи порівняно з вертикальними та U-подібними конфігураціями відзначаються підвищеною термічною стабільністю: в інтервалі від 1-го до 20-го року експлуатації вихідна температура теплоносія зменшується на 12,1 %; – при використанні ежекційних систем для одночасного видобування залишкових вуглеводнів та геотермальної енергії пряма циркуляція робочого середовища порівняно зі зворотною забезпечує зростання коефіцієнта ежекції та ККД струминного насоса відповідно на 40,5 % та 28,6 %; – на основі розробленої аналітичної моделі теплового балансу встановлено екстремальний характер залежності вихідної температури теплоносія від витрати, зростаючий характер залежності від глибини свердловини та обернений — від діаметра підйомної колони; зворотна циркуляція свердловини порівняно з прямою забезпечує збільшення вихідної температури теплоносія на 5,4–29,7 %.

3. Розроблено удосконалену технологію геотермальної свердловинної насосно-циркуляційної системи для вилучення теплової енергії з нафтогазових свердловин на основі використання струминного насоса з паралельною орієнтацією змішуваних потоків і послідовною схемою включення у висхідну ділянку U-подібної підйомної колони, яка дозволяє зменшити теплові втрати в потоці теплоносія шляхом зменшення тривалості його висхідного руху при збереженні незмінною витрати та швидкості низхідного руху, що захищено патентом України на корисну модель № 162794 (zareestrovano 22.04.2026).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. Київ: НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.
2. Долінський А.А., Халатов А.А. Геотермальна енергетика: виробництво електричної і теплової енергії. *Вісник НАН України*. 2016. № 11. С. 76–86.
3. Krishn A., Shenoy R., Jha B., Liu Z. Repurposing Idle Oil and Gas Wells for Large-Scale Subsurface Energy Storage in Saline Aquifers. SPE Western Regional Meeting April 26–28, 2022. Paper Number: SPE-209260-MS. 8 p. <https://doi.org/10.2118/209260-MS>.
4. Salhein K., Kobus C.J., Mohamed Z. Forecasting Installation Capacity for the Top 10 Countries Utilizing Geothermal Energy by 2030. *Thermo*. 2022, Vol. 2, P. 334–351. <https://doi.org/10.3390/thermo2040023>.
5. Geothermal Energy Future Development: Prospects for Technology Improvement, Innovation and Integration. *Oil&Gas Portal*. P. 1–9. Acces 23.11.2024. <https://www.oil-gasportal.com/geothermal-energy/geothermal-energy-future-development/>.
6. Jalilinasrabady S. Geothermal Resources Classification – A Review. Geothermal rising conference: Using the Earth to Save the Earth. *GRC Transactions*. 2022. Vol. 46. P. 1651 – 1691. <https://www.researchgate.net/publication/363586429>.
7. Muffler P., Cataldi R. Methods for regional assessment of geothermal resources. *Geothermics*. 1978. Vol. 7. P. 53–89. [https://doi.org/10.1016/0375-6505\(78\)90002-0](https://doi.org/10.1016/0375-6505(78)90002-0).
8. Lee K.C. Classification of geothermal resources – an engineering approach. Twenty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, California, January 22-24 1996. SGP-TR-151. P. 85–92.
9. Khodayar M., Björnsson S. Conventional Geothermal Systems and Unconventional Geothermal Developments: An Overview. *Open Journal of Geology*. 2024. Vol. 14. P. 196–246. <https://doi.org/10.4236/ojg.2024.142012>.
10. Armstead H.C. Geothermal Energy. Its Past, Present and Future Contribution to the Energy Needs of Man (2nd). London: E. & F.N. Spon, 1983. 404 p.

11. Laloui L., Rotta A.F. In Analysis and Design of Energy Geostructures, Theoretical Essentials and Practical Application. *Chapter 1 – Energy and geotechnologies*. 2020. P. 3–23. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816223-1.00001-1>.
12. Xiao F., Zhao Z., Yang L. Innovative measures for thermal performance enhancement of single well-based deep geothermal systems: existing solutions and some viable options. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*. 2022. Vol. 8. Article number 137. P. 1–19. <https://doi.org/10.1007/s40948-022-00433-y>.
13. Ahmadi M., Taleghani A.D. Thermoporoelastic Analysis of a Single-Well Closed-Loop Geothermal System. Sixth Biot Conference on Poromechanics, Paris (France), Jul 9 – Jul 13 2017. P. 602–609. <https://doi.org/10.1061/9780784480779.074>.
14. Fry N., Adebayo P., Tian R., Shor R., Mwesigye A. A review of district energy technology with subsurface thermal storage integration. *Geothermal Energy*. 2024. Vol. 12(29). P. 1–28. <https://doi.org/10.1186/s40517-024-00308-3>.
15. Bischoff A. Deep-HEAT-Flows: Discovering deep geothermal resources in low-enthalpy crystalline settings. Research Plan, Geological Survey of Finland (Progress Report). Access 21.10.2024. P. 1–8. <https://www.researchgate.net/profile/Alan-Bischoff-2>.
16. Сапегин С. Геотермальна енергія як стратегічний фактор трансформації світових енергетичних ринків. Terminal: Oilprice.com. 28.07.2025. 5 с. <https://oilreview.kiev.ua/2025/07/28/geotermalna-energiya-yak-strategichnij-faktor-transformacii-svitovix-energetichnix-rinkiv/>.
17. McSpadden A.R., Coker O.D., Bohlander S. Closed-Loop Geothermal Well Design with Optimization of Intermittent Circulation and Thermal Soak Times. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, September 26 2022. P. 1–24. <https://doi.org/10.2118/210307-MS>.
18. Adhikari K., Mudunuru M., Nakshatrala K.B. Closed-loop geothermal systems: Modeling and predictions. *Commun. Comput. Phys.* 2024. E-print of this paper is available on arXiv. p. 1-25. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2407.04716>.

19. Mirabolghasemi M., Heshmati M., Thorn D., Shelton B., Diop F. Repurposing End-of-Life Wells for Geothermal Energy Production: An Evaluation of Mississippi Wells. SPE Symposium: Decommissioning and Abandonment, Virtual, November 26 2021. P. 1–11. <https://doi.org/10.2118/208498-MS>.

20. Паневник О.В. Аналіз процесів інтеграції технологій відновлюваної енергетики в нафтогазову промисловість. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2021. № 4(81). С. 7–15. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-4\(81\)-7-15](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-4(81)-7-15).

21. Іонін Є.Є., Додух В.М. Аналіз стратегій трансформаційних змін міжнародних нафтогазовидобувних компаній у контексті декарбонізації. Економіка і організація управління. 2024. № 3(55). С. 94–103. <https://doi.org/10.31558/2307-2318.2024.3.10>.

22. Михайленко А., Фик М. Вибір схем та оцінки трансформації свердловин Єфремівського родовища в геотермальні сайти енергогенерації. Geotechnologies. 2023. Vol. 6. С. 52–65. <http://library.kpi.kharkov.ua/>.

23. Sowizdzal A., Gładysz P., Pajak L. Sustainable Use of Petrothermal Resources – A Review of the Geological Conditions in Poland. *Resources*. 2021. Vol. 10(8). P. 1–18. <https://doi.org/10.3390/resources10010008>.

24. Dzuvaliakov S.L., Zbrueva Y.V. Current problems of judicial and vulnerary ballistics. *International research journal*. 2017. № 02 (56). № 02 (56). Part 2. P. 14–17. <https://doi.org/10.23670/IRJ.2017.56.02>.

25. Zhu Y., Li K., Liu C., Mgijimi M.B. Geothermal Power Production from Abandoned Oil Reservoirs Using In Situ Combustion Technology. *Energies*. 2019. Vol. 12(4476). 21 p. <https://doi.org/10.3390/en12234476>.

26. Кравченко І.П. Перспективи розвитку в Україні геотермальних гібридних теплотехнологій на вироблених нафтових і газових родовищах. *Відновлювана енергетика*. 2015. № 4. С. 60–66.

27. Genter A., Dalmais E., Trullenque G. Putting oil wells to good use for geothermal energy. *MEET – Multi-sites EGS Demonstration*. CORDIS_article_422538-putting-oil-wells-to-good-use. 4 p. Content archived on

2023-04-17. <https://cordis.europa.eu/article/id/422538-putting-oil-wells-to-good-use-for-geothermal-energy>.

28. Gabdrahmanova K., Izmailova G. Research of the possibility of using thermoelectric elements (tee) in wells with low geothermal gradient. *Technology audit and production reserves*. 2019. № 4/1(48). P.43–45. <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2019.178482>.

29. Паневник О.В., Попадинець Т.П. Вибір раціональної схеми використання нафтового струминного насоса. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2024. № 1(56). С. 60–67. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2024-1\(56\)-60-67](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2024-1(56)-60-67).

30. Brown C.S., Kolo I., Banks D., Falcone G. Comparison of the thermal and hydraulic performance of single U-tube, double U-tube and coaxial medium-to-deep borehole heat exchangers. *Geothermics*, 2024. Vol. 117(1).P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102888>.

31. Panevnyk D.O. The study on the influence of the injected flow swirling on the characteristics of the jet pump. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2022. Vol. 113. Issue 1. P. 22-30. <https://doi.org/10.5604/01.3001.0016.0942>.

