

УДК 620.92,93; 621.311.24

ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕЛЕКТРОГЕНЕРАЦІЯ В УМОВАХ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНОЇ ГЕОСИСТЕМИ ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ

Кравченко І. П.

Інститут відновлюваної енергетики НАН України, вул. Червоногвардійська, 20а, 02094, м. Київ, Україна

В статті досліджені нетрадиційні для української геотермальної енергетики способи генерації електричної енергії з використанням низькотемпературного теплового потенціалу, притаманного гідрогеологічному середовищу території України, з застосуванням низькокиплячих робочих тіл, а також комбінованого способу з використанням природного газу, розчиненого в термальній воді.

В статье исследованы нетрадиционные для украинской геотермальной энергетики способы генерации электрической энергии с использованием низкотемпературного теплового потенциала, присущего гидрогеологической среде территории Украины, с применением низькокипящих рабочих тел, а также комбинированного способа с использованием природного газа, растворенного в термальной воде.

The article explored non-traditional for Ukrainian geothermal energetics able to generate-of electricity using low-potential heat, inherent at hydrogeological environment in Ukraine, with the use of low-boiling working fluids, as well as the combined method of using natural gas, dissolved in the thermal water.

Бібл. 4, табл. 2, рис. 8.

Ключові слова: геотермальна енергетика, термальна вода, теплообмінник, природний газ, газопоршневий двигун, електроенергія, генерація, низькокипляче робоче тіло, турбіна, турбінний цикл.

НРТ – низькокипляче робоче тіло;

ГПД – газопоршневий двигун внутрішнього згоряння;

ГЦС – геотермальна циркуляційна система (підземний колектор–видобувна свердловина– теплообмінник–поглинальна свердловина–підземний колектор).

Вступ

Геотермальна енергетика реалізується, як правило, в одному з двох проявів: або в генерації промислової теплової енергії для опалення і гарячого водопостачання, або в генерації електричної енергії. В окремих випадках можливі одночасно обидва прояви. Перший вид генерації в Україні, хоча і не масово, все ж представлений декількома діючими проектами і науково достатньо ґрунтовно відпрацьований. Другий же напрямок, за винятком одного малопотужного дослідного зразка в Криму, навіть не стоїть на порядку денного ні в планових ні в енергетичних відомствах. Причиною цього є, по-перше, дійсно об'єктивні причини, зокрема відсутність природних паротерм або, хоча б, термальної води з температурою, відчутно більшою температури кипіння, а також відсутність коштів на геоло-

гічну розвідку та на бурові роботи. По-друге, це вкрай невинуваті суб'єктивні причини: відсутність необхідного обладнання, некондиційність термальних вод на відміну від зарубіжних умов (РФ, Італія, США, Філіппіни і т.д.), відсутність галузі як такої, нерентабельність технології, відсутність спеціалістів і т. і. Насправді, це небажання, а часто і супротив, галузевих і управлінських структур запроваджувати цю нову галузь через корпоративний інтерес. При цьому, вказані об'єктивні причини перебільшуються до рівня невинуватих проблем, а намагання наукових установ не знаходять підтримки. Зокрема, в Україні є достатній і науковий і промисловий потенціал для створення власного обладнання будь-якої складності.

В даній роботі на прикладі конкретного ро-

довища обґрунтовується реальна можливість прямої генерації електричної енергії як з використанням низькопотенційного геотермального теплоносія і турбінного циклу на НРТ, так і з використанням розчиненого природного газу, який є вуглеводнем з вмістом метану 83...89 % [1]. В роботі досліджені усі можливі способи використання цих складових геотермального флюїду — води і розчиненого у ній природного газу, для генерації електричної енергії.

Передумови застосування турбінної електрогенерації на НРТ

Для переважної більшості існуючих турбінних циклів в галузі електрогенерації основним робочим тілом є пароводяна суміш, як найдешевший теплоносій між джерелом теплоти і турбіною. Вода має можливість задовольнити усі розрахункові параметри термодинамічного циклу в контурі за умови її нагрівання до відповідної цим розрахункам температури, необхідної для кипіння і пароутворення.

В геотермальній енергетиці таке нагрівання могло б відбуватись від нагрітого природним шляхом геотермального флюїду в теплообмінному обладнанні. На жаль, в жодному родовищі України геотермальний флюїд не є парою, а лише водою, причому в більшості з температурою, що не перевищує 100 °С, і не здатний забезпечити необхідних параметрів для пароутворення, навіть якщо вона дещо вища за температуру кипіння. Світова наука і практика, в тому числі українська, знайшли вихід із такого становища [2]. Знайдені такі рідини, температура кипіння яких значно нижча за температуру геотермального теплоносія. Ними виявилась достатньо велика кількість як чистих газів, так і суміші деяких з них, агрегатний стан яких за кімнатної температури являє рідину, а кипіння відбувається в діапазоні від 35 до 70 °С [3]. Таким робочим тілам присвоїли аббревіатуру НРТ – низькокиплячі робочі тіла. В більшості ці гази є вуглеводнями [4]. Якщо таким тілом заповнити контур турбінної установки і довести його температуру до кипіння з високими параметрами пари, турбіна почне працювати в штатному режимі. Джерелом тепло-

ти для таких установок може бути і геотермальний флюїд.

Процеси і системи геотермальної електрогенерації на НРТ

В даній роботі, із відомих, вибраний газ із найнижчою температурою кипіння – 35.7 °С, і найкращими термодинамічними показниками, це н-пентан. Фреонові НРТ, що мають ще нижчу температуру кипіння, але за іншими термодинамічними параметрами поступаються н-пентану, не розглядаються. Узагальнена схема турбінної електрогенеруючої установки на НРТ має такий вигляд (рис.1). Принцип її дії у варіанті циклу Ренкіна є загальновідомим і не потребує пояснень.

