

6. *Felix Schmid*. Sewage water: interesting heat source for heat pumps and chillers / Felix Schmid – Energy-engineer FH, SwissEnergy Agency for Infrastructure Plants Gessnerallee 38a, CH-8001 Zürich, Switzerland.
7. *District heating and cooling based on large heat pumps*. Fortumfjernvarme AS. Режим доступу: [http://www.heatpumpcentre.org/en/hppactivities/hppworkshops/Oslo2013/Documents/06\\_Fortum\\_ExCo\\_Enova\\_workshop.pdf](http://www.heatpumpcentre.org/en/hppactivities/hppworkshops/Oslo2013/Documents/06_Fortum_ExCo_Enova_workshop.pdf)
8. *Geirm Eggen and Geir Vangsnes*. Heat pump for district cooling and heating at Oslo airport, Gardermoen/ Geir Eggen and Geir Vangsnes – COWI AS. PB 2564 Sentrum, N-7414 Trondheimand Oslo Lufthavn AS, EdvardMunchsvei, 2060 Gardermoen.
9. *Михайлов Е.* Батарей охладження / Михайлов Е. // Сибирский энергетик. – 2013. – № 17. Режим доступу: [http://www.vsp.ru/economic/2013/02/01/528832?call\\_context=embed](http://www.vsp.ru/economic/2013/02/01/528832?call_context=embed)
10. *Varta CHP power plant brochure*. Режим доступу: <http://fortum.com/en/energy-production/combined-heat-and-power/sweden/Documents/Download%20V%C3%A4rta%20CHP%20power%20plant%20brochure.pdf>
11. *Максимук Е.П.* К проблеме повышения величины и годовой равномерности полезной тепловой нагрузки теплоэлектростанций города Кишинева/ Максимук Е. П. // Проблемы региональной энергетики. – 2010. – № 1. – С. 61–68.
12. *Наявність у домогосподарствах товарів тривалого користування*. Статистичний збірник. Державна служба статистики. – 2015. – С. 11–14.
13. *ДСТУ-НБ В.1.1-27:2010* "Будівельна кліматологія" – К.: ДП "Уккращбудінформ", 2011. – 123с.
14. *Міський енергетичний план Києва 2012-2016*. Проект.

УДК 620.91; 624.482

**І.П.Кравченко** (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

### **Перспективи розвитку в Україні геотермальних гібридних теплотехнологій на вироблених нафтових і газових родовищах**

*В статті розглядається перспектива вторинного використання глибинних видобувних нафтових і газових свердловин на вироблених родовищах вуглеводнів з метою створення на них геотермальних енергетичних видобувних і акумулюючих установок без буріння для цього спеціальних свердловин і, відповідно, заощадження коштів на виконання цих робіт, з огляду на їх високу вартість.*

**Ключові слова:** геотермальний, родовище, свердловина, вуглеводні, нафта, газ, видобування, акумулювання, когенерація, опалення, циркуляційна система.

*В статье рассматривается перспектива вторичного использования глубинных добычных нефтяных и газовых скважин на выработанных месторождениях углеводородов с целью создания на них геотермальных энергетических добычных и аккумулирующих установок без бурения для этого специальных скважин и, соответственно, экономии финансовых средств на эти работы, исходя из их высокой стоимости.*

**Ключевые слова:** геотермальный, месторождение, скважина, углеводороды, нефть, газ, добыча, аккумулярование, когенерация, отопление, циркуляционная система.

**Вступ.** Екологічно безпечна промислова експлуатація родовищ гідрогеотерм неможлива без утилізації високомінералізованого, відпрацьованого в геотермальних енергогенеруючих установках теплоносія. Єдиним прийнятним на сьогодні в умовах України способом захоронення відпрацьованої термальної води є створення геотермальних циркуляційних систем (ГЦС) з видобувною і поглинальною свердловинами в її складі незалежно від призначення установки: для теплової чи для електричної генерації [1].

