

УДК 662.997

БАСОК Б.И., РЕЗАКОВА Т.А.,
ЧАЛАЕВ Д.М.

Институт технической теплофизики НАН Украины

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ КОГЕНЕРАЦИОННЫЕ ТЕПЛОНАСОСНЫЕ СХЕМЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Розглянуто перспективні напрямки підвищення ефективності геотермальних енергоустановок шляхом створення когенераційних геотермальних станцій з використанням теплонасосних установок. Запропоновано технологічні схеми геотермальних когенераційних установок та можливі схеми включення в них теплових насосів.

Рассмотрены перспективные направления повышения эффективности геотермальных энергоустановок путем создания когенерационных геотермальных станций с использованием теплонасосных установок. Предложены технологические схемы геотермальных когенерационных установок и возможные схемы включения в них тепловых насосов.

Perspective directions of increase of efficiency of geothermal energy setting by creation of the cogenerations geothermal stations with the use of heat pump settings are considered. The technological circuits of geothermal cogenerations settings and possible circuits of including in them of thermal pumps are proposed.

c_p – удельная теплоемкость;
 G_T – расход термальной воды через испаритель;

G_g – расход нагреваемой воды;
 μ – коэффициент преобразования теплового насоса.

В последнее время в геотермальной энергетике значительный интерес представляют месторождения с газонасыщенными термальными водами. Наличие в термальной воде большого количества растворенного природного газа, основным компонентом которого является метан, обуславливает возможность применения нетрадиционной технологии использования данного вида альтернативных энергетических ресурсов. В Украине месторождения газонасыщенных термальных вод находятся в основном в нефтегазодобывающих регионах Крыма, Закарпатья и Днепроовско–Донецкой впадины [1].

Перспективным направлением повышения эффективности и конкурентоспособности геотермальных теплоустановок является создание когенерационных геотермальных станций, в т.ч. с использованием тепловых насосов [2]. Для одновременной выработки электроэнергии и теплоты возможно, к примеру, использование нескольких технологических схем (рис. 1–5). Все схемы работают по единому принципу. Геотермальный энергоноситель, состоящий из термаль-

ной воды и растворенного в ней газа, подается в сепаратор, где разделяется на две фазы: газ и воду. Газ после сепаратора дополнительно осушается и подогревается в системе подготовки газа за счет теплоты отработанных выхлопных газов в последней ступени утилизатора. Далее газ используется в электрогенерирующем агрегате, а отработанные дымовые газы направляются в утилизационный теплообменник. Очищенная от газа термальная вода поступает в теплообменник системы теплоснабжения, где охлаждается до 30...40 °С. Далее с целью более глубокого использования остаточной теплоты термальной воды непосредственно перед закачкой ее в подземный горизонт вода подается в теплонасосную установку, где охлаждается до 0...5 °С. После этого отработанная термальная вода закачивается обратно в продуктивный пласт. Схемы различаются составом оборудования. Выбор схемы определяется природными условиями месторождения, его запасами и параметрами энергоносителя: газонасыщением, составом газа, дебитом воды, температурой воды. Эти условия определяют предпо-