32. Liang H., Guo X., Gao T., Wang L., Bu X. Performance Analysis of Single-Well Enhanced Geothermal System for Building Heating. *Scientific World Journal*. 2020. Issue 1. Article ID 7927052. 8 p. <https://doi.org/10.1155/2020/7927052>.

33. Wang Z., McClure M.W., Horne R.N. Modeling Study of Single-Well EGS Configurations. *Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia*, 25-29 April 2010. 12 p.

34. Wang Z. Modeling study of A single-well enhanced system (EGS). A report submitted to the Department of energy resources engineering of Stanford university in partial fulfillment of the requirements for the degree of master of science. Stanford, 2009. 81 p.

35. Ziabakhsh-Ganjia Z., Nicka H.M., Donselaara M.E., Bruhn D.F. Synergy potential for oil and geothermal energy exploitation. *Applied Energy*. 2018. Vol. 212(15). P. 1433–1447. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.113>.

36. Стародуб Ю.П., Карпенко В.М., Стасенко В.М., Никорюк М.С., Карпенко О.В. Проект енергетичної безпеки України на основі власних геотермальних ресурсів. Вісник Львівського державного університету безпеки життєдіяльності. 2012. Том № 6. С. 107–114.

37. Морозов Ю.П., Дубовський С.В. Технологічні схеми ГЕОТЕС на геотермальних родовищах з аномально високим пластовим тиском. Відроджена енергетика. 2021. № 2. С. 81–92. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.2\(65\).81-92](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.2(65).81-92).

38. Nowak W., Stachel A.A., Borsukiewicz-Gozdur A. Utilizing Geothermic and Geothermal Energy for Heat and Power. *Polish Journal of Environmental Studies*. 2010. Vol. 19. No 3. P. 515–522. <https://www.pjoes.com/Utilizing-Geothermic-and-Geothermal-Energy-r-nfor-Heat-and-Power,88413,0,2.html>.

39. LeBrett B.A., Crowe C.T., Alger D.F., Roberson J.A. Engineering Fluid Mechanics, International Adaptation. John Wiley and Sons Ltd, 2022. 608 p.

40. Bedford A., Lichty K.M. Mechanics of Materials. Springer, 2020. 1019 p.

41. Відроджені джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. Київ: Інститут відродженої енергетики НАНУ, 2020. 392 с. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Monografia_final_21.12.2020.pdf

42. Малярєнко В.А. Енергетика і навколишнє середовище. Харків: Видавництво САГА, 2008. 364 с.

43. Lymarenko O. Effect of Geothermal Energy Production on Ecological Environment in Ukraine. Poltava National Technical Yuriy Kondratyuk University. Jntes. 2021. Vol. 1(6). P. 1–6. <https://doi.org/10.53412/jntes-2021-1.6>.

44. Кондрат О.Р., Попадинець Т.П., Паневник Д.О. Аналіз методів оцінки геотермальних характеристик нафтогазових свердловин. Мінеральні ресурси України. 2025. № 3. С. 32–37. <https://doi.org/10.31996/mru.2025.3.32-37>.

45. Innovation Outlook: Renewable district heating and cooling. Annual report 2021. International Renewable Energy Agency, 2021. Abu Dhabi. 72 с. <https://www.irena.org/publications/2021/Nov/Innovation-Outlook-Renewable-District-Heating-and-Cooling>

46. HEATSTORE Project. State of the Art Report. WP1, D1.1. H2020 GeoERA, 2019. 64 c. — https://www.heatstore.eu/publications/Deliverables/D1.1_StateOfTheArt.pdf
47. Nye R., Schiuma A.D., Yan M., Mejia C., Popadynets T., Demchuk Y., Iuras S. Asset Re-Purposing Feasibility for Geothermal Energy Production in Ukraine. Proceedings of the SPE Europe Energy Conference and Exhibition, Turin, Italy, June 26, 2024. 18 c. SPE-220042-MS. <https://doi.org/10.2118/220042-MS>.
48. Latrach A., Dehdouh A., Abdelhamid C., Mellal I., Rabiei M. Feasibility of Repurposing Oil and Gas Wells for Geothermal Energy Production in Wyoming, USA. Proceedings of the 58th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Golden, Colorado, June 23–26, 2024. 4 c. <https://doi.org/10.56952/arma-2024-0504>
49. Xiao D., Chen W., Li L., Gao R., Yang R., Tang H., Li G. Techno-economic coupling model of U-shaped closed-loop geothermal system. *Geothermics*. 2022. Vol. 105. 12 p. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2022.102540>.
50. Zhang J., Yang W., Yang M., Cai X. Numerical Simulation Study on the Natural Temperature Recovery Characteristics of Reservoirs After Shutdown in a Dual-Well Enhanced Geothermal System. *Processes*. 2026. Vol. 14(1). P. 75 – 99. <https://doi.org/10.3390/pr14010075>.
51. Kramar V., Oliinyk Y., et al. Analysis of waste heat and geothermal heat potentials for district heating in Ukraine [Електронний ресурс]. Київ: Deutsche Energie-Agentur (dena), 2022. 98 c. https://www.renewableenergy.org.ua/wp-content/uploads/2022/12/DENA_District_Heating_Report.pdf
52. Merzoug A., Okoroafor R.E. Selection Criteria for Repurposing Oil and Gas Wells to Geothermal Heat Extraction // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, October 9, 2023. SPE-215062-MS. 9 c. <https://doi.org/10.2118/215062-MS>.
53. Oort E., Chen D., Ashok P., Fallah A. Constructing Deep Closed-Loop Geothermal Wells for Globally Scalable Energy Production by Leveraging Oil and Gas ERD and HPHT Well Construction Expertise. SPE/IADC International Drilling

Conference and Exhibition, 8 – 12 March 2021. SPE/IADC-204097-MS. P. 1–38.
<https://doi.org/10.2118/204097-MS>.

54. Фик І.М., Прохоров С.О., Михайленко А.А., Мінчукова Н.В., Донський Д.Ф. Удосконалення методики визначення геотермального енергопотенціалу свердловин в зонах нафтогазових покладів за умови створення закритої системи циркуляції теплоносія, обґрунтування вибору та удосконалення запропонованих технологічних рішень. Звіт НДР, по договору №01131 від 15.02.2025 р. на створення (трансфер) науково-технічної продукції. Харків, 2025. 21 с.

55. Liu S., Taleghani A.D. Heat Extraction Through an Advanced Closed-Loop Geothermal System. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 23–25, 2024. Paper Number: SPE-220902-MS. 9 p.
<https://doi.org/10.2118/220902-MS>.

56. Wangen M., Leontidis V., Acevedo E.H., Harcouët-Menou V., Ungar P. Simulation of closed-loop geothermal systems. 85th EAGE Annual Conference & Exhibition, January 2024 Oslo, Norway. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202410516>.

57. Qi Q., Tapsoba M., Ershaghi I. Repurposing Idle Wells for Low-Temperature Geothermal Water. SPE Western Regional Meeting, April 16–18, 2024 Palo Alto, California, USA. Paper Number: SPE-218937-MS. 9 p.
<https://doi.org/10.2118/218937-MS>.

58. Kallesøe A.J., Vangkilde-Pedersen T. Heatstore Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-of-the-art, example cases and lessons learned. HEATSTORE-D1.1 Final report 2019.04.26. 130 p. www.heatstore.eu.

59. Arpaçay P. Strategic Research & Innovation Agenda on Hybrid Energy Storage. StoRIES Technical Report. June 2025. 68 p.
https://www.storiesproject.eu/_files/ugd/49e4cf_97235e6933d44d048f46d91701fe0702.pdf.

60. Tangirala S.K. Vilarrasa V. On the limitations of closed-loop geothermal systems for electricity generation outside high-geothermal gradient fields Check for

updates. Communications Engineering. 2025. № 4. P. 1–11.
<https://doi.org/10.1038/s44172-025-00458-7>.

61. Santos L., Taleghani A.D., Elsworth D. Repurposing abandoned wells for geothermal energy: Current status and future prospects. Renewable Energy. 2022. Vol. 194. P. 1288–1302. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.138>.

62. Pasquali R., Dunphy R., Mallin K., Manzella A. Legal & Regulatory Framework of Deep Drilling Technologies and Practices. Deliverable D4.1: Legislation, Regulation & Standards Review. DeepU. 28.02.2023. 46 p.

63. Santos L., Taleghani A.D., Challenges for Repurposing Oil and Gas Wells for Geothermal Applications. SPE Energy Transition Symposium August 22–23, 2023 Houston, Texas, USA. Paper Number: SPE-215751-MS. 9 p.
<https://doi.org/10.2118/215751-MS>

64. Panevnyk D.A. Simulation of a downhole jet-vortex pump's working process. Nafta-Gaz. 2021. No. 9. P. 579–586. <https://doi.org/10.18668/NG.2021.09.02>.

65. Паневник Д.О. Метод контролю кавітаційних характеристик свердловинного струминного насоса. Методи та прилади контролю якості. 2023. № 2 (51). С. 72–80. [https://doi: 10.31471/1993-9981-2023- 2\(51\)-72-80](https://doi: 10.31471/1993-9981-2023- 2(51)-72-80).