При цьому поглинальна свердловина ніякого енергетичного навантаження в ГЦС не несе, окрім забезпечення доступу до термоводоносного колектора для утилізації в ньому екологічно небажаних компонент відпрацьованої термальної води та підтримання пластового тиску на сталому рівні. Тобто вона відіграє суто технологічну роль. Але, на жаль, вартість такої свердловини становить таку ж величину, що і вартість продуктивної свердловини, чим вдвічі збільшує усі вартісні показники – як обсяги капітальних вкладень, так

і питому вартість одиниці встановленої потужності теплової чи електричної енергії. В той же час, на вироблених нафтових чи газових родовищах після їх часткового або повного закриття може скластися така ситуація, коли залишилася тільки одна кондиційна поодинокі або декілька неприйнятно віддалених одна від одної кондиційних свердловин, які за геологічними показниками приурочені до родовищ гідротерм, розташованих вище або нижче горизонтів, розроблюваних раніше за основним призначенням родовища.

Постає завдання пошуку можливостей обійти потребу другої свердловини. Наприклад, в Ісландії, де геотермальна енергетика розвинена чи не найкраще у світі, а запаси гідротерм необмежені, видобутий поодинокі свердловиною і відпрацьований у теплообміннику теплоносієм скидається в океан. В Україні такої можливості немає, тому для вирішення цієї проблеми необхідний пошук якоїсь інноваційної технології. Відомі декілька пропозицій, зокрема [2], не реалізованих на практиці через їх недостатню досконалість, коли відпрацьований теплоносієм закачується в ту ж саму свердловину, попередньо перетерпівши ряд перекачувальних маніпуляцій над собою на поверхні. Аналіз такої технології автором даної роботи показав, що її коефіцієнт корисної дії занадто низький з огляду на витрати енергії на технологічні маніпуляції і власні потреби, а також часу на відновлення теплового потенціалу призабійної зони свердловини, що робить таку технологію вкрай нерентабельною. До того ж наземне допоміжне устаткування громіздке і низькотехнологічне. При цьому такий метод направлений тільки на видобування теплоти і не передбачає ніякої можливості її акумулювання у цій же свердловині. Автором досліджені декілька можливостей іншого вирішення цієї проблеми, одна з яких, що базується на технології, наближеній до класичних методів, і розглядається в даній роботі.

Цим методом вирішується задача використання теплового потенціалу будь-яких глибинних, у тому числі і не геотермальних, наприклад, нафтових родовищ, виведених з експлуатації, але таких, що зберегли хоча б одну кондиційну свердловину, придатну для видобування геотер-

мальної теплоти, можливо з дещо нижчими температурними показниками, ніж при двосвердловинній ГЦС, але з відсутніми чи радикально меншими вартісними витратами на бурові роботи, на обладнання свердловин і на видобування. Впровадження такого методу дозволить реанімувати у новій якості вироблені нафтові і газові родовища та окремі свердловини, що виробили свій ресурс по основному продукту, на видобування геотермальної теплоти для місцевого та регіонального децентралізованого опалення і гарячого водопостачання, а при певних умовах і електрогенерації.

**Односвердловинна циркуляційна система (ОСЦС).** За визначенням, метод передбачає наявність тільки однієї, і не обов'язково спеціальної геотермальної, свердловини з єдиною вимогою до неї: мати оточуюче геологічне середовище, особливо в його нижній частині, в якому природний тепловий потенціал відповідає або переогрітому сухому чи паровому, притаманному тріщинуватим структурам, середовищу, або подібний традиційним термоводоносним середовищам навколо нафто- чи газовидобувних свердловин, і який відповідає прийнятій шкалі природних глибинних температур. Метод передбачає, що забір гарячого теплоносія здійснюється не зверху стовпа води у свердловині, як у традиційній ГЦС, а знизу, де температура максимальна, а повернення відпрацьованого теплоносія здійснюється у верхню частину свердловини і піддається поступовому нагріванню від природної теплоти середовища при його примусовому русі донизу (рис. 1).