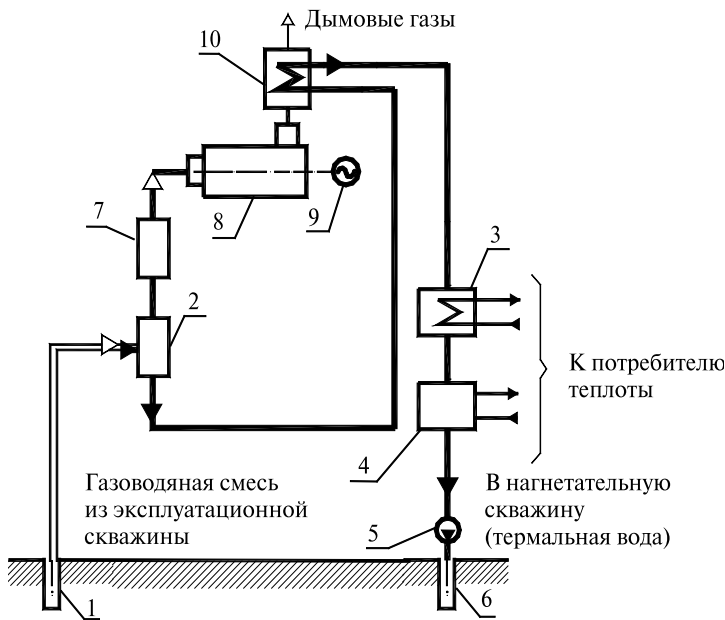


Рис. 1. Схема когенерационной геотермальной установки с газопоршневым двигателем.

1 – эксплуатационная скважина; 2 – сепаратор; 3 – теплообменник; 4 – теплонасосная установка; 5 – нагнетательный насос; 6 – нагнетательная скважина; 7 – система подготовки газа; 8 – газопоршневой двигатель; 9 – электрогенератор; 10 – утилизатор дымовых газов.

лагаемую тепловую и электрическую мощность когенерационной установки, а также технологические характеристики теплонасосного оборудования.

Для когенерационных установок небольших мощностей, например до 0,5...2 МВт, рационально использовать схему с газопоршневым двигателем [1], представленную на рис. 1. Газоводяная смесь из эксплуатационной скважины 1 поступает в сепаратор–газоотделитель 2, где происходит разделение фаз на выделенный газ и собственно термальную воду. Из сепаратора газ направляется в систему подготовки газа 7, затем – в газопоршневой двигатель 8 для выработки электроэнергии. Дымовые газы после газопоршневого двигателя направляются в утилизатор 10, где догревают термальную воду до более высокой температуры (по сравнению с начальной в скважине). Термальная вода, освобожденная от газа в сепараторе и подогретая в утилизаторе, подается в теплообменник 3 системы теплоснабжения,

где отдает свою теплоту сетевой воде. Далее, охладившись в теплообменнике, термальная вода направляется в теплонасосную установку 4, где происходит ее дальнейшее охлаждение до оптимально возможной температуры 0...5 °С, после чего при помощи насоса 5 возвращается по нагнетательной скважине 6 в продуктивный пласт.

На рис. 2 представлена схема когенерационной геотермальной установки с использованием газопоршневого двигателя и паровой турбины, работающей на низкокипящем рабочем теле. Отметим, что установки с турбинами на низкокипящем рабочем теле широко применяются в мировой практике геотермальной энергетики [3, 4, 5]. В этой схеме, как и в предыдущей, газоводяная смесь разделяется в сепараторе 2 на две фазы. Газ используется в газопоршневом двигателе 9, а выхлопные газы подаются в утилизатор 11, который в данной схеме одновременно является парогенератором низкокипящего рабочего тела. Термальная вода после сепаратора подается в теплообменник–экономайзер 3 контура низкокипящего рабочего тела, далее в теплообменник системы теплоснабжения 4 и окончательно охлаждается в теплонасосной установке 5, после чего закачивается в подземный слой.

На рис. 3 представлена схема комбинированной когенерационной установки с использованием газопоршневого двигателя и гидропаровой турбины. Эта схема используется для теплоносителя с высокими температурами термальной воды (более 120 °С) [6]. В этой схеме газ после сепаратора 2 и системы подготовки газа 9 направляется в газопоршневой двигатель 10. В утилизаторе 11 выхлопные газы нагревают теплоноситель системы теплоснабжения. Высокотемпературная термальная вода после сепаратора подается в специальную турбину 3, в которой используется кинетическая энергия “полного потока”, состоящего из термальной воды и водяного пара, образовавшегося при расширении и адиабатном вскипании. После турбины отработанная пароводяная смесь направляется в теплообменник системы теплоснабжения 5, затем в теплонасосную установку 6 для глубокого охлаждения и закачивается в подземный слой.

На рис. 4 представлена тепловая схема когенерационной геотермальной установки со специальной гидрогазопаровой турбиной.