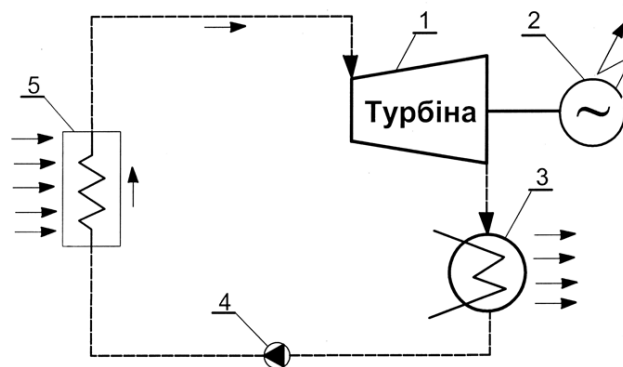


Рис.1. Узагальнена схема турбінного контура електростанції на НРТ:

- 1 – турбіна; 2 – електрогенератор;**
- 3 – конденсатор з відводом тепла;**
- 4 – живильний насос;**
- 5 – теплообмінник-парогенератор.**

При використанні такого контура в геотермальній енергетиці з нагріванням і випаровуванням НРТ геотермальною теплою ця схема залишається незмінною (рис. 2), тільки парогенератором виступає геотермальний теплообмінник-утилізатор (далі – теплообмінник ГЦС), в другому контурі якого створюються умови, що дозволяють максимально ефективно передавати теплоту від геотермального флюїду робочому тілу, яке із стиснутої насосом рідини перетворюється у перегріту пару високого тиску. Це відбувається

завдяки тому, що температура геотермальної води, в залежності від родовища, в 2...3, а то і в більше разів, перевищує температуру кипіння НРТ при вибраному початковому тиску.

У випадку, якщо геотермальний флюїд ще й містить у собі розчинений природний газ, постає завдання його вилучення з води до того, як вона надійде у теплообмінник. Для цього необхідно включити в схему спеціальний сепаратор, будова якого розроблена і запатентована автором [5], а також газопоршневий двигун внутрішнього згоряння (ГПД) і додатковий електрогенератор, що приводиться в дію цим двигуном. Тепер процеси в установці протікають таким чином: газовмісна термальна вода, піднята із свердловини 1 (рис. 3) видобувним насосом 2, надходить під певним тиском у сепаратор 3, де під дією відцентрових сил і гравітації на воду та вільного розширення і витяжного насоса на газ, останній відділяється від води, яка надходить у теплообмінник 13, де віддає теплоту робочому тілу турбінного контура. Вилучений і накопичений в газгольдері та висушений в системі підготовки 4 газ, подається у ГПД, який приводить у дію електрогенератор, що незалежно від генератора з

турбінним приводом також виробляє електричну енергію, після чого викидається у атмосферу вже у вигляді відпрацьованих (далі – вихлопних) газів. Таким чином, із термального флюїду корисно використані усі його складові, причому усі складові використані для генерації тільки електричної енергії. (При реальному створенні такої електрогенеруючої установки в схемі може бути тільки один генератор, що приводиться в дію одночасно турбіною і ГПД, співвісно сполученими з генератором та обладнаними системою синхронізації частоти обертання, що не входить у розгляд в даній статті). На жаль, у такої схеми є істотний недолік: великі обсяги вихлопних газів ГПД викидаються в атмосферу у вигляді скидної теплоти з температурою, близькою до 500 °С. Як можна використати і цей тепловий потенціал?

Наявність в схемі турбінного контура дозволяє це зробити ефективно, до того ж з відчутним збільшенням к.к.д. самого турбінного контура та збільшенням обсягів виробленої з його допомогою електричної енергії. Це досягається використанням теплоти вихлопних газів для додаткового підігріву термальної води або перегріву пари робочого тіла турбіни.

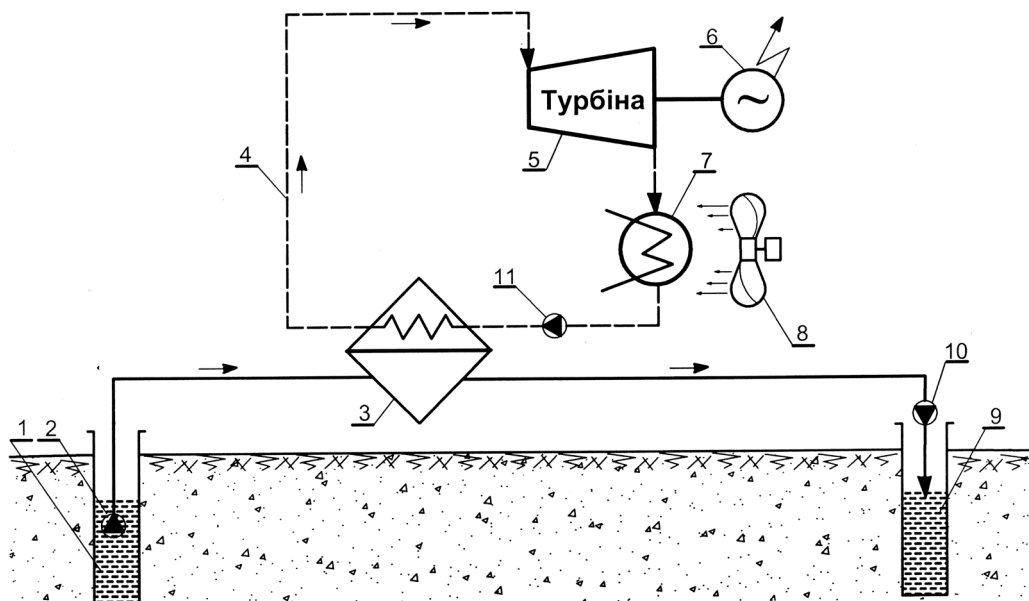


Рис. 2. Узагальнена технологічна схема паротурбінної електрогенеруючої установки на геотермальній циркуляційній системі.