66. Panevnyk O.V., Panevnyk D.O., Popadynets T.P., Matvienkiv O.M. Increasing the efficiency of geothermal energy utilization in oil wells. Nafta-Gaz .2026. Vol. 82. No. 2. P. 141–150. <https://doi.org/10.31996/mru.2025.3.32-37>.

67. Gnatus N.A., Khutorskoib M.D. Khmelevskoic V.K. Petrothermal Energy and Geophysics. Moscow University Geology Bulletin. 2011. Vol. 66(3). P. 151–157. <https://doi.org/10.3103/S014587521103004>.

68. Wagner S., Reich M., Buske S., Konietzky H., Förster H.-J., Förster A. Petrothermal Energy Generation in Crystalline Rocks (Germany). Proceedings World Geothermal Congress held in Melbourne, Australia, 19 – 25 April 2015. 8 p.

69. Falcone G., Liu X., Okech R.R., Seyidov F., Teodoriu C. Assessment of Deep Geo-thermal Energy Exploitation Methods: the Need for Novel Single-Well Solutions. Energy. 2018. Vol. 160. P. 54 – 63.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.144>.

70. Havrysh V.I., Kolyasa L.I., Ukhanska O.M., Loik V.B. Determination of temperature field in thermally sensitive layered medium with inclusions. *Naukovyi Visnyk NHU*. 2019. № 1. P. 76– 82. <https://doi.org/10.29202/nvngu/2019-1/5>.

71. Morita K., Bollmeier W., Mizogami H. An experiment to prove the concept of the downhole coaxial heat exchanger (DCHE) in Hawaii. *Transactions-Geothermal Re-sources Council*. 1992. № 16 P. 9–16. <http://hdl.handle.net/10125/23601>.

72. Kolesnyk V., Peterka J., Kuruc M., Šimna V., Moravčíková J., Vopát T., Lisovento D. Experimental Study of Drilling Temperature, Geometrical Errors and Thermal Expansion of Drill on Hole Accuracy When Drilling CFRP/Ti Alloy Stacks. *Materials*. 2020. Vol. 13(14). P. 17. 3232. <https://doi.org/10.3390/ma13143232>.

73. Пат. на корисну модель України № 162794, МПК (2026.01) E21B 43/00 F04F 5/10 (2006.01) F04F 5/24 (2006.01). Односвердловинна геотермальна система. //Паневник Д.О., Попадинець Т.П.: заявник Івано–Франківський національний технічний університет нафти і газу.–№ 2025 05499; заявл. 10.11.2025; опуб. 22.04.2026, Бюл. № 16.

74. Shengyu Li, Jun Lu, Haibo Y., Zonghua H. Performance assessment and working fluid selection for heat recovery ejector heat pump system in cold climatic conditions. *International Journal of Refrigeration*. 2023. Vol. 158. P. 313–328. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2023.12.012>.

75. Peshcherenko S., Pospelov D., 2024. Optimization of the basic design of a water jet pump for geothermal water extraction. *Bulletin of Perm University. Physics*. 2024. Vol. 1. P. 33–42. <https://doi.org/10.17072/1994-3598-2024-1-33-42>.

76. Sharapov S., Bocko J., Yevtushenko S., Panchenko V., Skydanenko M. Energy-Saving Individual Heating Systems Based on Liquid-Vapor Ejector. *Journal of engineering sciences*. 2023. Vol. 10(2). P. G1–G8. [https://doi.org/10.21272/jes.2023.10\(2\).g1](https://doi.org/10.21272/jes.2023.10(2).g1).

77. Rashidi S., Bakhshi N., Rafee R. Progress and challenges of helical-shaped geothermal heat exchangers. *Environmental Science and Pollution Research*. 2016. Vol. 28(2). P. 28965–28992. 10.1007/s11356-021-13766-0.

78. Pat. US 2011/0232858 A1, Int. Cl. F24, 3/08 (2006.01). Geothermal well using graphite as solid conductor. // Hara H. West Hartford, CT. – № 12/946104; заявл. 15.11.2010; опуб. 29.09.2011.

79. Pat. USA № US12320555 B2, Cl. E21B 43/124; E21B 43/13; F04F 5/10; F04F 5/24; F04B 23/08. Jet pump apparatus and methods for standing column well systems and deployment thereof / A. Nguyen, H. Bashiri. Appl. No.: 16/811,049; filed: 06.03.2020; pub. date: 03.06.2025.

80. Pat. Canada № CA-3074774-C, Cl. F04F1/20, F24T10/30, F04F5/10, F25B30/06, F04F5/00. Jet pump apparatus and methods for standing column well systems and deployment thereof / A. Nguyen, H. Bashiri. Appl. No.: 20200305; filed: 05.03.2020; pub. date: 18.01.2022.

81. Wyrostkiewicz M., Panevnyk D. Simulation of the working process of a dual-circuit downhole ejection system. *Nafta-Gaz*. 2022. No. 9. P. 654–661. <https://doi.org/10.18668/NG.2022.09.02>.

82. Sudakov A., Chudyk I., Sudakova D., Dziubyk L. Innovative technology for insulating the borehole absorbing horizons with thermoplastic materials. Paper presented at the E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 123(1). P. 1–13. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912301033>.

83. Velychkovych A., Panevnyk D. Study of the stress state of the downhole jet pump housing. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2017. № 5. P. 50–55. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2017_5_10.

84. Panevnyk D.O., Panevnyk O.V., Popadynets T.P. Analysis of the processes of the oil and gas complex transformation in the context of the global energy sector decarbonization. Proceeding 1st International Conference on Innovative Academic Studies. ICIAS 2022, Konya Technical University (KTUN), September 10 – 13 2022, Konya, Turkey. P. 265. <https://www.icias.net/>.

85. Popadynets T., Iuras S., Panevnyk D. Geothermal potential of the western part of Ukraine. Proceeding 4nd International Conference on Applied Engineering and Natural Sciences. ICAENS 2022, Konya Technical University (KTUN), November 10 – 13 2022, Konya, Turkey. P.133.

86. Panevnyk D.O., Popadynets T.P. Increasing the efficiency of using decommissioned oil and gas wells for geothermal energy extraction. The International Scientific and Practical Conference Khoshbakht Yusifzade's Recitations, Baku, Azerbaijan, December 4-5 2024. P. 329–331.

87. Panevnyk D., Popadynets T. Evaluation of the geothermal potential of oil and gas wells for heat supply systems. 5th International scientific and practical Conference: Energy. resources. ecology multifunctional eco- and energy-efficient, resource-saving technologies in architecture, construction and related industries ERE-2024, Kyiv December 3-5, 2025. P. 32–33.

88. White M., Vasylyiv Y., Beckers K., Martinez M., Balestra P., Parisi C., Augustine C., Bran-Anleu G., Horne R., Pauley L., Bettin G., Marshall T., Bernat A. Numerical investigation of closed-loop geothermal systems in deep geothermal reservoirs. *Geothermics*. 2024. Vol. 116. P. 1 – 18. 102852<https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102852>.

89. Budiono A., Suyitno S., Rosyadi I., Faishal A., Ilyas A.X. *Energies*. 2022. Vol.15(742). P. 1–17. <https://doi.org/10.3390/en15030742>.

90. Renaud T., Verdin P., Falcone G. Numerical simulation of a Deep Borehole Heat Exchanger in the Krafla geothermal system. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2019. Vol. 143. 118496. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2019.118496>

91. Renaud T., Pan L., Doran H., Falcone G., Verdin P.G. Numerical Analysis of Enhanced Conductive Deep Borehole Heat Exchangers. *Sustainability*. 2021. Vol. 13(12). 6918. <https://doi.org/10.3390/su13126918>

92. ANSYS Inc. ANSYS Fluent Theory Guide. Release 2023 R1. - Canonsburg, PA: ANSYS Inc., 2023. - Section 4.1.3 "The k-epsilon Model" / Section "Standard Wall Functions".