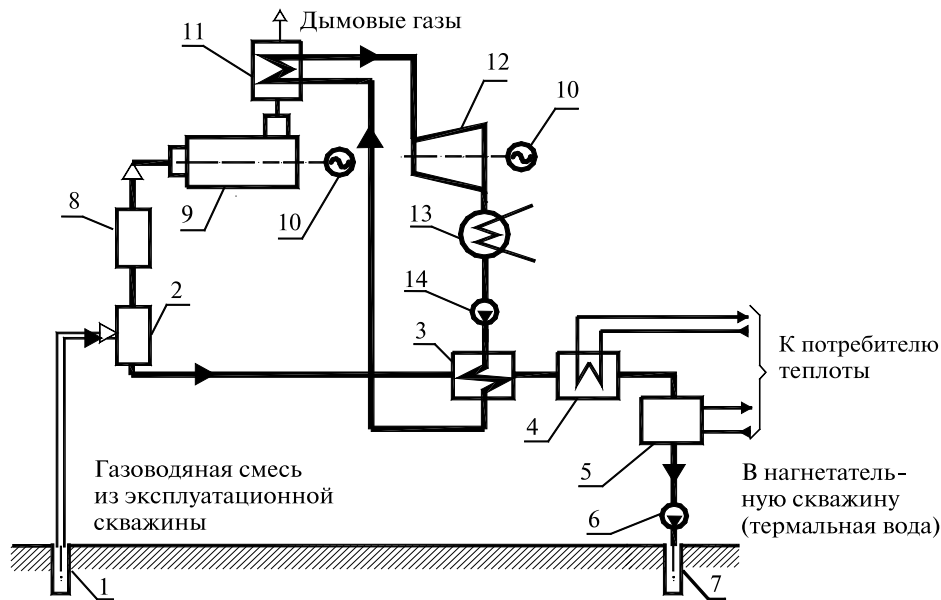


Рис. 2. Схема когенерационной геотермальной установки с бинарным циклом.

1 — эксплуатационная скважина; 2 — сепаратор; 3 — экономайзер; 4 — теплообменник; 5 — теплонасосная установка; 6 — нагнетательный насос; 7 — нагнетательная скважина; 8 — система подготовки газа; 9 — газопоршневой двигатель; 10 — электрогенератор; 11 — утилизатор дымовых газов (парогенератор низкокипящего рабочего тела); 12 — турбина низкокипящего рабочего тела; 13 — конденсатор; 14 — насос.

Схема применяется для газонасыщенной термальной воды с высокой начальной температурой и высоким газосодержанием. На вход первого цилиндра турбины 3 подается парогазоводяная смесь без разделения двухфазного потока на газ и термальную воду. В этом цилиндре срабатывает кинетическая энергия пара, образовавшегося при адиабатическом вскипании перегретой термальной воды, а также используется кинетическая энергия расширения растворенного газа. После первого цилиндра парогазовая смесь направляется в теплообменник — конденсатор 4, в котором водяной пар конденсируется, после чего газоконденсатная смесь направляется в скруббер 5. В скруббере происходит разделение смеси на газ и термальную воду. Газ подается во второй цилиндр турбины 6. Во втором цилиндре турбины происходит поджигание газа и срабатывает кинетическая энергия потока дымовых газов. После турбины дымовые газы подаются в утилизатор дымовых газов 2 для предварительного подогрева газоводяной смеси перед турбиной. Термальная вода после скруббера направляется в теплооб-

менник 8 системы теплоснабжения, затем в теплонасосную установку 9. Максимально охлажденная термальная вода закачивается в подземный пласт.

Для установок мощностью более 2 МВт наиболее эффективно использовать схемы с газовыми и паровыми турбинами [7, 8] (рис. 5). Такие установки можно применять на месторождениях термальных вод с большим содержанием газа, а также на некондиционных газовых месторождениях. Для Украины это могут быть месторождения, например, Гадячское месторождение Полтавской обл., месторождение Русские Комаровцы Закарпатской обл. [1].