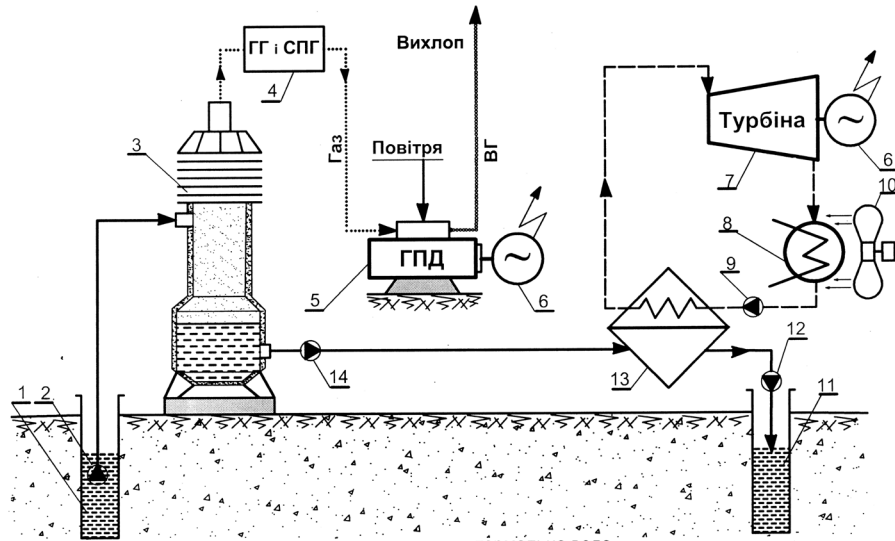


Рис. 3. Схема комбінованої електрогенеруючої установки на ГЭС, теплоносій якої насичений природним газом, з вихлопом ГПД у атмосферу.

Використати потенціал вихлопних газів можна двома способами:

1. Пропускати їх через ще один теплообмінник, вторинний контур якого включений між сепаратором і теплообмінником ГЭС. Тобто, вихлопні гази догрівають термальну воду до більшвисокої температури. Така схема зображена на рис. 4.

2. Пропускати вихлопні гази через той же додатковий теплообмінник, але його вторинний контур включити безпосередньо в турбінний контур за виходом робочого тіла із теплообмінника ГЭС. Тобто, використати як класичний пароперегрівач, що часто використовується у пароводяних турбінних схемах. Така схема зображена на рис. 5.

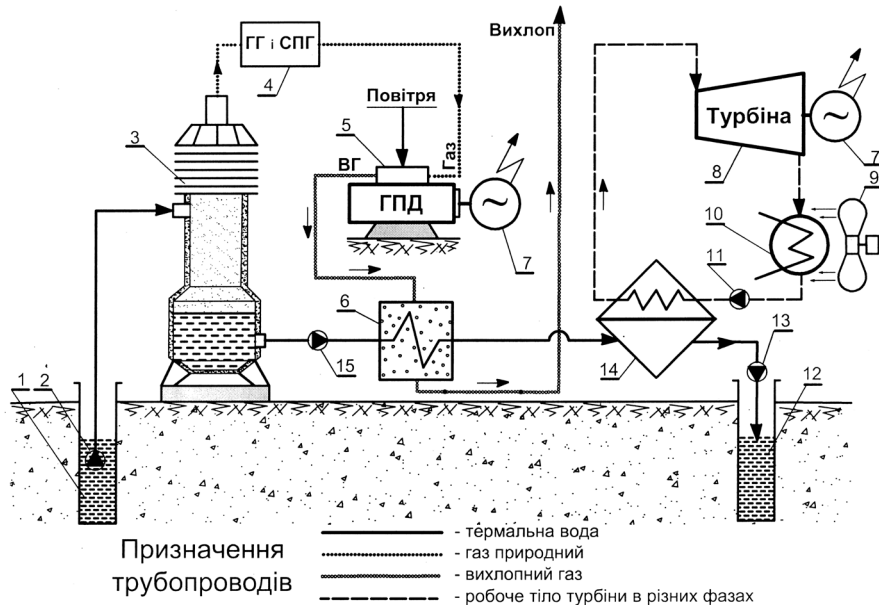


Рис. 4. Схема комбінованої електрогенеруючої установки з передачею скидної теплоти ГПД в теплообмінник ГЭС.