93. Rajeh T., Al-Kbodi B.H., Li Y., Zhao J., Zhang Y. Modeling and techno-economic comparison of two types of coaxial with double U-tube ground heat exchangers. *Applied Thermal Engineering*. 2023. Vol. 225. 120221. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120221>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

1. Паневник О.В., Попадинець Т.П. Вибір раціональної схеми використання нафтового струминного насоса. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2024. № 1(56). С. 60–67. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2024-1\(56\)-60-67](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2024-1(56)-60-67).
2. Кондрат О.Р., Попадинець Т.П., Паневник Д.О. Аналіз методів оцінки геотермальних характеристик нафтогазових свердловин. Мінеральні ресурси України. 2025. № 3. С. 32–37. <https://doi.org/10.31996/mru.2025.3.32-37>.
3. Panevnyk O.V., Panevnyk D.O., Popadynets T.P., Matvienkiv O.M. Increasing the efficiency of geothermal energy utilization in oil wells. Nafta-Gaz .2026. Vol. 82. No. 2. P. 136–145. DOI:10.18668/NG.2026.02.03.
4. Пат. на корисну модель України № 162794, МПК (2026.01) E21B 43/00 F04F 5/10 (2006.01) F04F 5/24 (2006.01). Односвердловинна геотермальна система. //Паневник Д.О., Попадинець Т.П.: заявник Івано–Франківський національний технічний університет нафти і газу.–№ 2025 05499; заявл. 10.11.2025; опуб. 22.04.2026, Бюл. № 16.
5. Panevnyk D.O., Panevnyk O.V., Popadynets T.P. Analysis of the processes of the oil and gas complex transformation in the context of the global energy sector decarbonization. Proceeding 1st International Conference on Innovative Academic Studies. ICIAS 2022, Konya Technical University (KTUN), September 10 – 13 2022, Konya, Turkey. P. 265. <https://www.icias.net/>.
6. Popadynets T., Iuras S., Panevnyk D. Geothermal potential of the western part of Ukraine. Proceeding 4nd International Conference on Applied Engineering and Natural Sciences. ICAENS 2022, Konya Technical University (KTUN), November 10 – 13 2022, Konya, Turkey. P.133.
7. Nye R., Schiuma A.D., Yan M., Mejia C., Popadynets T., Demchuk Y., Iuras S. Asset Re-Purposing Feasibility for Geothermal Energy Production in Ukraine. Proceedings of the SPE Europe Energy Conference and Exhibition, Turin, Italy, June 26, 2024. 18 с. SPE-220042-MS. <https://doi.org/10.2118/220042-MS>.

8. Panevnyk D.O., Popadynets T.P. Increasing the efficiency of using decommissioned oil and gas wells for geothermal energy extraction. The International Scientific and Practical Conference Khoshbakht Yusifzade's Recitations, Baku, Azerbaijan, December 4-5 2024. P. 329–331.

9. Panevnyk D., Popadynets T. Evaluation of the geothermal potential of oil and gas wells for heat supply systems. 5th International scientific and practical Conference: Energy. resources. ecology multifunctional eco- and energy-efficient, resource-saving technologies in architecture, construction and related industries ERE-2024, Kyiv December 3-5, 2025. P. 32–33.

ДОДАТОК Б

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖУЮ

Т.О. Букач «Інновейт Солюшнс»



Юлія ДЕМЧУК

р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

ІФНТУНГ

Ректор університету, д.т.н.,
проф.

Ігор ЧУДИК

р.

ОДНОСВЕРДЛОВИННА ГЕОТЕРМАЛЬНА СИСТЕМА

Методика вибору раціональної конструкції геотермальної насосно-циркуляційної
системи та режиму її експлуатації

Директор Науково-дослідного
інституту нафтогазової енерге-
тики та екології, к.т.н., доц.



Андрій ГРИЦАНЧУК

Аспірант кафедри видобування
нафти і газу

Тарас ПОПАДИНЕЦЬ

Івано-Франківськ

2026

ОБГРУНТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ТА КОНФІГУРАЦІЇ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ СИСТЕМИ НА ОСНОВІ РЕЗУЛЬТАТІВ МОДЕЛЮВАННЯ

Б.1. Оптимальні умови та конфігурація геотермальної системи

Б.1.1 Результати моделювання цільової свердловини та вибір найефективнішої конфігурації

Результати комплексного числового моделювання (ANSYS Fluent, CFD/TH-підхід) коаксимальної геотермальної свердловини глибиною 4230 м (у масштабованій моделі – 423 м; температурний градієнт 0,44 °C/м; пластова температура на вибої ~197 °C) дозволяють однозначно встановити оптимальну конфігурацію та режим роботи системи. Порівняльне моделювання п'яти варіантів матеріалу підйомної колони показало кардинальну різницю між типами НКТ. Дані наведені у таблиці Б.1.1.

Таблиця Б1.1 – Температура теплоносія на вибої та гирлі свердловини для різних матеріалів НКТ

Матеріал підйомної колони (НКТ)	Т на вибої, °C	Т на гирлі, °C	Теплові втрати ΔT , °C	Теплопровідність, Вт/(м·К)
Сталь (Carbon Steel)	94,4	31,2	63,2	50,0
Склопластик (GFRP)	59,8	38,9	20,9	0,65
SiC-аерогель композит	45,2	42,2	3,0	0,06
VIT	44,0	42,5	1,6	0,001–0,01
Нанокompозитні труби	43,2	42,7	0,5	0,01

Аналіз результатів моделювання свідчить, що сталева НКТ, попри найвищу температуру на вибої (94,4 °C), характеризується катастрофічними

тепловими втратами ($63,2\text{ }^{\circ}\text{C}$) у висхідному потоці, що зводить нанівець переваги глибинного нагрівання. Навпаки, нанокompозитні труби та вакуумовані ізолювані труби (VIT) забезпечують лише $0,5\text{--}1,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ теплових втрат. Проте в ізолюваних системах (VIT, нанокompозит) обмеження передачі тепла від висхідного до низхідного потоку знижує температуру на вибої до $43\text{--}44\text{ }^{\circ}\text{C}$. Це вказує на конструктивно зумовлений термогидравлічний компроміс, що підтверджено моделюванням: оптимальна конфігурація для отримання максимального геоенергетичного ефекту залежить від цільової функції системи.

Б.1.2 Свердловина з найбільшим геоенергетичним ефектом

На підставі аналізу температурних профілів та теплової потужності встановлено, що найбільший геоенергетичний ефект забезпечується при таких умовах:

- конфігурація свердловини: L-подібна (з горизонтальною ділянкою) коаксіальна замкнена система;
- матеріал підйомної колони (НКТ): сталеві НКТ у нижній частині з поступовим переходом до VIT-секцій довжиною $2740\text{--}3740\text{ м}$ у верхній частині для збереження тепла у висхідному потоці;
- теплоносій: вода (для максимальної об'ємної теплопродуктивності);
- оптимальна витрата: відповідає швидкості $0,1\text{--}0,3\text{ м/с}$ на вході у міжтрубний простір.

Максимальний корисний ефект при мінімальних теплових втратах досягається в діапазоні подачі $7,9\text{--}15,7\text{ м}^3/\text{добу}$ (швидкість $0,128\text{--}0,255\text{ м/с}$).

Б.1.3 Температура теплового агента на вибої та гирлі свердловини

У таблиці Б.1.3 наведено динаміку температур теплоносія на виході з свердловини (гирло) впродовж тривалої експлуатації. Температура на вибої відповідає пластовій температурі на глибині залягання ($\sim 197\text{ }^{\circ}\text{C}$ для цільової свердловини), проте після теплообміну у висхідному потоці та через теплові

втрати у підйомній колоні температура на гирлі є значно нижчою і залежить від типу НКТ та часу експлуатації.

Таблиця Б.1.3 – Температура теплоносія на гирлі свердловини впродовж 10 років (сталева НКТ, витрата 0,81 кг/с $\approx$ 70 м³/добу)

Час експлуатації	Т на виході (гирлі), °С	Зниження ΔT , °С	Теплова потужність, кВт
6 годин	136	-	350–400
7 діб	76	61,0	~120–150
1 місяць	64	12,0	~80–100
1 рік	54	10,0	~50–60
10 років	41,8	12,0	~42–48

Із представлених даних видно, що в перші 6 годин температура на гирлі сягає 136,8 °С, однак уже через 7 діб падає до 75,8 °С. Це стрімке зниження є наслідком утворення зони охолодження навколо стовбура свердловини. Після року експлуатації система виходить на квазістаціонарний режим із температурою теплоносія на гирлі 42–54 °С (залежно від матеріалу НКТ та витрати). Для L-подібної системи теплова потужність у діапазоні 20 років залишається на рівні 45–55 кВт завдяки стабілізуючій ролі горизонтального інтервалу.

Б.2. Обґрунтування горизонтальної ділянки свердловини

Б.2.1 Необхідність горизонтальної ділянки та її конструкційні параметри

Результати параметричного моделювання L-подібної замкненої геотермальної системи (розділ 4 дисертації) однозначно обґрунтовують доцільність горизонтальної ділянки у порівнянні з вертикальними та U-подібними конфігураціями.

Б.2.1.1 Причини вибору горизонтальної ділянки

Вертикальні та U-подібні замкнені системи характеризуються різким падінням температури вже впродовж перших тижнів експлуатації (ΔT до 50 °С

за ≈ 12 діб), що пов'язано з провідниково обмеженим теплоприпливом ($\lambda \approx 2,6\text{--}3,0 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$). Раннє охолодження пристовбурної матриці гірської породи призводить до різкого падіння температури теплоносія та вимагає великих витрат або складних конструкцій для підтримання прийняттого теплового режиму.

L-подібна конфігурація (з горизонтальною ділянкою у продуктивному горизонті) вирізняється такими перевагами:

- горизонтальний інтервал залучає до тепловідновлення значно більший об'єм гірської породи, що різко уповільнює темпи теплової деградації;
- теплообмін у горизонтальній ділянці не супроводжується зростанням теплових втрат у висхідному потоці (характерних для вертикальних ділянок);
- горизонтальна ділянка формує основну зону теплового контакту між теплоносієм і породою, забезпечуючи стабільну тривалу тепловіддачу;
- квазістаціонарна тепла потужність у діапазоні 5–10 років роботи: 45–55 кВт проти $\sim 10\text{--}20$ кВт для вертикальних систем аналогічної глибини.