Видобування здійснюється через додаткову трубу, коаксіально розташовану зверху до низу свердловини, утворюючи з нею U-подібну систему, і не потужним занурюваним насосом, що спускається до рівня динамічного пониження у свердловині, а малопотужним циркуляційним насосом на поверхні. При циркуляції в такій ізолюваній зверху системі стовп однієї і тієї ж води рухається в міжтрубному просторі донизу, а в центральній трубі – догори, урівноважуючи один одного і без подолання опору гірських порід, неминучого у класичній ГЦС (рис. 2).

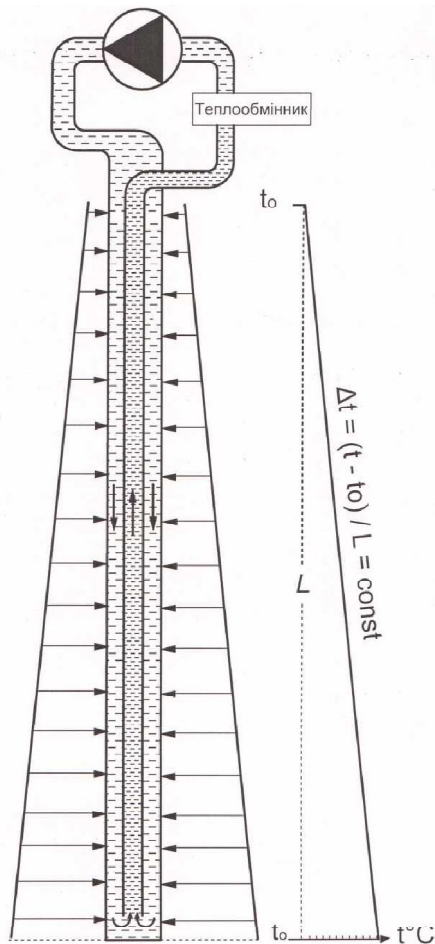


Рис. 1. Схема теплових потоків в ОСЦС та її теплообмін з оточуючим середовищем в режимі видобування.

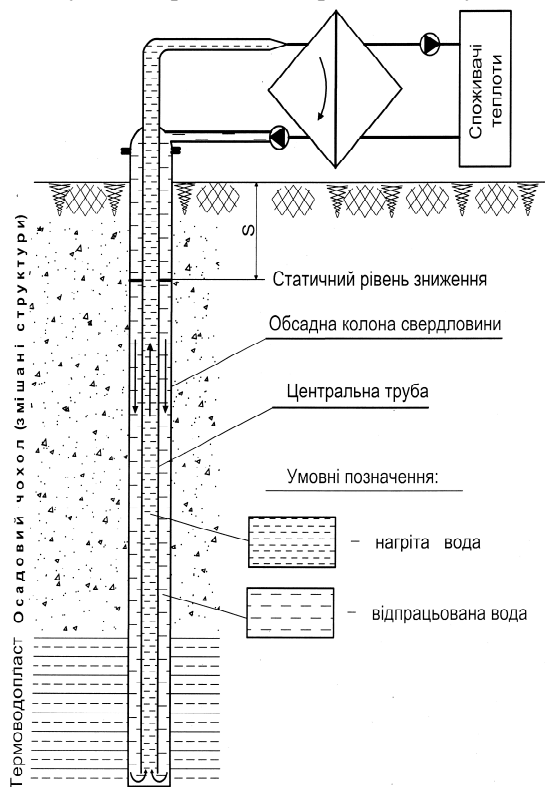


Рис. 2. Схема організації односвердловинного геотермального теплопункту при видобуванні геотермальної теплоти.

Таким чином досягається можливість видобування геотермальної енергії безперервним методом тільки з однієї окремо взятої свердловини без витрат на буріння поглинальної свердловини, відпадає необхідність придбання і енерговитратної експлуатації потужних видобувного і нагнітального насосів. Циркуляційний насос при даному способі потрібен малопотужний, оскільки він здійснює циркуляцію по U-подібній системі, опір якої практично дорівнює тільки опору, створеному тертям води об стінки труб.

Така система видобування геотермальної теплоти для потреб опалення і гарячого водопостачання може бути використана в осінньо-зимовий період. Решту часу, коли системи опалення не працюють, видобування теплоти не відбувається, і вся підземна система протягом 180 днів відновлює свої теплові параметри природним шляхом.