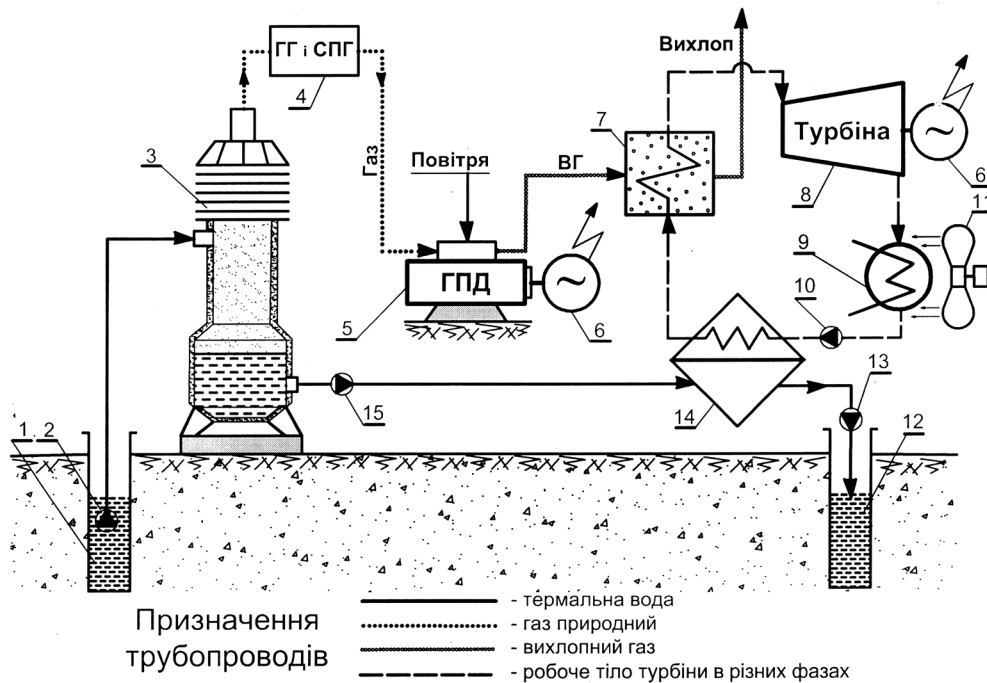


Рис. 5. Схема комбінованої електрогенеруючої установки з передачею скидної теплоти ГПД безпосередньо в робочий контур турбіни.

При цьому, в обох випадках теплова потужність, яка передається від вихлопних газів, є однаковою і визначається за класичною формулою

$$Q_{\text{вг.}} = G_{\text{вг.}} \cdot C_{p_{\text{вг.}}} \cdot (t_{\text{вг.вх.}} - t_{\text{вг.вих.}}) \cdot \eta_{\text{то}}, \quad (1)$$

де:

- $Q_{\text{вг.}}$ – теплова потужність вихлопних газів, кДж/кг · К;
- $G_{\text{вг.}}$ – витрати вихлопних газів на підігрів теплоносія, кг/сек;
- $C_{p_{\text{вг.}}}$ – теплоємність вихлопних газів при середній температурі, 550 °С, кДж/кг · К;
- $t_{\text{вг.вх.}}$ – температура вихлопних газів на вході в теплообмінник;
- $t_{\text{вг.вих.}}$ – температура вихлопних газів на виході з теплообмінника, К;
- $\eta_{\text{то}}$ – к.к.д. теплообмінника-утилізатора,

але точка прикладання цієї потужності різна: у першому способі вона використовується в ГЦС для додаткового підігрівання геотермальної води; в другому — на перегрів безпосередньо робочого тіла. В цьому разі ефективність тепломасообміну вихлопних газів з робочим тілом турбіни значно вища, оскільки в першому випадку термальна вода з первинного контура

теплообмінника ГЦС спочатку передає теплоту проміжному теплоносію, наприклад воді, у вторинному контурі, а вже вторинний контур передає робочому тілу, яке на цій ділянці знаходиться частково в рідкому стані, а частково в стані пари. У другому ж випадку вихлопні гази передають теплоту безпосередньо робочому тілу в турбінному контурі, причому вже у стані пари перед входом у турбіну. При цьому кількість переданої теплоти більша завдяки більшій різниці температур – виразу в дужках формули (1), та сприятливішому значенню виразу $G_{\text{вг.}} \cdot C_{p_{\text{вг.}}}$ перед дужками і, навіть, вищому к.к.д. додаткового теплообмінника, порівняно з геотермальним.

Для вибору найбільш доцільної схеми і, відповідно, найбільш ефективного методу, необхідно визначити початкові умови і показники та виконати порівняльний термодинамічний аналіз усіх 3-х розглянутих варіантів на предмет енергетичної ефективності кінцевого результату.

1. Вихідні дані, отримані з геологічних матеріалів:

- Об'єкт – свердловина № 2 на Бухалівському

піднятті Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області;

- Параметри свердловини: термоводоносні горизонти 4950 і 5040 м, температура термальної води 120 °С, газовий фактор води відповідно 5,20 і 0,54, дебет кожного з горизонтів 523,2 м³/доб., тиск в точці забору води із свердловини – 10 бар;

- Сумарний дебіт води 523,2 м³/доб. · 2 = 1046,4 м³/доб.;

- Сумарний газовий фактор 5,20 м³/м³ + 0,54 м³/м³ = 5,74 м³/м³;

- Добовий дебіт газу 1046,4 м³/доб. · 5,74 м³/м³ = 6006,4 м³/доб.;

- З урахуванням вмісту горючих складових у природному газі 94,12 % дійсна кількість газу буде 5653,2 м³/доб. або **235,6 м³/год**;

- З урахуванням, що щільність води при температурі 120 °С і тиску 10 бар дорівнює 943 кг/м³, отримаємо 1046,4 м³/доб. · 943 кг/м³ = 989755,2 кг/доб. = 41114,8 кг/год. = **11,4 кг/сек**;

- Коефіцієнт корисної дії електрогенератора = 0,96.

2. Вибір обладнання.