Б.2.1.2 Конструкційні параметри (довжина відходу горизонтальної ділянки)

Числове моделювання (ANSYS та редукована модель SBT v2.0 у платформі GeoCluster) дозволило встановити, що:

- горизонтальна ділянка довжиною ~ 1000 м (у базовій моделі) забезпечує формування первинної зони теплового контакту та квазістаціонарний режим з після перехідного першого року;
- збільшення довжини горизонтального відходу понад 1000 м пропорційно збільшує площу теплового контакту і дозволяє підтримувати вищий тепловий потік впродовж більшого часу, однак з урахуванням провідникового обмеження зростання ефективності є нелінійним;
- для умов Карпатського регіону (геотермічний градієнт $3\text{--}4 \text{ }^\circ\text{C}/1000 \text{ м}$; теплопровідність порід $2,5\text{--}2,6 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{К}^{-1}$) раціональна довжина

горизонтального відходу становить 800–2500 м, що забезпечує баланс між тепловою потужністю системи та витратами на буріння;

- мінімально доцільна довжина горизонтального відходу для замкненої системи, за якої тепловий дебіт перевищує витрату на прокачування теплоносія: ~500 м;

- при глибині залягання горизонтальної ділянки 2000–3000 м і температурі порід 60–90 °С горизонтальна ділянка 1000 м забезпечує теплову потужність на рівні 45–55 кВт у стаціонарному режимі.

Таким чином, рекомендована довжина відходу горизонтальної ділянки для цільових свердловин Прикарпаття складає 1000–2500 м, що відповідає наявному досвіду похило-спрямованого та горизонтального буріння в нафтогазовій галузі України.

Б.3. Обґрунтування вибору струминного насоса

Б.3.1 Причини та переваги використання струминного насоса

Традиційні насосно-циркуляційні системи геотермальних свердловин, як правило, включають заглибні електровідцентрові насоси (ЕВН). Однак їх застосування в умовах агресивних геотермальних флюїдів, значних глибин та необхідності одночасного вилучення залишкових вуглеводнів і теплових ресурсів пов'язане з рядом суттєвих недоліків.

Б.3.1.1 Причини вибору струминного насоса

Дослідження, проведені в розділі 5 дисертації, виявили дві ключові проблеми традиційних систем:

- значні теплові втрати у висхідному потоці теплоносія: при розміщенні насоса у верхній частині свердловини нагрітий теплоносій проходить велику відстань від зони максимального нагрівання (вибій) до зони подачі на поверхню, зазнаючи суттєвих теплових втрат;

– недостатня надійність конструкцій глибинних насосів з рухомими частинами: електромеханічні вузли є вразливими до корозії, абразивних частинок та механічних навантажень у свердловинних умовах.

Свердловинний струминний насос (ежектор) позбавлений обох зазначених недоліків, оскільки:

– не містить рухомих частин у свердловині – вся механічна робота виконується поверхневим насосним агрегатом, що різко підвищує надійність та автономність системи;

– розміщення ежектора у зоні охолодження висхідного потоку (після точки максимальної температури теплоносія) дозволяє збільшити швидкість висхідного потоку за рахунок підсмоктування додаткового об'єму теплоносія, скорочуючи час його охолодження на шляху до гирла.

Б.3.1.2 Ефект підвищення температури за рахунок струминного насоса

Відповідно до аналітичної моделі (розділ 5) при використанні струминного насоса швидкість висхідного потоку зростає у $(1 + i)$ разів (де i – коефіцієнт ежекції). За умови зміни робочої витрати від 0,005 до 0,01 м³/с коефіцієнт ежекції зростає від 0,22 до 0,32, а швидкість висхідного потоку – у 1,22–1,32 рази. Це забезпечує відповідне зменшення часу охолодження теплоносія та зростання його температури на гирлі свердловини.

Таблиця Б.3.1 – Порівняльний аналіз схем ежекційної системи з прямою та зворотною циркуляцією

Параметр	Пряма циркуляція	Зворотна циркуляція
Коефіцієнт ежекції (i)	0,37	0,22
ККД струминного насоса, %	25,2	18,0
Перевага коефіцієнта ежекції	+40,5%	базова
Перевага ККД	+28,6%	базова
Ризик кавітації	Вищий (глибше занурення)	нижчий

Б.3.2 Переваги вибраної конструкції над альтернативами

Порівняльний аналіз схем ежекційної системи (пряма та зворотна циркуляція) показав, що схема з прямою циркуляцією робочого середовища є переважаючою за ефективністю:

- коефіцієнт ежекції вищий на 40,5 % (0,37 проти 0,22);
- ККД струминного насоса вищий на 28,6 % (25,2 % проти 18,0 %);
- однак схема прямої циркуляції потребує більшої глибини занурення насоса для уникнення кавітації та пов'язана з інтенсивнішим зносом обсадної колони.

З практичної точки зору, схема зворотної циркуляції є більш надійною та простою в обслуговуванні для умов тривалої безперервної роботи геотермальної системи, попри нижчий ККД. Вибір конкретної схеми залежить від конструктивних параметрів конкретної свердловини та вимог до надійності.

Б.3.3 Висновок щодо технологічного удосконалення

Запропонована конструкція насосно-циркуляційної системи з використанням свердловинного струминного насоса є раціональним технічним рішенням, яке дозволяє:

- підвищити температуру теплоносія на гирлі свердловини за рахунок прискорення висхідного потоку та скорочення часу теплових втрат;
- підвищити надійність системи, усунувши рухомі частини з підземної частини установки;
- застосовувати систему в умовах агресивних та абразивних геотермальних флюїдів без значних витрат на технічне обслуговування;
- реалізувати одночасне вилучення залишкових вуглеводнів і геотермальних ресурсів з використанням єдиної свердловинної компоновки;
- знизити собівартість вилучення геотермальної енергії порівняно з традиційними системами з тепловою ізоляцією підйомної колони.

Таким чином, використання струминного насоса є ключовим елементом удосконаленої технології вилучення геотермальної енергії з непродуктивних нафтогазових свердловин.

ДОДАТОК В



**Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу**

ЗАТВЕРДЖУЮ
ТОВ «Геоінновейт
Солюшнс»
Директор

Юлія ДЕМЧУК
«  р.

ЗАТВЕРДЖУЮ
ІФНТУНГ

Ректор університету, д.т.н.
проф.
Ігор ЧУДИК

Ігор ЧУДИК
«  р.

**МЕТОДИКА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО ОЦІНЮВАННЯ
КОАКСІАЛЬНОЇ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ З РОЗРАХУНКОМ
ПИТОМОЇ ВАРТОСТІ ТЕПЛА (LCON) НА ОСНОВІ РЕЗУЛЬТАТІВ
ЧИСЕЛЬНОГО МОДЕЛЮВАННЯ В СЕРЕДОВИЩІ PUTHON**

Директор Науково-дослідного
інституту нафтогазової енерге-
тики та екології, к.т.н., доц.

Андрій ГРИЦАНЧУК
«  р.
Аспірант кафедри видобування
нафти і газу
Тарас ПОПАДИНЕЦЬ

В.1 ОСНОВНІ АНАЛІТИЧНІ ЗАЛЕЖНОСТІ МОДУЛЯ SBT ДЛЯ ПРОЄКТУВАННЯ ЗАМКНЕНИХ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Математичний опис інтегрованого модуля SBT для проєктування замкнених геотермальних свердловин ґрунтується на класичних рівняннях нестационарної теплопровідності в однорідному середовищі, гідростатичної рівноваги стовпа флюїду та рівняннях енергетичного балансу для рухомого теплоносія в трубопроводі.

Модель реалізує сегментований підхід: свердловина розбивається на скінченну кількість елементів, для кожного з яких тепловий обмін з навколишньою породою описується аналітичними розв'язками для точкових, лінійних, циліндричних та скінченно-лінійних джерел тепла з подальшою суперпозицією їхнього впливу в часі. При цьому локальні гідравлічні та термодинамічні властивості флюїду враховуються через стандартні безрозмірні критерії (Re, Pr) та табличні залежності властивостей від тиску і температури.

Подані нижче формули визначають: (i) початкові поля температури та тиску в системі «флюїд–порода», (ii) ядрові функції SBT-моделі для опису теплової взаємодії між сегментами, а також (iii) вирази для обчислення миттєвої та середньої теплової потужності геотермальної свердловини та інших інтегральних характеристик, які використовуються на етапі проєктних розрахунків.

1. Геотермічний профіль температури породи

Температура породи в центрі i -го елемента на глибині z_i задається лінійним геотермічним профілем:

$$T_{rock,0}(z_i) = T_{surf} - G z_i, T_{rock,0}(z_i) = T_{surf} - G z_i,$$

де T_{surf} – температура на поверхні,

G – геотермічний градієнт.

2. Термічна дифузивність породи

Ефективна термічна дифузивність породи визначається як

$$\alpha_m = \frac{k_m}{\rho_m c_m},$$

де k_m – теплопровідність породи, ρ_m – густина породи, c_m – її масова теплоємність.