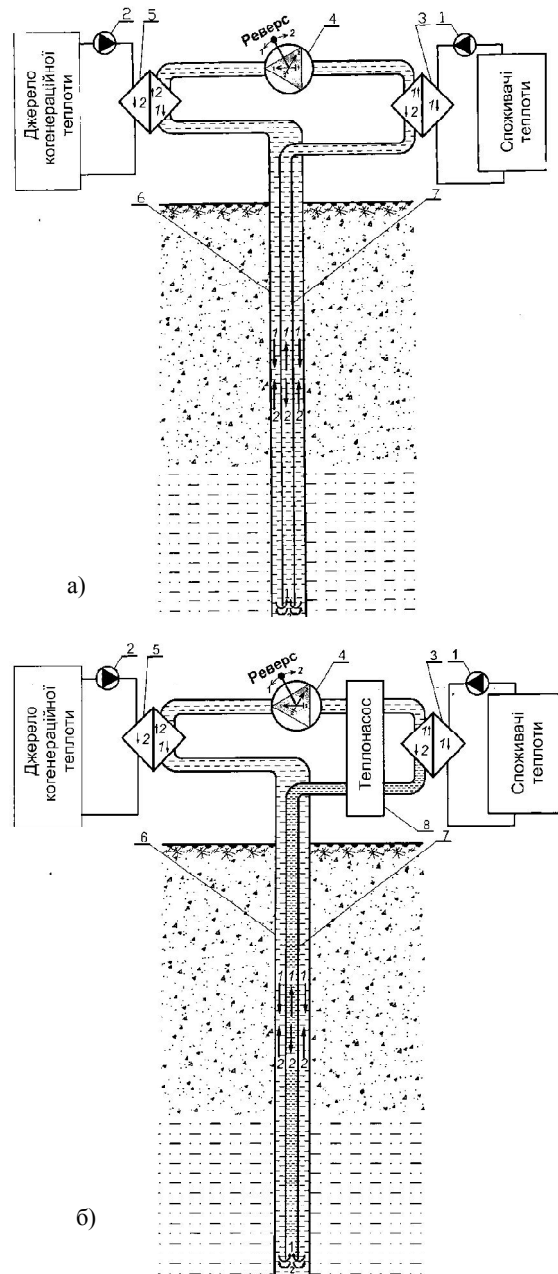
**Гібридний метод використання поодиноких видобувних свердловин.** Як уже було сказано, найбільшою проблемою для створення промислів з видобування рідких і газоподібних копалин є велика трудомісткість і висока вартість виконання бурових робіт. Найперше – це безпосередньо буріння, на додаток – облаштування свердловин проміжними і обсадними колонами і, нарешті, облаштування потужною технікою та арматурою для неї. Середня вартість свердловини глибиною 3-3,5 тис. м сягає 1,5-2,5 мільйонів американських доларів. За 20-30 років експлуатації свердловина окупається, але, незважаючи на подальшу долю родовища, вона разом з колонами назавжди залишається в землі, зберігаючи свою первинну вартість, використати яку неможливо.

Дане дослідження направлене на пошук хоча би часткової можливості використати такий матеріальний ресурс у корисних цілях для потреб енергетики. Причому за допомогою методів і процесів відновлюваної енергетики. В його основу покладене дослідження можливості гібридного використання поодиноких глибинних, тобто геотермальних або нафто- чи газовидобувних, свердловин у весняно-літній період для підземного акумулювання когенераційної теплоти від потужного інженерного або енергетичного обладнання (наприклад, від компресорної дожимної установки на газовому родовищі, газоперекачувальної станції, іншого газотурбінного чи порш-

невого двигуна) або від відновлюваних джерел теплової енергії (наприклад, від сонячних колекторів), а в зимовий період – для видобування як цієї, акумульованої у свердловині теплоти, так і природної геотермальної теплоти, присутньої у навколосвердловинному середовищі [3, 4]. При цьому видобування відбувається саме односвердловинним способом за допомогою стандартного теплообмінного обладнання, а сам процес видобування здійснюється без занурюваного видобувного та поглинального насосів з використанням тільки одного, причому значно менш потужного, циркуляційного насоса і U-подібної внутрішньосвердловинної циркуляційної системи.