Критерієм для вибору газопоршневого двигуна (ГПД) є годинне споживання ним газу, яке в свою чергу визначається надходженням його з термальної води, що в даному прикладі дорівнює **235,6 м³/год**. За даними каталогу енергетичного устаткування «Турбіни і дизелі» та проспекту АО «Первомайськдизельмаш» під такий параметр підходять, наприклад, наступні ГПД (табл. 1):

Таблиця 1. Перелік ГПД за параметрами, близькими до необхідних

№№ п/п	Фірма	Модель	Потужність, кВт	Витрати газу на ГПД: м ³ на год /відпр.газу, кг/год	Температура відпрацьованого газу, °С
1	Cuascor	SFGLD480	838	233,5	445
2	Первомайськ-дизельмаш	ДВГА-315	315	84/1840	550
3	- « -	ДВГА-630	630	167/3651	550

Найбільш відповідним цьому є двигун поз. 1 компанії Cuascor (Іспанія) моделі SFGLD480 потужністю 838 кВт при температурі вихлопних газів 445 °С з різницею необхідного для споживання і наявного у воді газу усього +2.1 м³ на годину. Але з огляду на можливі організаційні перешкоди та на вартість, доцільніше використовувати вітчизняне обладнання. В представленій добірці серед вітчизняних зразків такого одиничного агрегату немає, хоча в сумі обидва наявних двигуна поз. 2 і поз. 3

відповідають поставленим умовам:

- Потужність двигуна ДВГА-315 = 315 кВт;

- Потужність двигуна ДВГА-630 = 630 кВт

Разом = 945 кВт

І хоча їх сумарне споживання газу є дещо більшим (251 м³/год), вони в парі зможуть працювати в ненапруженому режимі зі спожи-

ванням 235,6 м³/год. Тим більше, що при тій же кількості спожитого газу два українських двигуна розвивають на 107 кВт більшу потужність ніж SFGLD 480. Тому на схемах вони зображені як один двигун, але усі розрахунки ведуться по схемі двох двигунів.

3. Умови здійснення тепломасообмінних процесів за варіантами.

Перший варіант (рис. 3)

Термальна вода, після сепарації з неї газу, проходить через геотермальний теплообмінник і віддає теплоту другому контуру для нагрівання і випаровування n-пентану. Вилучений природний газ подається в систему живлення привідного газопоршневого двигуна (ГПД) і у вигляді вихлопних газів з температурою 550 °С викидається у атмосферу.

Другий варіант (рис. 4)

Термальна вода, після сепарації з неї газу, спочатку проходить через додатковий теплообмінник, встановлений в контурі геотермального теплоносія, у якому догрівається відпрацьованими газами ГПД до більш високої температури, потім через первинний контур вже геотермального теплообмінника, де віддає теплоту для нагрівання і випаровування н-пентану.

Третій варіант (рис. 5)

Термальна вода і вилучений газ проходять такий же шлях як і в першому варіанті, а відпрацьовані гази подаються в додатковий, як у другому варіанті, теплообмінник, але встановлений в розриві турбінного тракту на виході з другого контура термального теплообмінника, і в ньому відбувається перегрів пари вже раніше випарованого н-пентану. При цьому, відпрацьовані гази, що мають температуру 550 °С, попередньо охолоджуються у спеціальному змішувачі, до температури 280 °С, що не перевищує температуру самозаймання пентану (287 °С) одним з двох варіантів. Перший – розбавленням атмосферним повітрям в кількості 2,3 кг/сек, другий – рециркуляцією відпрацьованих вихлопних газів після їх виходу з перегрівача 10 рис. 5 в кількості 2,97 кг/сек. (Розрахунки не наводяться).

Аналіз термодинамічних показників процесу

Розрахунки внутрішніх термодинамічних параметрів турбінного процесу отримані за допомогою стандартної діаграми станів н-пентану в залежності від тиску і температури на комп'ютері за програмою Інституту технічної теплофізики НАН України і за участю спів-робітників докт. техн. наук Білеки Б.Д. і Кабкова В.Я. у вигляді табличних результатів (за браком місця не наводяться) та відповідних їм діаграм термодинамічних циклів Ренкіна (рис. 6, 7, 8).

1. Термодинамічні розрахунки

Теплова потужність, отримана від термальної води

В усіх варіантах схеми теплова потужність, віддана в контур н-пентану безпосередньо термальною водою через геотермальний теплообмінник, визначається за відомою формулою:

$$Q_{mv} = G_{mv} \cdot C_{p_{mv}} \cdot (t_{mv,ex} - t_{mv,inx}) \cdot \eta_{util} \quad (2)$$

де:

Q_{mv} – теплова потужність, віддана термальною водою тракту НРТ, кДж/кг · К;

G_{mv} – витрати термальної води, кг/с;

$C_{p_{mv}}$ – теплоємність термальної води на вході в геотермальний теплообмінник, кДж/кг К.;

$t_{mv,ex}$ – температура термальної води на вході в геотермальний теплообмінник, К;

$t_{mv,inx}$ – температура термальної води на виході з геотермального теплообмінника, К;

η_{util} – к.к.д. теплообмінника-утилізатора (міжконтурний тепломасообмін),

і складає

$$Q_{mv} = 11,4 \text{ кг/сек} \cdot 4,292 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К} \cdot (393 \text{ К} - 326 \text{ К}) \cdot 0,9 = 3278,23 \text{ кДж/сек.}$$

Для першого і третього з варіантів така потужність і залишається в подальших розрахунках. У другому з варіантів до цієї потужності додається потужність, отримана геотермальним теплообмінником від відпрацьованих газів, що визначається наступним розрахунком.