В показанных схемах газ после сепаратора 2 и системы подготовки газа 7 подается в газотурбинный агрегат 8, после чего отработанные дымовые газы направляются в утилизатор — парогенератор 10, в котором производится пар для паровой турбины 11, например, на низкокипящем рабочем теле. Отделенная от газа термальная вода используется для производства теплоты, поступающей потребителю, в теплообменнике 3

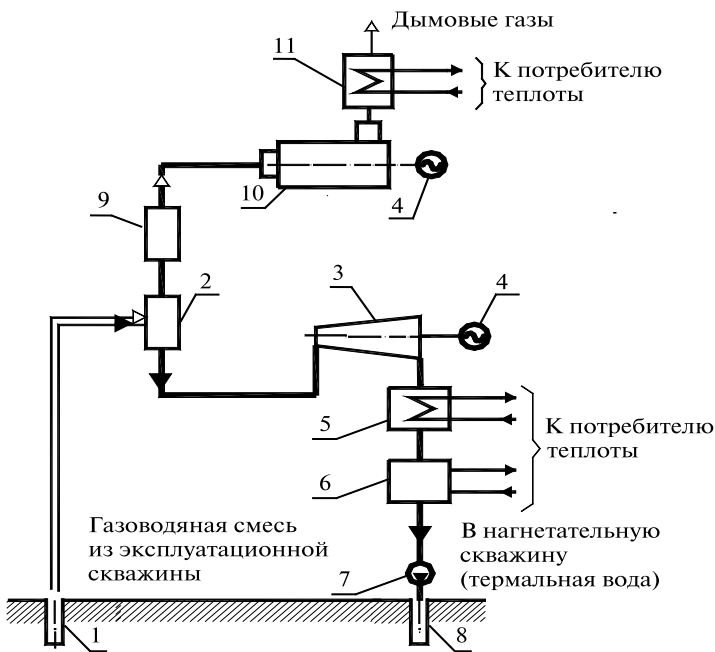


Рис. 3. Схема когенерационной геотермальной установки с газопоршневым двигателем и гидропаровой турбиной. 1 – эксплуатационная скважина; 2 – сепаратор; 3 – гидропаровая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – теплообменник; 6 – теплонасосная установка; 7 – нагнетательный насос; 8 – нагнетательная скважина; 9 – система подготовки газа; 10 – газопоршневой двигатель; 11 – утилизатор дымовых газов.

и тепловом насосе 4 (рис. 5а), или для предварительного подогрева питательной воды перед турбиной (рис. 5б).

На рис. 6 представлена схема теплонасосной установки.

В зависимости от температуры термальной воды на входе в тепловой насос возможны различные варианты его подключения. Правильный выбор схемы подключения и режимов работы теплового насоса в значительной мере определяет эффективность установки. Энергозатраты на привод теплового насоса характеризуются величиной коэффициента преобразования и зависят в основном от соотношения температур кипения и конденсации хладагента (рис. 7).

Чем меньше перепад температур между испарителем и конденсатором, тем ниже энергозатраты. Поэтому при глубоком захлаживании термальной воды целесообразно срабатывать ее температуру ступенчато с помощью нескольких

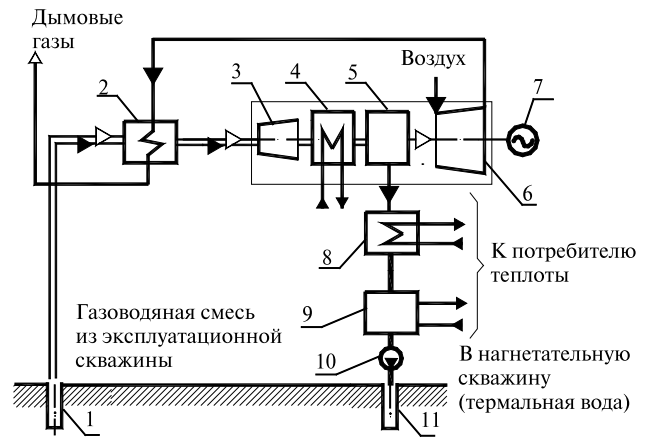


Рис. 4. Схема когенерационной геотермальной установки с гидрогазопаровой турбиной.