3. Гідростатичний розподіл тиску флюїду в стовбурі

У версії моделі з гідравлікою початковий розподіл тиску вздовж стовбура визначається з урахуванням гідростатичної рівноваги. Для вузла з номером $k+1$ маємо

$$P_{k+1} = P_{in} - \sum_{j=1}^k \rho_j g \Delta z_j,$$

де P_{in} – тиск на вході в систему,

ρ_j – густина флюїду в проміжку j , що визначається з табличного інтерполятора $\rho = \rho(P, T)$,

g – прискорення вільного падіння,

Δz_j – вертикальний крок.

4. Швидкість руху флюїду в трубі

Модуль осередненої швидкості флюїду в елементі довжиною Δz обчислюється за масовою витратою:

$$u = \frac{\dot{m}}{\rho A},$$

де $\dot{m}$ – масова витрата через гілку,

ρ – густина флюїду,

A – площа живого перерізу потоку.

5. Безрозмірні критерії течії флюїду

Для характеристики конвективного теплообміну використовуються число Рейнольдса та число Прандтля:

$$Re = \frac{\rho u D_h}{\mu}, Pr = \frac{c_p \mu}{k_f},$$

де D_h – гідравлічний діаметр каналу,

μ – динамічна в'язкість,

c_p – масова теплоємність флюїду,

k_f – його теплопровідність.

6. Температурне поле від одиночного теплового імпульсу в породі

У моделі SBT тепловий вплив елемента на породу описується аналітичними розв'язками рівняння теплопровідності для різних типів джерел тепла. Для точкового імпульсного джерела потужності q у нескінченному середовищі відхилення температури на відстані r через час t задається:

$$\Delta T_{\text{point}}(r, t) = \frac{q}{(4\pi k_m t)^{3/2}} \exp\left(-\frac{r^2}{4\alpha_m t}\right)$$

Для нескінченної лінії (лінійне джерело) використовується вираз

$$\Delta T_{\text{line}}(r, t) = \frac{q}{4\pi k_m} E_1\left(\frac{r^2}{4\alpha_m t}\right),$$

де $E_1(\cdot)$ – експоненціальний інтеграл.

Для циліндричних та скінченно-лінійних джерел застосовуються аналогічні відомі вирази через Bessel-функції, реалізовані в програмному модулі у вигляді попередньо обчислених ядер.

7. Суперпозиція теплових імпульсів у породі

Температура породи в центрі i -го елемента на часовому кроці n визначається накладанням усіх теплових імпульсів, які елементи системи передали в минулі моменти часу:

$$T_{\text{rock},i}^{(n)} = T_{\text{rock},0,i} + \sum_{m=1}^n \sum_{j=1}^N G_{ij}(t_n - t_m) Q_j^{(m)},$$

де $T_{\text{rock},0,i}$ – початкова температура породи в елементі i ,

$Q_j^{(m)}$ – тепловий імпульс елемента j на кроці m ,

$G_{ij}(\tau)$ – відповідна ядрова функція (точкова, лінійна, циліндрична або скінченно-лінійна) для пари елементів i, j , затримки $\tau = t_n - t_m$.

8. Енергетичний баланс флюїду в елементі

Передача тепла між флюїдом та породою в кожному елементі описується дискретизованим рівнянням енергії. У наближенні осереднених параметрів для елемента довжини Δz воно може бути записане у вигляді:

$$\dot{m}c_p(T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) = -UA_{\text{ht}}(T_{\text{f,avg}} - T_{\text{rock}}),$$

де T_{in} T_{out} – температури флюїду на вході та виході елемента,

$T_{\text{f,avg}}$ – середня температура флюїду в елементі,

T_{rock} – температура породи,

U – загальний коефіцієнт теплопередачі «флюїд–порода»,

A_{ht} – площа поверхні теплообміну.

Система таких рівнянь для всіх елементів збирається у матричній формі й розв'язується чисельно.

9. Миттєва теплова потужність свердловини

Миттєва теплова потужність геотермальної системи на виході свердловини визначається як

$$Q_{\text{th}}(t) = \dot{m}(t)c_{p,f}(T_{\text{out}}(t) - T_{\text{inj}}(t)),$$

де $c_{p,f}$ – масова теплоємність флюїду,

$T_{\text{inj}}(t)$ – температура закачки,

$T_{\text{out}}(t)$ – температура на виході.

У версії моделі з температурно і тиско залежними властивостями флюїду теплова потужність визначається через різницю ентальпій:

$$Q_{\text{th}}(t) = \dot{m}(t)(h_{\text{out}}(P_{\text{out}}(t), T_{\text{out}}(t)) - h_{\text{in}}(P_{\text{in}}, T_{\text{inj}}(t))),$$

де h_{in} та h_{out} – ентальпії флюїду на вході й виході, отримані з табличного інтерполятора.

10. Середні інтегральні характеристики

Середня температура видобувного потоку за період моделювання t_{end} визначається як інтегральне середнє:

$$\bar{T}_{\text{out}} = \frac{1}{t_{\text{end}}} \int_0^{t_{\text{end}}} T_{\text{out}}(t) dt \approx \frac{1}{t_{\text{end}}} \sum_{n=1}^{N_t} (t_n - t_{n-1}) T_{\text{out}}(t_n),$$

де t_n – вузли часової сітки,

N_t – кількість кроків за часом

Середня теплова потужність визначається за залежністю:

$$\bar{Q}_{th} = \frac{1}{t_{end}} \sum_{n=1}^{N_t} (t_n - t_{n-1}) Q_{th}(t_n),$$

де $Q_{th}(t_n)$ --- миттєве значення теплової потужності, миттєве значення теплової потужності, розраховане згідно з прийнятою моделлю (через добуток $\dot{m}c_{p,f}(T_{out} - T_{inj})$ або через різницю ентальпій).

В.2 СТРУКТУРА РОЗРАХУНКОВОГО АЛГОРИТМУ МОДУЛЯ ДЛЯ ПРОЄКТУВАННЯ ЗАМКНЕНИХ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Розрахунковий алгоритм автоматизованої системи проєктування має модульну структуру та складається з чотирьох взаємопов'язаних блоків. Кожен блок виконує завершений комплекс функцій, а обмін даними між ними здійснюється через стандартизовані масиви вхідних і вихідних параметрів.

У першому блоці здійснюється підготовка повного набору вхідних параметрів для розрахунку: геометрії свердловинного контуру (глибини, конфігурація стовбура, діаметри обсадних колон і внутрішніх труб, наявність горизонтальних та відхилених ділянок), геологічних характеристик (поверхнева температура, геотермічний градієнт, теплопровідність, теплоємність та густина порід), властивостей теплоносія (тип, табличні термодинамічні дані) та експлуатаційних режимів (масова витрата, температура закачки, тривалість і дискретність розрахунку).

На цьому етапі задаються також чисельні гіперпараметри SBT-моделі (точність, тип часової схеми, параметри FMM) і виконується первинний контроль коректності введених даних.

Параметри для запуску моделі SBT у задачі коаксіальної свердловини з водою як теплоносієм:

Частина 1. Налаштування чисельної схеми SBT

- `sbt_version = 2` – увімкнено розширену версію моделі з розрахунком змінних властивостей флюїду та гідравліки (тиск, густина, в'язкість як функції P, T).

- `mesh_fineness = 1` – вибір рівня деталізації просторової сітки вздовж стовбура (дрібніший крок по глибині порівняно з базовим варіантом, більша точність, більший час розрахунку).
- `HYPERPARAM1 = 200` – максимальна тривалість моделювання (наприклад, 200 років або умовна кількість часових кроків, залежно від реалізації `set_sbt_hyperparameters`).
- `HYPERPARAM2 = 1e-6`, `HYPERPARAM4 = 1e-5` – порогові значення точності/стабільності для вибору аналітичних ядер, кроків часу та FMM-агрегації (контролюють, при яких F_0 та S/L використовується точкове, лінійне чи циліндричне джерело).
- `HYPERPARAM3 = 1` – перемикач режиму (наприклад, активація FMM або специфічного набору опцій для SBT v2).
- `HYPERPARAM5 = 15` – допоміжний параметр для побудови часової сітки (мінімальний крок, кількість точок на десятковий порядок тощо).
- `assurasy = 4` – встановлює рівень точності моделі (впливає на густоту часу, просторову дискретизацію та параметри попередніх розрахунків).

Усі ці параметри через виклик `set_sbt_hyperparameters(...)` формують масив часу `times`, набір порогів для моделей теплопереносу та параметри FMM.

Частина 2. Геологічні властивості порід

- $T_{surf} = 15.0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура на поверхні.
- $GeoGradient = 0.044 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{м}$ – геотермічний градієнт; при глибині 4200 м очікувана пластова температура близько $15 + 0.044 \cdot 4200 \approx 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$.
- $k_m = 3.2 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$ – теплопровідність породи (добре теплопровідний масив).
- $c_m = 790.0 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$ – масова теплоємність породи.
- $\rho_m = 2600.0 \text{ кг}/\text{м}^3$ – густина породи.

Ці параметри визначають термічну дифузивність породи $\alpha_m = k_m / (\rho_m c_m)$ і впливають на швидкість охолодження/нагріву масиву.