Здійснення цього методу може бути таким: у вибраній поодинокій свердловині обладнується ОСЦС так, як це показано вище, додатково вертикальною трубою меншого за обсадну трубу діаметра, розташованою концентрично відносно обсадної труби і на всю її довжину, таким чином, щоб вода могла вільно перетікати з однієї труби в другу в будь-якому напрямку через перфорацію внизу центральної труби і/або через нижній отвір у центральній трубі. На поверхні обидві труби з'єднуються між собою через ланцюжок герметично і послідовно сполученого між собою обладнання, як показано на рис. 3. Після заповнення усієї циркуляційної системи теплоносієм (водою або іншою хімічно неактивною і безпечною рідиною, наприклад, бішофітом чи іншим антифризом або його сумішшю з водою) і закриття заливних і зливних вентилів включається циркуляційний насос, який прокачує теплоносій (далі – вода) по простору між центральною трубою і стінкою обсадної колони в напрямку в залежності від циклу "акумулювання" чи "видобування". При видобуванні вода прокачується вниз, що на рисунку позначено цифрою 1, і, нагрівшись до температури, максимально можливої внизу свердловини, надходить у центральну трубу та піднімається по ній догори, віддаючи геотермальному теплообміннику накопичену теплоту. В режимі "акумулювання" реверсивний циркуляційний насос переводиться на прокачування рідини в протилежному напрямку, і вода, нагріта когенераційним джерелом (наприклад, сонячною батареєю) через когенераційний теплообмінник проходить по центральній трубі шлях згори донизу,

що показано цифрою 2, і переходить у міжтрубний простір, віддаючи при цьому накопичену когенераційну теплоту оточуючому свердловині середовищу, яке її акумулює для використання в наступному періоді "осінь-зима" разом із природною геотермальною теплотою, наявною в ньому.



**Рис. 3. Схема гібридної теплоенергетичної установки:**  
 а) без поверхневого теплонасоса; б) з поверхневим піковим теплонасосом: 1 – циркуляційний насос мережі опалення та гарячого водопостачання; 2 – циркуляційний насос вторинного контуру когенераційного теплообмінника; 3 – геотермальний теплообмінник; 4 – реверсивний циркуляційний насос U-подібної внутрішньосвердловинної циркуляційної системи; 5 – когенераційний теплообмінник; 6 – обсадна труба свердловини; 7 – центральна труба U-подібної внутрішньосвердловинної циркуляційної системи; 8 – піковий водо-водяний тепловий насос.

У разі, якщо за параметрами акумулятора або конкретного родовища його тепловий потенціал вичерпується раніше передбаченого терміну і теплоносії знижує встановлені параметри, або є необхідність постійної утилізації скидної теплоти, когенераційна частина схеми може функціонувати безперервно або періодично протягом усього року. На випадок аварійних або інших непередбачених обставин у розрив видобувного потоку системи включається піковий водоводяний тепловий насос 8.

Таким чином, цей гібридний метод дозволяє шляхом циркуляції одного і того ж рідкого теплоносія у внутрішньосвердловинній U-подібній циркуляційній системі протягом опалювального сезону видобувати як геотермальну, так і раніше акумуляовану когенераційну теплоту з поодинокі свердловини без вилучення первинного геотермального теплоносія на поверхню і, відповідно, без необхідності його утилізації через поглинальну свердловину.

**Вироблені вуглеводневі родовища як регіональні теплові макроакумулятори.** Після закінчення опалювального періоду (для України це з 16-го квітня) видобування теплоти припиняється і починається природне відновлення теплового потенціалу середовища навколо свердловини; крім того, установка на 180 діб переключається на режим акумуляування когенераційної теплоти. Для цього регулятором реверсу насос 4 переводиться в положення 2, електричне живлення з насоса 1 знімається, а на насос 2 подається. Первинний контур когенераційного теплообмінника підключається до джерела теплоти і процес акумуляції запускається, в результаті чого когенераційна теплота в теплообміннику 5 на поверхні нагріває воду, яка по центральній трубі надходить до низу свердловини і, піднімаючись догори по міжтрубному простору, передає теплоту оточуючому свердловині середовищу через стінку обсадної труби, компенсуючи зимові витрати середовища та акумуляуючи в ньому додаткову теплоту. Причому температура теплоносія, нагрітого від когенераційного джерела, яка визначається тільки параметрами цього джерела, може бути значно вищою, ніж максимальна природна температура у свердловині, що підвищує кінце-