1 – эксплуатационная скважина; 2 – утилизатор дымовых газов; 3 – первый цилиндр турбины; 4 – конденсатор; 5 – скруббер; 6 – второй цилиндр турбины; 7 – электрогенератор; 8 – теплообменник; 9 – теплонасосная установка; 10 – нагнетательный насос; 11 – нагнетательная скважина.

последовательно установленных теплонасосных установок. Такая схема подключения тепловых насосов, наряду со снижением энергозатрат на выработку теплоты, обеспечивает возможность регулирования производительности установки в широком диапазоне мощностей.

На рис. 8 представлена схема работы тепловых насосов с параллельной подачей нагреваемой воды в конденсаторы и последовательным прохождением термальной воды через испарители. Данное решение позволяет в полтора раза снизить энергозатраты на привод теплового насоса по сравнению с одноступенчатой системой.

Количество горячей воды, которое может быть получено в каждой ступени определяется из условия:

$$\mu = \frac{Q_{кд}}{Q_{кд} - Q_o},$$

где $Q_o = c_p G_T (t_{T1} - t_{T2})$ – низкотемпературный тепловой поток, подведенный к испарителю; $Q_{кд} = c_p G_e (t_{e2} - t_{e1})$ – тепловой поток, отведенный от конденсатора; $(t_{T1} - t_{T2})$ – снижение температуры термальной воды в испарителе; $(t_{e2} - t_{e1})$ – нагрев воды в конденсаторе. Текущее значение μ в каждой ступени определяется по характеристике теплонасосного агрегата (рис. 7) исходя из тем-

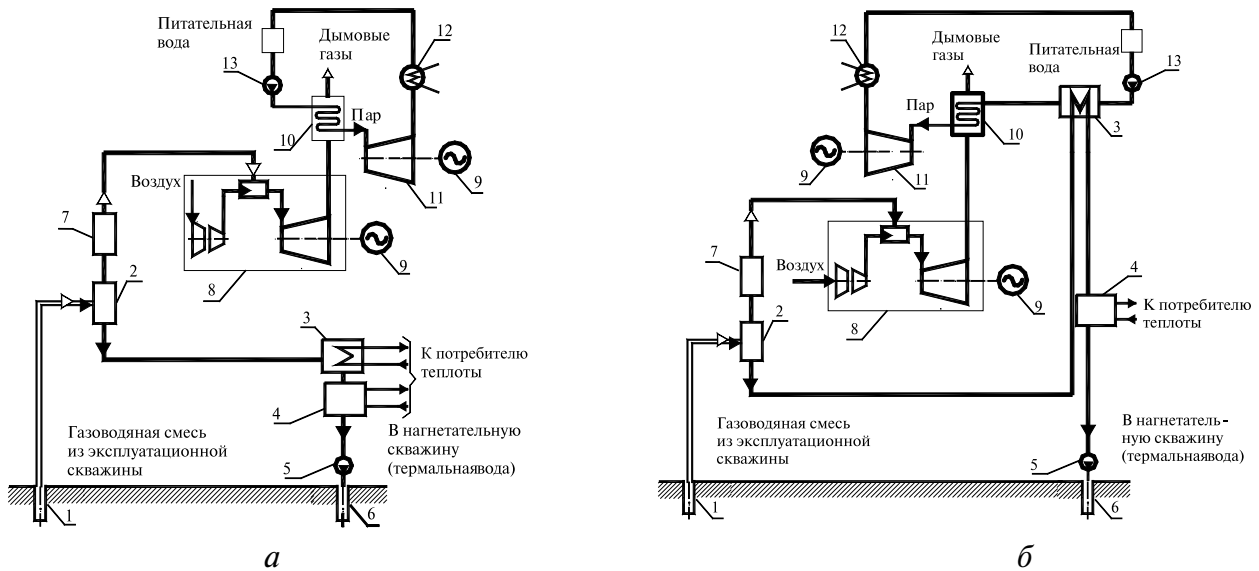


Рис. 5. Схема когенерационной геотермальной установки с газотурбинным двигателем.