Частина 3. Робочі умови свердловини

- $clg_configuration = 1$ – коаксіальна конфігурація (центральна труба + кільцевий простір).
- $\dot{m} = 40.0$ кг/с – сумарна масова витрата теплоносія; від неї залежать швидкість течії, Re , Nu та теплова потужність.
- $T_{inj} = 15.0$ °C – температура закачки на поверхні (холодний вхід).
- $fluid = 1$ – вода (H_2O) як робоче середовище; у коді це означає використання відповідних таблиць властивостей.

Частина 4. Геометрія свердловини та труб

- $DrillingDepth_L1 = 4.2$ км – вертикальна глибина свердловини (4200 м).
- $HorizontalExtent_L2 = 1.0$ км – горизонтальна ділянка 1000 м (L-подібна геометрія).
- $Diameter1 = 0.224$ м – внутрішній діаметр обсадної колони / зовнішній діаметр кільцевого простору.
- $Diameter2 = 0.127$ м – зовнішній діаметр центральної труби.
- $PipeParam3 = 0.019$ м – товщина стінки центральної труби.
- $PipeParam4 = 0.025$ м – товщина теплоізоляційного шару / зовнішнього шару з малою теплопровідністю ($k \approx 0.025$ Вт/(м·°C)).
- $PipeParam5 = "Inject\ in\ Annulus"$ – логічний параметр схеми течії для коаксіальної системи: подача холодного теплоносія через кільцевий простір і підйом нагрітого теплоносія по центральній трубі (СХА-режим у термінах `coaxialflowtype`)

В.3 ІНТЕГРАЦІЯ РОЗРАХУНКОВОГО ЯДРА SBT

Інтегрована сегментована аналітична модель теплопереносу (SBT). На вході блок отримує повний набір геометричних, геологічних та експлуатаційних параметрів, сформований у блоці (рисунок 1).

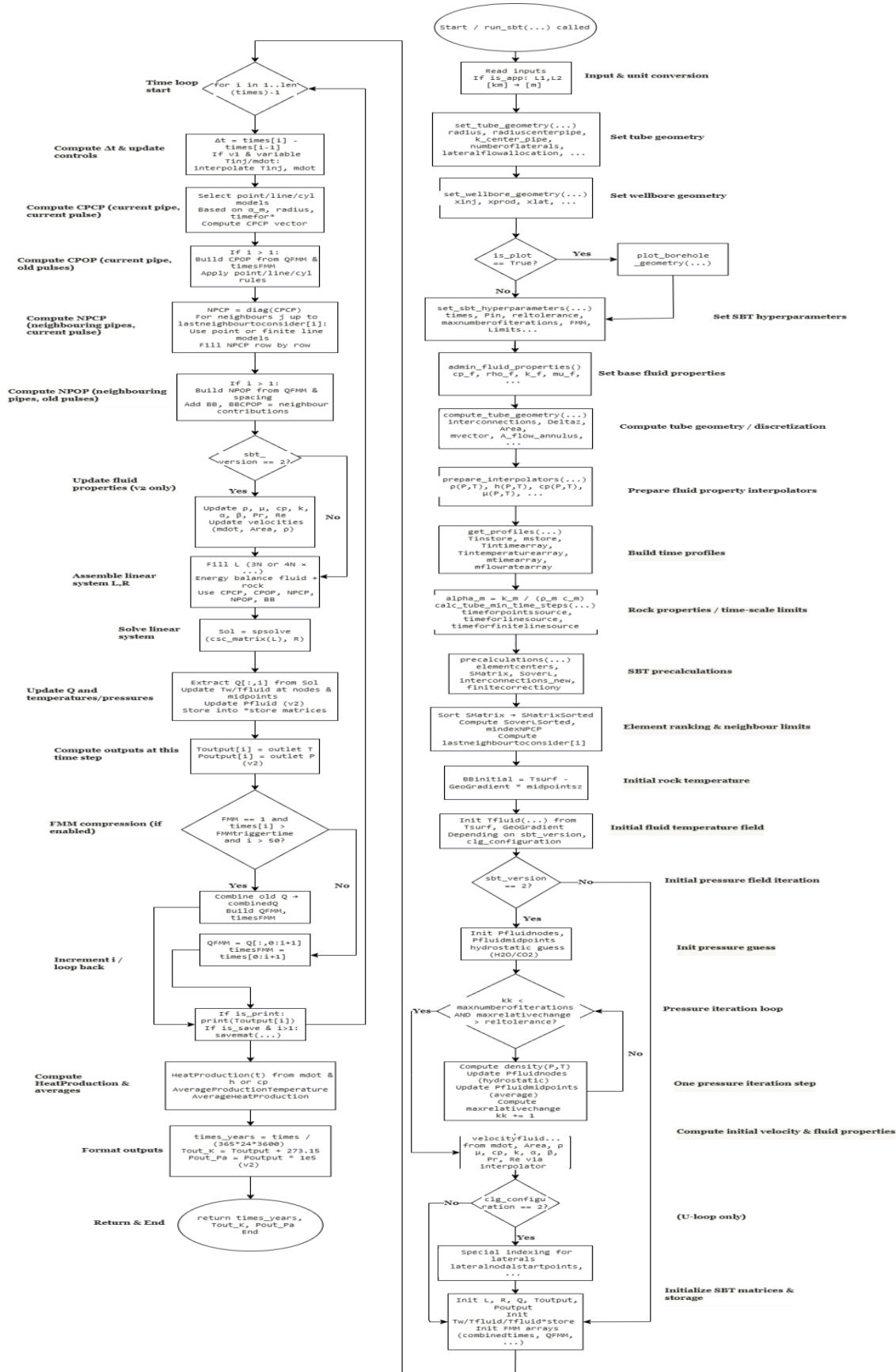


Рисунок 1 – Блок схема програмного коду сегментованої аналітичної моделі теплопереносу (SBT)

У процесі моделювання для кожного часового кроку розраховуються теплові імпульси сегментів, їх взаємодія з навколишньою породою (через аналітичні

ядра для точкових, лінійних, циліндричних та скінченно-лінійних джерел), оновлюються температурні та, за потреби, тискові поля флюїду, розв'язується система лінійних рівнянь енергетичного балансу. Результатом роботи цього блоку є часові ряди температури й тиску на усті, розподіли температури вздовж стовбура, а також миттєві значення теплової потужності геотермальної системи.

В.4 ПІСЛЯПРОЦЕСІНГ ТА ПІДТРИМКА ПРОЄКТНИХ РІШЕНЬ

Четвертий блок відповідає за обробку й інтерпретацію результатів, одержаних від ядра SBT. У цьому блоці обчислюються інтегральні показники (середня температура видобувного потоку, середня теплова потужність за період, енергетичні коефіцієнти), будуються графіки часових рядів та поздовжніх профілів, формуються вихідні таблиці й графічні матеріали для звітів і подальшого техніко-економічного аналізу. За необхідності реалізується серійний запуск розрахунків для набору варіантів (різні геометричні параметри, витрати, температури закачки), що дозволяє виконувати автоматизований підбір раціональних конструктивних і режимних рішень для конкретних умов родовища (табл.1).

Таблиця 1 - Результати розрахунку температури на виході, теплової потужності та електричної потужності установки в часі

yr	t_tar_yr	t_exa_yr	Tout_C	Q_kWt	P_kWe	Heat Production_MWt
0	0.0	0.0	15.00	0.00	0.00	0.00
1	0.035672	0.035604	37.555627	3789.345406	454.721449	3.789345
2	0.142687	0.10	34.757862	3319.320851	398.318502	3.319321
3	0.321046	0.30	32.588447	2954.859065	354.583088	2.954859
4	0.570749	0.60	31.362066	2748.827015	329.859242	2.748827
5	0.891795	0.90	30.729597	2642.572308	317.108677	2.642572
6	1.284185	1.30	30.202951	2554.095810	306.491497	2.554096
7	1.747919	1.70	29.843831	2493.763611	299.251633	2.493764
8	2.282996	2.30	29.462057	2429.625552	291.555066	2.429626

З метою отримання графічних залежностей температури на виході, теплової та електричної потужності від часу роботи коаксіальної геотермальної системи використано можливості бібліотеки Plotly. Для цього створено функцію побудови багатопанельного інтерактивного графіка, в якій за допомогою засобу `make_subplots` формується фігура з трьома вертикально розташованими областями побудови, що мають спільну вісь часу. У верхньому полі відображається залежність температури видобувного потоку T_{out} від часу, у середньому – зміна теплової потужності Q , у нижньому – зміна електричної потужності P ; у кожному випадку дані подані у вигляді ламаної лінії з маркерами.

У завершальній частині коду виконується налаштування підписів осей, заголовків підграфіків, інтерфейсу відображення (шаблон `plotly_dark`) та відтворення побудованого графіка на екрані (рисунок 2).