вий енергетичний і акумуляційний ефект та коефіцієнт корисної дії всієї установки і отриманий від її експлуатації економічний ефект.

Метод, що пропонується, може реалізовуватись на окремо взятих поодиноких свердловинах, але більш раціональним рішенням є використання всього масиву кондиційних свердловин будь-якого виробленого родовища. Навіть у випадку, якщо родовище не містить потужних гідротерм. Важливим є тільки прийнятний температурний режим глибинного середовища навколо свердловин. При цьому важливою є обставина, що всі свердловини на всіх промислах централізовано зв'язані з їх технологічними вузлами збору і первинної переробки нафти чи газу мережею трубопроводів, які при даному методі можуть при акумуляуванні забезпечити централізацію подачі когенераційної теплоти від одного центрального теплового пункту у вибрані або навіть у всі свердловини одночасно, а при видобуванні теплоти також централізовано і також одночасно по цим же трубам відбирати її від усіх свердловин на центральний тепловий пункт для подачі користувачам.

В Україні мають місце родовища, на яких масиви діючих і вироблених свердловин настільки потужні, що їхній видобувний і теплоакумуляційний потенціал не може бути невикористаним з економічної точки зору. В основному такі потужні масиви свердловин з геологічних причин, які тут не розглядаються, більше притаманні газовим і газоконденсатним родовищам. Прикладами таких родовищ в Україні є Машівське, Солохівське, Свиридівське, Щербелинське, Дробішевецьке, Євгенівське і багато інших.

Прикладом родовища для демонстрації можливої реалізації такого проекту наводиться Машівський газово-газоконденсатний промисел, як найбільш досліджений особисто автором.

**Машівське газоконденсатне родовище як перспективний зразок нового класу відновлюваних джерел енергії.** Машівський газовидобувний промисел, ситуаційний план якого зображений на рис. 4, розташований на відстані 25 км на схід від міста Полтава. Родовище експлуатується близько 40 років, більшість свердловин практично виснажені, залишкові запаси газу не перевищують 10 млрд м<sup>3</sup>, добовий дебіт вуглеводнів

становить не більше 1 млн м<sup>3</sup> газу і 10 тонн конденсату. Середній тиск на гирлах більшості свердловин не перевищує 20 бар. Глибинна характеристика родовища за даними основних діючих свердловин, яка аксіоматично свідчить про високий температурний потенціал на їх глибині, наведена в таблиці 1.

Промисел і всі його технологічні та переробні підприємства (цех стабілізації конденсату, дожимна компресорна станція, 2 установки комплексної підготовки газу (Машівська і Східно-Машівська), станція заправки цистерн газоконденсатом та ін.) розташовані безпосередньо на родовищі і сумарно споживають 3,68 МВт електричної потужності. Крім того, безпосередньо в межах промислу функціонують енергоємні агропромислові підприємства, найпотужніші з яких:

1. Радгосп "Світанок". Споживана електрична потужність 630 кВт.

2. Консервний завод у селищі Кошманівка. Споживана потужність 1000 кВт.

Отже, сумарне електричне навантаження в зоні родовища без урахування комунального і приватного секторів становить близько 5 МВт. Цей показник демонструє як наявність потенційних інженерних джерел когенераційної теплоти (навіть без урахування можливостей сонячних колекторів), акумулювання якої може забезпечити опалювальним теплом і гарячим водопостачанням споживачів, так і наявність самих цих споживачів, у тому числі прилеглих населених пунктів, теплове і навіть електричне навантаження яких може бути покрите від іншого, ніж тепер, джерела. Таким джерелом можуть стати гібридні теплова і навіть електрична станції, що живляться комплексною, природною геотермальною та акумульованою теплою.