Згідно з паспортними даними, двигуни, вибрані для даної схеми, виділяють відпрацьованих (вихлопних) газів:

По двигуну ДВГА-315: 2180 кг/год = 0,61 кг/сек;

По двигуну ДВГА-630: 4160 кг/год = 1,15 кг/сек;

Разом по 2-м двигунам: = 1,76 кг/сек

Теплова потужність, яку можна отримати від відпрацьованих газів (Q_{gz}), становить:

При віддачі в геотермальний теплообмінник (другий варіант) за формулою (2):

$$Q_{gz} = 1,76 \text{ кг/сек} \cdot 1 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К} \cdot (823 \text{ К} - 405 \text{ К}) \cdot 0,9 = 662,11 \text{ кДж/сек.}$$

При віддачі в теплообмінник пентанового контура (третій варіант) за тією ж формулою

$$Q_{gz} = 1,76 \text{ кг/сек} \cdot 1 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К} \cdot (823 \text{ К} - 365 \text{ К}) \cdot 0,9 = 725,47 \text{ кДж/сек.}$$

Таким чином, **сумарна потужність**, яку отримує турбінний контур на НРТ, як від термальної води, так і від вихлопних газів, за усіма варіантами складає:

за першим варіантом: = 3278,23 кДж/сек;

за другим варіантом:

3278,23 кДж/сек + 662,11 кДж/сек = 3940,34 кДж/сек;

за третім варіантом:

3278,23 кДж/сек + 725,47 кДж/сек = 4003,7 кДж/сек,

що і використано далі в комп'ютерних розрахунках.

2. Розрахунок потужності електричної енергії, що генерується двома двигунами за рахунок спалювання газу:

По двигуну ДВГА-315:

$N_{\text{ел.}} = P_{\text{дв.}} \cdot \text{к.к.д.}_{\text{ген.}} = 315 \text{ кВт} \cdot 0,96 = 302,4 \text{ кВт};$

По двигуну ДВГА-630:

$N_{\text{ел.}} = P_{\text{дв.}} \cdot \text{к.к.д.}_{\text{ген.}} = 630 \text{ кВт} \cdot 0,96 = 604,8 \text{ кВт}$

Разом по 2-м двигунам: = 907,2 кВт

3. Розрахунок потужності електричної енергії, яку можна додатково отримати за рахунок генерації турбоелектрогенератором, турбіна якого працює на НРТ, за схемами (рис. 3, 4, 5).

З результатів обчислення внутрішніх термодинамічних показників турбінного циклу і отриманих відповідних значень корисної потужності турбіни за усіма варіантами (в підписах під рисунками 6, 7, 8), потужність електричної енергії, що генерується електрогенератором за допомогою турбіни по кожному з варіантів складає:

1-й варіант: $48,2 \text{ кВт} \cdot 0,96 = 46,272 \text{ кВт};$

2-й варіант: $103,4 \text{ кВт} \cdot 0,96 = 99,264 \text{ кВт};$

3-й варіант: $171,2 \text{ кВт} \cdot 0,96 = 164,352 \text{ кВт}.$

Таким чином, в результаті виконаних розрахунків встановлені показники, які дозволяють порівняти ефективність використання геотермальної теплоти, як додаткового джерела для генерації електричної енергії, в комбінації з теплою вихлопних газів двигуна внутрішнього згоряння, який за потужністю можна вважати основним джерелом, в залежності від точки прикладання теплоти вихлопних газів до тракту НКР турбіни:

Таблиця 2. Порівняльні показники отриманої електричної потужності

№ варіантів	Електрична потужність, отримана за допомогою ГПД, кВт	Електрична потужність, отримана від турбінного контура, кВт	Загальна електрична потужність, кВт	Додатковий приріст електричної енергії, %	
				До загального обсягу	До ГПД джерела
1	907,2	46,272	953,472	4,85	5,10
2	907,2	99,264	1006,464	9,86	10,94
3	907,2	164,352	1071,552	15,34	18,12

Результати аналізу виконаних розрахунків показали:

1. Застосування першого варіанту недоцільне через втрату теплового потенціалу вихлопних газів;

2. У другого варіанта теплота відпрацьованих газів не скидається, але ефективність її використання недостатньо висока через неефективний двоступеневий тепломасообмін між вихлопним газом з витратами 4.06...4.73 кг/сек і водою з витратами 11.4 кг/сек., яка в свою чергу випаровує робоче тіло з витратами 5.3 кг/сек. Підвищення температури термальної води в теплообміннику ГЦС на 5...7 градусів відчутно не впливає на температуру пари в турбінному контурі.

3. Третій варіант, коли безпосередньо на робоче тіло в турбінному контурі, що вже знаходиться в стані нагрітої пари, з витратами 5 кг/сек і початковою температурою 48 °С діє зовнішній теплоносій з температурою 280 °С, є найбільш раціональним для практичного застосування.

Висновки

Аналіз можливості застосовувати в Україні геотермальні технології з генерації електричної енергії з приводом електрогенераторів від турбін, що працюють на низькокиплячих робочих тілах, не тільки підтвердив таку можливість, але й показав найнагальнішу потребу їх застосування навіть на тих родовищах, вода яких не містить розчиненого газу. В Україні немає жодної такої

установки, тому для масштабної реалізації таких технологій необхідне створення пілотного дослідно-промислового зразка, базовим об'єктом якого пропонується розглянутий в статті Гадяцький варіант в Полтавській області, як достатньо перспективний для всеосяжних наукових і впроваджувальних досліджень.

Щодо можливості генерації електричної

енергії з використанням природного газу, розчиненого в термальній воді, то даними дослідженнями підтверджено, що це вже не є суто науковою проблемою і вимагає тільки конструкторських і інших інженерних рішень та проектно-кошторисних розрахунків по кожному конкретному проекту і відповідних капітальних вкладень.