1 – эксплуатационная скважина; 2 – сепаратор; 3 – теплообменник; 4 – теплонасосная установка; 5 – нагнетательный насос; 6 – нагнетательная скважина; 7 – система подготовки газа; 8 – газотурбинный двигатель; 9 – электрогенератор; 10 – утилизатор дымовых газов (парогенератор); 11 – паровая турбина; 12 – конденсатор; 13 – насос.

пературы воды на выходе из испарителя и конденсатора.

Соотношение между расходами нагреваемого и охлаждаемого потоков:

$$G_g = \frac{\mu}{\mu - 1} \frac{(t_{T1} - t_{T2})}{(t_{e2} - t_{e1})} G_T.$$

Величина G_g не отражает экономической эффективности процесса, поэтому при оптимизации режима работы теплонасосной установки необходимо учитывать удельные энергозатраты на получение горячей воды:

$$U = \frac{c_p (t_{e2} - t_{e1})}{\mu}.$$

В схеме с последовательным включением испарителей величина коэффициента преобразова-

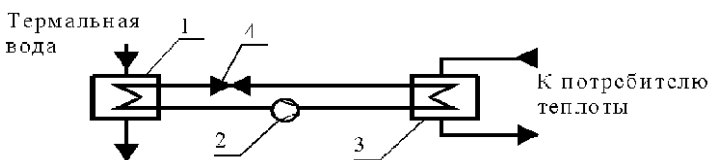


Рис. 6. Схема теплонасосной установки.

1 – испаритель; 2 – компрессор; 3 – конденсатор; 4 – дроссель.

ния уменьшается по мере срабатывания температуры термальной воды, что снижает общую эффективность установки. Поэтому при глубоком охлаждении термальной воды энергетически более эффективна схема с последовательным прохождением потоков теплоносителя как через испарители, так и через конденсаторы (рис. 9).

При организации противотока в аппаратах данная схема позволяет поддерживать практически равный температурный напор между испарителем и конденсатором и, соответственно, оди-

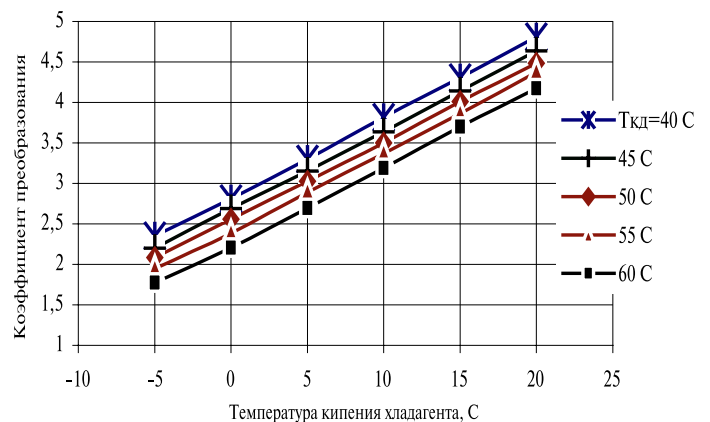


Рис. 7. Характеристика теплонасосного агрегата на рабочем теле R-134a.

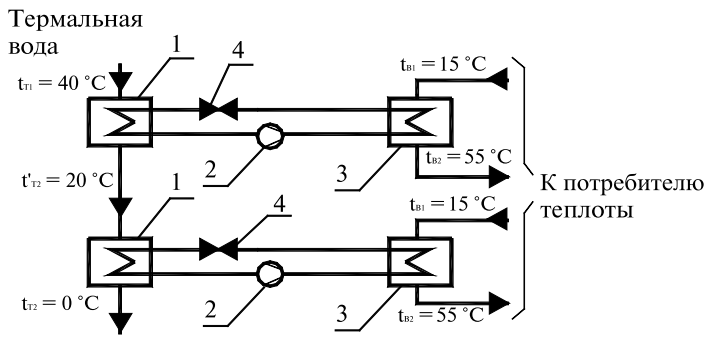


Рис. 8. Схема теплонасосной установки с параллельным подсоединением конденсаторов.
 1 – испаритель; 2 – компрессор; 3 – конденсатор; 4 – дроссель.