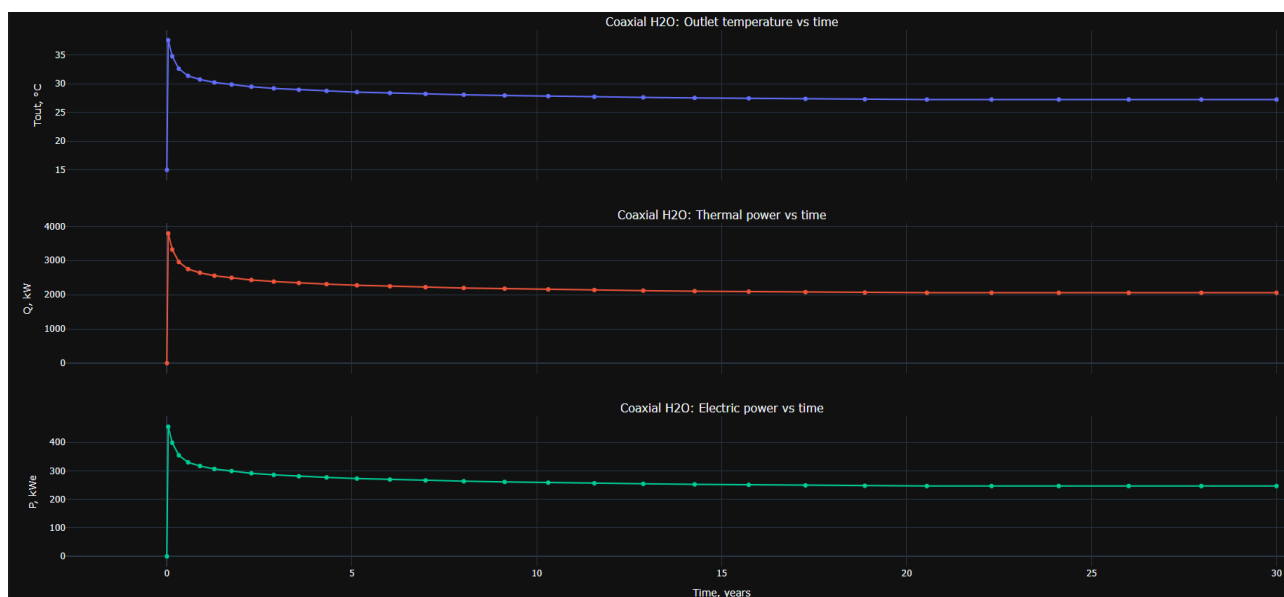


Рисунок 2 - Аналітичні залежності температури на виході, теплової та електричної потужності від часу роботи коаксіальної геотермальної системи впродовж 30 років

6. ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ НА ОСНОВІ РЕЗУЛЬТАТІВ МОДЕЛЮВАННЯ В PYTHON

Для аналізу річної динаміки теплової потужності та розрахунку економічних показників було розроблено окремий програмний модуль на мові Python, який працює з результатами чисельного моделювання у форматі таблиць pandas DataFrame. У першому блоці реалізовано функцію `build_df_sample`, що формує вибірккову підтаблицю `df_sample` із заданої вихідної таблиці `df_test`: по інтервалу часу $[0; t_{\max}]$ будується нерівномірною сітка цільових моментів часу `t_target_yr` (зі згущенням у початковий період за степеневим законом з показником γ), для кожного з яких підбирається найближчий за значенням рядок вихідних даних. На основі цих рядків формується компактна таблиця з полями `t_target_yr`, `t_exact_yr`, `Tout_C`, `Q_kWt`, до якої додатково обчислюються оцінки електричної потужності `P_kWe` (через фіксований коефіцієнт перетворення η_{el}) та миттєвої теплової потужності у мегаватах `HeatProduction_MWt`.

Другий блок (`map_targets_to_years`) виконує прив'язку отриманих таргетних значень до цілої річної шкали: для кожного календарного року від 1 до `max_year` підбирається найближчий таргетний час `t_target_yr`, після чого формується таблиця `df_yearly`, що містить, зокрема, річні значення теплової потужності `Q_kWt` і температури `Tout_C`. Третій блок, реалізований у функції `compute_economics_from_yearly`, на основі цієї річної таблиці виконує розрахунок інвестиційних витрат (CAPEX) за довжиною вертикальної та горизонтальної частин свердловини, вартістю буріння, обсадних колон, НКТ та поверхневого обладнання, а також формує сукупний CAPEX з урахуванням інженерних і резервних надбавок. Тут же по роках обчислюється теплова енергія `E_year_MWh`, річні експлуатаційні витрати OPEX (фіксована частка від CAPEX плюс витрати на електроенергію для насосів), дисконт-фактори, дисконтовані потоки витрат і виробленої енергії та інтегральний показник вартості тепла `LCOH`.

У завершальному блоці сценарію ці функції послідовно викликаються для конкретного випадку 20-річної експлуатації свердловини: формується вибірка

df_sample, будується річна таблиця df_yearly, розраховуються економічні показники по роках (df_econ_yearly) та їх агреговане узагальнення (df_econ_summary). На основі цих структур створюються зручні для подальшого аналізу таблиці econ_year_table (із ключовими річними параметрами: потужність, енергія, OPEX, дисконтовані величини) та econ_summary_table (сукупний CAPEX, NPV OPEX, сумарна дисконтована енергія, LCON, номінальна потужність, ставка дисконту та тривалість життєвого циклу), які виводяться засобами IPython.display (таблиця 2).

Таблиця 2 – Річні техніко-економічні показники роботи цільової коаксіальної геотермальної свердловини (температура на виході, теплова потужність, енергія та дисконтовані витрати за роками)

Рік експлуатації	Цільовий час моделювання, років	Найближчий час з моделі, років	Температура на виході, °C	Корисна теплова потужність, кВт	Оціночна електрична потужність, кВт _е	Річні експлуатаційні витрати, дол. США	Дисконтний множник	Дисконтовані ОРЕХ за рік, дол. США	Дисконтована теплова енергія за рік, МВт·год
1	0.89	0.9	30.73	2642.5	317.1	661055.43	0.93	612088.36	21434.20
2	1.75	1.7	29.84	2493.7	299.2	661055.43	0.86	566748.49	18728.88
3	2.89	2.9	29.18	2382.3	285.8	661055.43	0.79	524767.12	16566.50
4	4.32	4.3	28.73	2307.2	276.6	661055.43	0.74	485895.48	14855.76
5	5.14	5.1	28.54	2273.9	272.8	661055.43	0.68	449903.22	13556.86
6	6.03	6.0	28.37	2245.9	269.5	661055.43	0.63	416577.06	12398.48
7	6.99	7.0	28.21	2219.5	266.3	661055.43	0.58	385719.50	11344.80
8	8.03	8.0	28.07	2196.4	263.5	661055.43	0.54	357147.68	10395.22
9	9.13	9.1	27.95	2175.3	261.0	661055.43	0.50	330692.30	9532.84
10	10.31	10.3	27.83	2154.9	258.6	661055.43	0.46	306196.57	8743.95
11	11.56	11.6	27.72	2136.4	256.3	661055.43	0.43	283515.34	8026.48
12	11.56	11.6	27.72	2136.4	256.3	661055.43	0.40	262514.21	7431.93
13	12.88	12.9	27.62	2119.7	254.3	661055.43	0.37	243068.71	6827.65
14	14.27	14.3	27.52	2104.1	252.4	661055.43	0.34	225063.62	6275.39
15	14.27	14.3	27.52	2104.1	252.4	661055.43	0.32	208392.24	5810.54
16	15.73	15.7	27.44	2090.1	250.8	661055.43	0.29	192955.78	5344.37
17	17.27	17.3	27.36	2075.8	249.1	661055.43	0.27	178662.76	4914.58
18	17.27	17.3	27.36	2075.8	249.1	661055.43	0.25	165428.48	4550.54
19	18.87	18.9	27.28	2063.1	247.5	661055.43	0.23	153174.52	4187.79
20	20.55	19.9	27.24	2055.6	246.6	661055.43	0.21	141828.26	3863.48

Кінцевий реалізований модуль забезпечує виведення узагальненої таблиці econ_summary_table, у якій зібрано ключові інтегральні показники економічної ефективності розглянутої геотермальної системи. До такої таблиці входять: загальні капітальні витрати (CAPEX) з урахуванням інженерних та резервних надбавок, сумарні дисконтовані експлуатаційні витрати (NPV OPEX), загальний обсяг дисконтованої відпущеної теплоти, розраховане значення питомої вартості тепла LCON, а також довідкові параметри – номінальна теплова потужність установки, прийнята ставка дисконту та розрахунковий термін служби свердловини. Такий формат дозволяє компактно представити результати техніко-економічного аналізу і використовувати їх для порівняння альтернативних проєктних сценаріїв у межах методики (таблиця 3).

Таблиця 3 - Підсумкові інтегральні техніко-економічні показники коаксіальної геотермальної системи (CAPEX, дисконтовані витрати, дисконтована теплова енергія та LCON)

Загальні і капітал ьні витрати , дол. США	Дисконтов ані експлуатац ійні витрати (NPV OPEX), дол. США	Дисконтова ний обсяг виробленої теплоти, МВт·год	Питома вартість тепла LCON, дол. США/МВт ·год	Номінал ьна теплова потужніс ть установк и, кВт	Ставок а дискон ту	Розрахунко вий термін експлуатац ії, років
1.214e+0 7	7.442019e+0 6	220714.5012 37	88.7499	2642.572 30	0.08	20