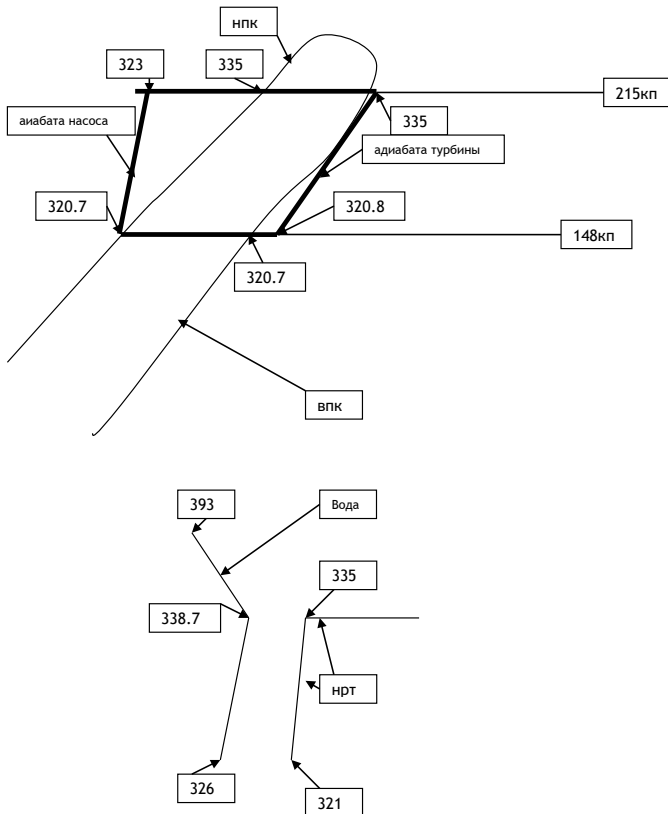


Рис. 6. Діаграма термодинамічного циклу для НРТ n-пентан при використанні термальної води в тракті гетермального теплообмінника в якості єдиного гріючого і випаровуючого середовища для тракту n-пентану, отримана за підрахунками

Потужність турбіни НРТ – 75,6 кВт
Корисна потужність турбіни – 48,2 кВт
Витрати НРТ – 5,0 кг/с

Нпк – нижня погранична крива,
Впк – верхня погранична крива.

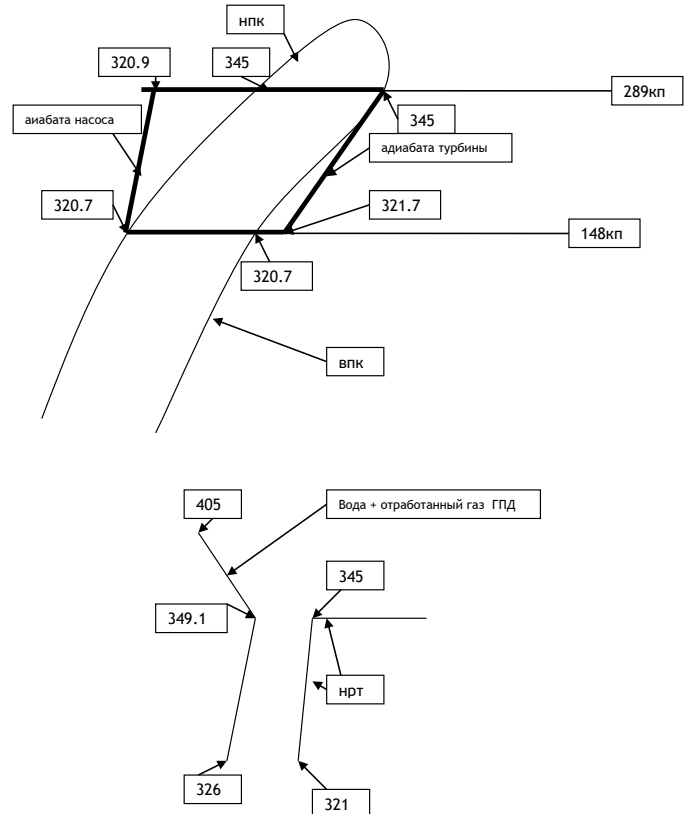


Рис. 7. Діаграма термодинамічного циклу для НРТ n-пентан при використанні термальної води, додатково підігрітої відпрацьованим газом ГПД, в якості нагрівуючого і випаровуючого середовища в тракті n-пентану, отримана за підрахунками

Потужність турбіни НРТ – 133,6 кВт
Корисна потужність турбіни – 103,4 кВт
Витрати НРТ – 5,3 кг/с

Нпк - нижня погранична крива,
Впк – верхня погранична крива.