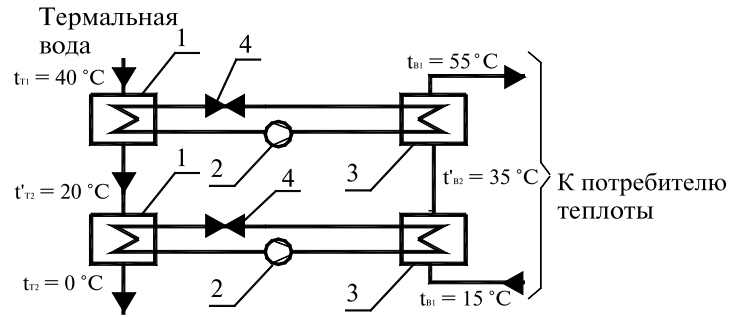


Рис. 9. Схема теплонасосной установки с последовательным подсоединением конденсаторов.
 1 – испаритель; 2 – компрессор; 3 – конденсатор; 4 – дроссель.

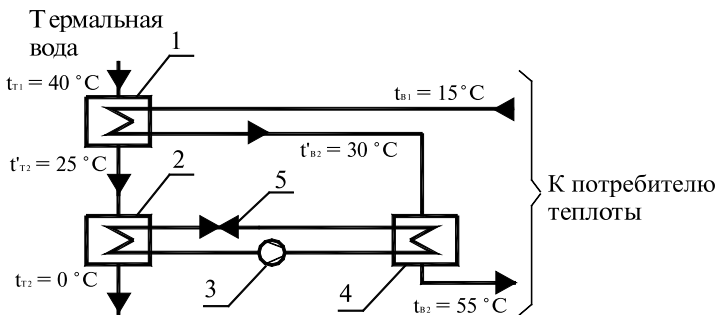


Рис. 10. Схема теплонасосной установки с рекуператором.
 1 – рекуператор; 2 – испаритель; 3 – компрессор; 4 – конденсатор; 5 – дроссель.

наковые режимы работы во всех ступенях установки.

Схема с рекуператором теплоты перед конденсатором теплового насоса (рис.10) эффективна при относительно высокой температуре термальной воды и позволяет на 25...30 % уменьшить нагрузку на теплонасосный агрегат.

Вывод

Предложенные схемные решения, являются перспективными для применения в местах расположения геотермальных ресурсов Украины, в частности, могут быть использованы при создании и реализации региональной программы энергосбережения АР Крым.

ЛИТЕРАТУРА

1. Долинский А.А., Шуричков А.В., Резакова Т.А. Геотермальные когенерационные установки для автономного электро- и теплоснабжения. // Промышленная теплотехника. – 2004. – №3. – С. 62–67.
2. John W. Lund, Derek H. Freeston. World – wide direct uses of geothermal energy 2000, Geothermics. – 2001. – 30. – P. 29–68.
3. Gordon Bloomguitst. Integrating small power plants into agricultural projects, Geothermics. – 2003. – 32. – P. 475–485.
4. Legmann H. The Bad Bluman geothermal project: a low temperature, sustainable and environmentally benign power plant, Geothermics. – 2003. – 32. – P. 497–503.
5. Kanoglu M. Exergy analysis of a dual – level binary geothermal power plant, Geothermics. – 2002. – 31. – P. 709–724.
6. Российские энергоэффективные технологии// Энергоэффективные технологии производства электроэнергии (технологии ТУРБО-КОН). – 2001. – 35 с.
7. Николаевские газовые турбины промышленного применения. – “Зоря – Машпроект” – 2004 – С. 14–17.
8. Bidini G., Desider U., Di Maria F. A single flash integrated gas turbine – geothermal power plant with non condensable gas combustion, Geothermics. – 1999. – 28. – P. 131–150.

Получено 21.03.2006 г.