Таблиця 1. Глибини основних діючих свердловин Машівського газоконденсатного родовища

№ св.	21	24	40	51	52	53	101	103	104
Глибина, м	4022	4056	4170	4300	4226	4178	4156	3915	4015
№ св.	105	106	107	108	110	111	114	115	117
Глибина, м	3926	3823	3900	4135	3970	4070	4200	4220	4157

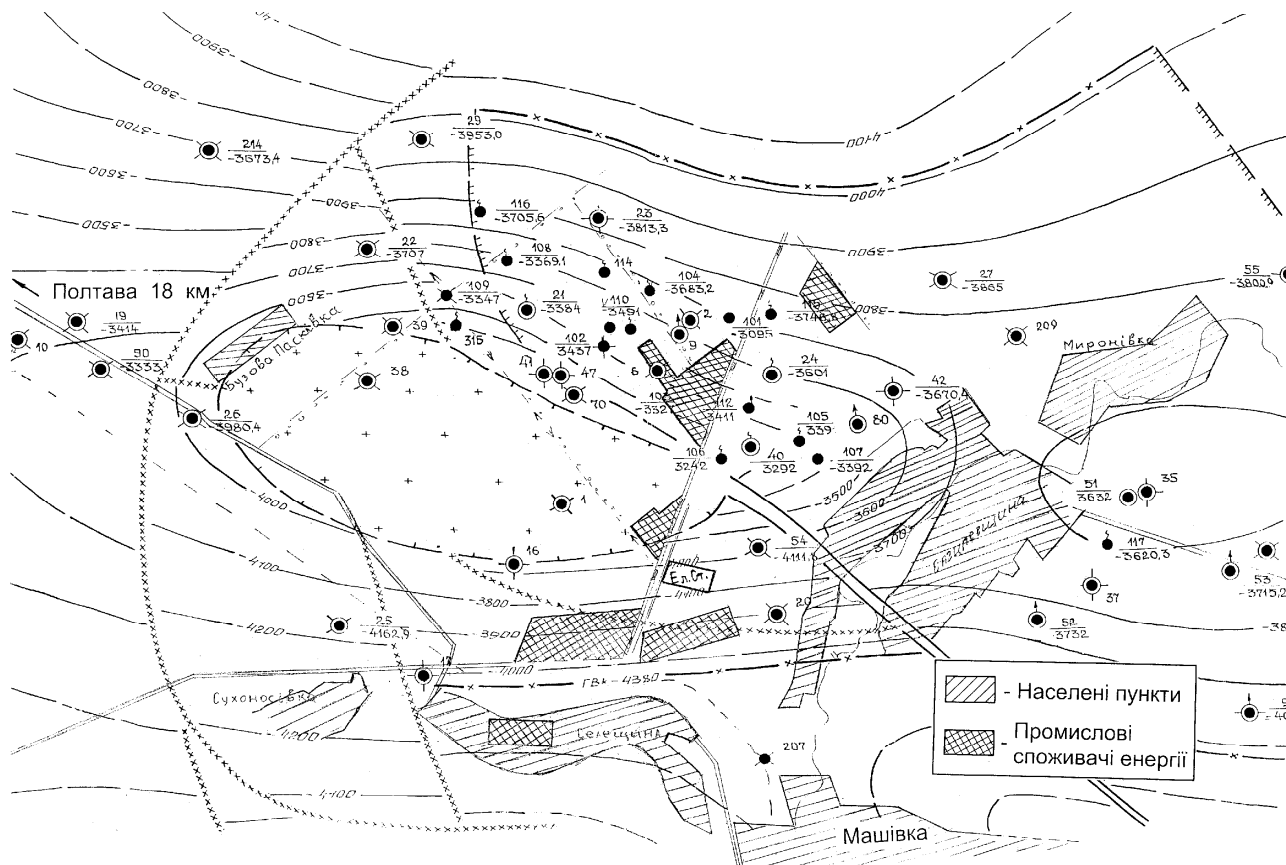


Рис. 4. Ситуаційний план розташування Машівського газоконденсатного родовища.