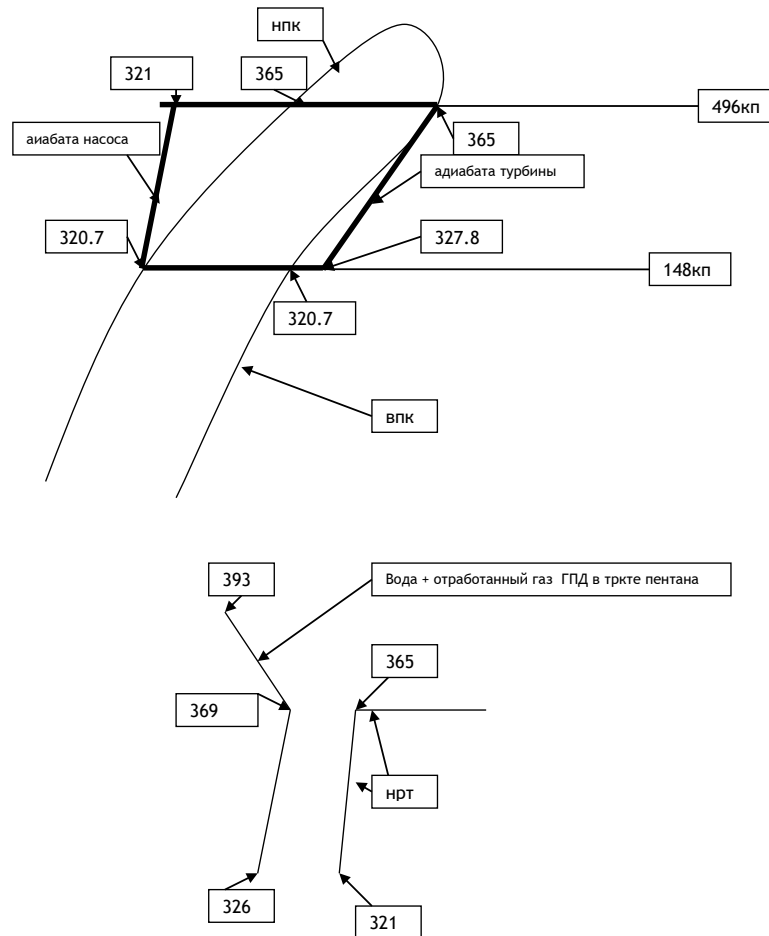


Рис. 8. Діаграма термодинамічного циклу для НРТ н-пентан при використанні термальної води в тракті геотермального теплообмінника в якості нагріваючого середовища і відпрацьованого газу ГПД в тракті н-пентану в якості випаровуючого середовища, отримана за підрахунками

**Потужність турбіни НРТ – 204,9 кВт
Корисна потужність турбіни – 171,2 кВт
Витрати НРТ – 5,3 кг/с**

**Нпк - нижня погранична крива,
Впк – верхня погранична крива.**

ЛІТЕРАТУРА

1. *Отчёт по НИР «Оценка перспектив использования геотермальных газосодержащих вод Украины для децентрализованого энерго-снабжения»*, № госрегистрации 0101и 002849, 2001, г. Киев.
2. *Долинский А.А., Клименко В.Н., Билека Б.Д., Васильев Е.П.* Применение двухконтурных паротурбинных энергоустановок на низкокипящих

рабочих телах в условиях геотермальных месторождений Украины/ *Промышленная теплотехника*, Киев, 2000, т.22, № 3, с. 30-42.
3. *Билека Б.Д.* Утилизация сбросной теплоты ГПА в энергоустановках с низкокипящими рабочими телами/Б.Билека, Е.Васильев, В.Избаш и др./*Газотурбинные технологии*, 2002.– № 5.– С.6-10.
4. *Б.Д. Билека* //*Низкокипящие вещества для*

работы в качестве рабочих тел в теплоутилизирующих энергоустановках на компрессорных станциях магистральных газопроводов//Промышленная теплотехника, Киев, 2003, № 3, с. 33-35.

5. *Кравченко І.П.* «Сепаратор для відокремлення газу від рідини», патент України на винахід № 82692, бюл. № 9 від 12.05.2008 р.

GEOTHERMAL ELECTRIC GENERATION IN LOW-GRADE CONDITIONS POTENTIAL OF GEOSYSTEM OF UKRAINE

Kravchenko I.P.

Institute of Renewable energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, vul. Chervonogvardijska, 20A, Kyiv, 02094, Ukraine

In the article by science substantiated of opportunity, expediency, and the need using decommissioned oil and gas wells and deposits for convert them into geothermal and use them in steam-turbine plants operating on low boiling working fluid to generate electricity. Showed the concrete example and a generic calculation such of electric station. In addition, the article proves the feasibility and the technical ability to generate electricity from natural gas dissolved in thermal waters most of Ukrainian deposits, confined to the deposits of hydrocarbons - oil and gas. In order to separate gas from water or petroleum it is proposed to use gas separator, designed and the patented author this article. The author also offer a specific gas deposit and a particular well for the device pilot prototype power plant operating on low boiling working fluid.

References 5, tables 2, figures 8.

Key words: geothermal energy, thermal water, heat exchanger, natural gas, gas-engine, electricity generation, low-boiling working fluid, a turbine, turbine cycle.

1. *The report on the research project "Assessment of the prospects of using of geothermal of gas-comprising waters of Ukraine for decentral electric power supply*», № state registration 0101u 002 849, 2001, Kiev;

2. *Dolinskiy A.A., Klimenko V.N., Bileka B.D., Vasilyev E.P.* Application two-circuit steam-turbine power plants with low-boiling working fluids in the conditions of geothermal deposits in Ukraine *Promyshlennaja teplotekhnika*, Kyiv, 2000, t. 22, №3, P. 30-42;

3. *Bileka B.D.* Recycling of reset-heat from gas-compressor machines into energy equipment with low-boiling working fluids, *Gasoturbinnye tekhnologii*, 2002, №5, P. 6-10;

4. *Bileka B.D.*, Low-boiling substances for using as working fluids in heat-utilizing equipment, in energy-equipments of main gas pipelines, *Promyshlennaja teplotekhnika*, Kyiv, 2003, №3, P. 33-35;

5. *Kravchenko I.P.* "The separator for separating gas from liquid", Ukraine patent for invention № 82692, bulletin №9, 12.05.2008.

Получено 30.10.2015

Received 30.10.2015