

Д-р техн. наук
Л.А. ОГУРЕЧНИКОВ
 Институт теплофизики
 им. С.С. Кутателадзе СО РАН

Эффективность применения тепловых насосов в системе геотермального теплоснабжения

Как показал анализ состояния автономных систем теплоснабжения в городах и поселках городского типа России, они имеют низкую техническую и экономическую эффективность. Это стало следствием физического износа морально устаревшего водогрейного котельного оборудования малой тепловой мощности (400...700 кВт), работающего на твердом топливе с эксплуатационным КПД 50–66 %; роста отпускной цены угля примерно на 70 % за счет НДС и повышения расходов на его транспортировку от мест добычи к местам потребления (доставка железнодорожным транспортом, самовывоз грузовым автотранспортом с погрузочно-разгрузочными работами), которая сопровождается потерями до 16 % топлива. Из-за отсутствия необходимой водоподготовки питьевой воды снижается эксплуатационная надежность котлов, возрастают затраты на ремонтно-восстановительные работы и подпитку тепловых сетей вследствие открытого водоразбора. В целом себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой такими теплосистемами*, достаточно высока и составляет 12...14 долл. США/Гкал (1 Гкал $\approx$ 4,186 ГДж) в зависимости от стоимости сжигаемого угля 23...28 долл./т. Отопительный режим соответствует графику 65/52 °С.

Ранее было показано [1], что использование низкотемпературных теплонасосных абсорбционных и парокомпрессионных технологий в системах отопления и горячего водоснабжения наиболее эффективно в тех районах, где цена на топливо самая высокая, поскольку расход первичных высокопотенциальных энергоресурсов удастся сократить путем вовлечения в процесс низкопотенциальных теплоносителей.

Рассмотрим три возможных техно-

Possible technical solutions in the systems of self-contained heat supply are considered. Three technological directions are analyzed: traditional one with hot water boilers, a combined block installation containing a steam boiler and an absorption lithium-bromide heat pump, and vapor-compression heat pump equipment with electrical drive. Energy and cost efficiency of use of low-temperature energy-saving heat pump technologies in the systems of geothermal heat supply is shown. Scheme solutions on vapor-compression heat pumps allow to increase their competitiveness at the market for heat energy.

логических направления, связанных с техническим перевооружением автономных котельных (рис. 1):

традиционное с заменой устаревшего котельного оборудования на современные водогрейные котлы (рис. 1, а);

применение комбинированного блока, включающего паровой котел и абсорбционный бромистолитиевый тепловой насос (АБТН) с паровым обогревом генератора (рис. 1, б);

использование парокомпрессионной теплонасосной установки (ТНУ) с электроприводом. Каждая из этих технологий находит применение в промышленности.

Особенность технологической схемы комбинированного блока (см. рис. 1, б) — наличие абсорбционного бро-

мистолитиевого теплового насоса (с одноступенчатой регенерацией водного раствора бромистого лития), используемого в качестве энергосберегающей приставки к паровому котлу, которая увеличивает тепловую мощность последнего в 1,6...1,7 раза. При этом тепловую нагрузку на паровой котел создает генератор теплового насоса. Работа парокомпрессионного теплового насоса совместно с баком-аккумулятором рассматривается в системе отопления и горячего водоснабжения (рис. 1, в).

Низкотемпературным источником теплоты служат эксплуатируемые геотермальные скважины, где вода имеет температуру 25...35 °С. Такие источники с водой питьевого качества име-