**Висновки.** В межах території України виділяється 4 нафтогазоносних провінції: Дніпровсько-Прип'ятська, Балтійско-Предобруджська, Карпатська та Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангизшакська. В даний час в Україні у промисловій розробці знаходиться більше 250 нафтових і газових родовищ. Усі родовища покриті мережею свердловин різного призначення. Наприклад, тільки у 4-х цехах Прилуцького НГВУ Чернігівської області нараховується більше 20-ти газових і нафтових родовищ загальним фондом 780 свердловин. Щорічно певна кількість не тільки окремих свердловин, а й цілих родовищ виводиться з експлуатації через виробленість покладів. Глибока наукова і конструкторсько-технологічна розробка даної технології використання такого

матеріального ресурсу в змозі привести до практичного створення нового виду відновлюваних джерел енергії – макроаккумуляторів теплової енергії.

1. *Забарный Г.Н., Шурчков А.В., Барило А.А., Резакова Т.А., Шпак Я.Ф.* Геотермальное теплоснабжение посёлка Мостиска Львовской области. – НАН Украины, ИТТФ, Киев, 2003. – С. 36–37.

2. *Шурчков А.В., Соколов О.О.* Декларационный патент Украины № 38890 Эксплуатация поодиноких геотермальных свердловин. – бюл. № 4. – 2001 р.

3. *Басок Б.И., Авраменко А.О., Кужель Л.М.* Гидродинамика и теплообмен в одиночном теплообменнике типу труба в трубе системы свердловина – грунт // Промышленная теплотехника. – 2009. – Т. 31. – №1. – С. 21–27.

4. *Басок Б.И., Резакова Т.А., Коломейко Д.А., Матвеев Ю.Б.* // Когенерация в децентрализованной и возобновляемой энергетике. – Киев: ИТТФ НАН Украины, 2013. – 408 с.

УДК 621.577.4:621.311.22:697.34

**М.Ю.Швець** (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

### **Експериментальне визначення кількості скидної теплоти системи охолодження генератора ТВВ-320 №1 Київської ТЕЦ-6, що може бути використана для теплових насосів**

*Проведено експериментальне визначення кількості скидної теплоти системи охолодження генератора ТВВ-320 №1 Київської ТЕЦ-6, що може бути використана для теплопостачання за допомогою теплових насосів. Видано рекомендації з вибору потужності теплових насосів та оцінено економію палива при їх роботі.*

**Ключові слова:** ТЕЦ, тепловий насос, експериментальне дослідження, тепла енергія, коефіцієнт трансформації.

*Выполнено экспериментальное определение количества сбросной теплоты системы охлаждения генератора ТВВ-320 №1 Киевской ТЭЦ-6, которая может быть использована для теплоснабжения с помощью тепловых насосов. Выданы рекомендации по выбору мощности тепловых насосов и оценена экономия топлива при их работе.*

**Ключевые слова:** ТЭЦ, тепловой насос, экспериментальное исследование, тепловая энергия, коэффициент трансформации.

В статі [1] на прикладі ТЕЦ-6 м. Києва нами була оцінена можливість використання скидної теплоти водозворотних циклів на основі теплонасосних технологій для підігріву мережевої води. В роботах [2, 3] проведено енергетичну та економічну оптимізацію, в результаті чого було запропоновано найбільш ефективну технологічну схему включення теплових насосів (ТН) в існуючу схему Київської ТЕЦ-6 та визначено найбільш економічні режими сумісної експлуатації ТЕЦ-6 і теплових насосів, що дало можливість підвищен-

ня коефіцієнта трансформації теплових насосів. В роботах [1–3] було запропоновано встановити чотири ТН потужністю 18 МВт, при цьому використовувалась уся скидна теплота ТЕЦ-6, що потребувало значних капіталовкладень. Для обґрунтування доцільності використання ТН на ТЕЦ в якості пілотного проекту було запропоновано встановити ТН потужністю декілька МВт з мінімальними монтажними затратами та високими експлуатаційними характеристиками (коефіцієнтами трансформації). За даними критеріями