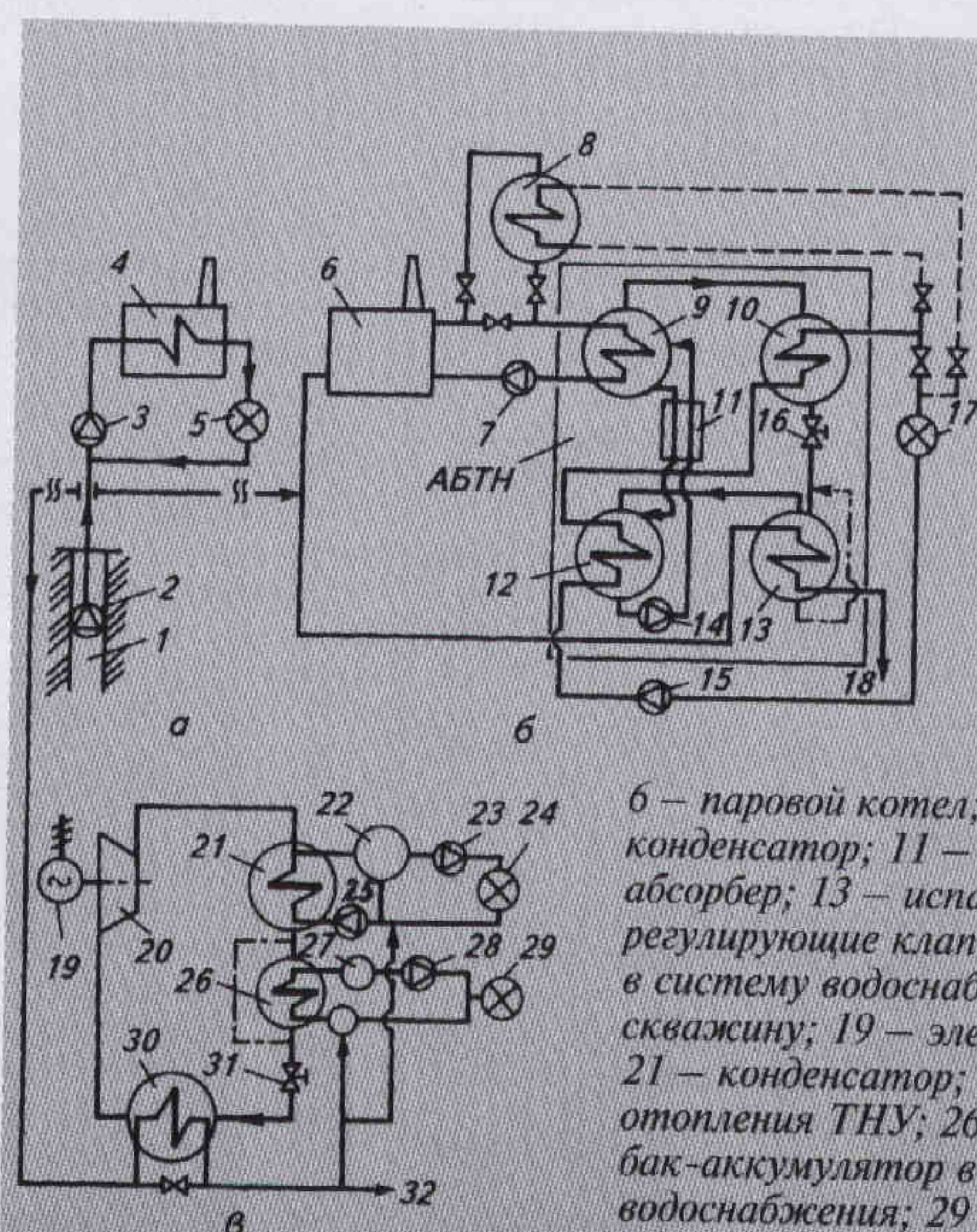


Рис. 1. Принципиальные технологические схемы выработки теплоты для систем геотермального теплоснабжения: а — водогрейная котельная установка;

б — комбинированный блок; в — парокомпрессионный тепловой насос; 1 — геотермальная скважина; 2 — погружной насос скважины; 3, 7, 14, 15, 23, 25, 28 — циркуляционные насосы; 4 — водогрейный котел; 5, 17, 24 — потребители систем отопления;

6 — паровой котел; 8 — бойлер; 9 — генератор; 10 — конденсатор; 11 — теплообменник растворов; 12 — абсорбер; 13 — испаритель АБТН; 16, 31 — регулирующие клапаны; 18, 32 — вход соответственно в систему водоснабжения и реинжекционную скважину; 19 — электродвигатель; 20 — компрессор; 21 — конденсатор; 22 — бак-аккумулятор в системе отопления ТНУ; 26 — охладитель жидкости; 27 — бак-аккумулятор в системе раздельного горячего водоснабжения; 29 — потребители горячего водоснабжения; 30 — испаритель ТНУ

*Нижний предел относится к паровозным котлам типа «ФЭД» с удаленным сухопарником, верхний — к водогрейным котлам типа «Братск».

ются в Новосибирской и Омской областях. Скважины предназначены для водоснабжения населенных пунктов, испытывающих дефицит пресной воды. Охлажденная на 15 °С геотермальная вода после испарителей тепловых насосов направляется в системы водоснабжения, хладоснабжения или в реинжекционную скважину.

Высокопотенциальным источником теплоты является каменный уголь Кузнецкого бассейна марки ДР с теплотворной способностью $Q_{p.n} = 5306$ ккал/кг (21 225 кДж/кг).

Чтобы определить полный расход условного топлива с учетом электропривода оборудования, предназначенного для собственных нужд каждой из установок (насосных групп, котельно-вспомогательного оборудования и компрессора), учитывали потери электроэнергии в линиях электропередачи и трансформаторных подстанциях в размере 5 %.

Для рассматриваемых технологий в качестве источника энергии, замыкающего энергетический баланс региона, приняты КЭС с расходом условного топлива 350 г на выработанный 1 кВт·ч электроэнергии.

Исходное положение сравнительного анализа — условие постоянства нагрузки на теплогенерирующие источники. Задача исследований заключается в оценке эффективности каждого из рассматриваемых технологических направлений и отборе наиболее экономичного в качестве проекта для последующего финансирования.

Чтобы рассчитать капиталовложения в применяемое в рассматриваемых технологиях оборудование, были выполнены термодинамические и теплотехнические исследования для определения характеристик его элементов на основе данных отечественных фирм и заводов-изготовителей.

Эксплуатационные расходы включали: амортизационные отчисления; ремонтный фонд; фонд оплаты труда; финансовые затраты на покупку высокопотенциальных энергоресурсов (уголь, электроэнергия); затраты, связанные с использованием геотермальных энергоресурсов; общепроизводственные расходы; налоговые отчисления и прочие затраты по эксплуатации.

Методы и критерии оценки эффективности анализируемых технических решений выбрали, как для систем с рыночными экономическими отношениями. Ставку дисконта приняли равной 8 %, исходя из зарубежной практики.

Расчеты проводили при следующих исходных данных:

- рассматривается закрытая система отопления при 3%-ном восполнении потерь теплоносителя от утечек;
- по всем технологическим направлениям не учитываются затраты на здание для размещения оборудования рассматриваемых установок и стоимость тепловых сетей для систем отопления и горячего водоснабжения;
- геотермальная вода для питания котлов и испарителей теплонасосных установок поднимается с глубины 140 м

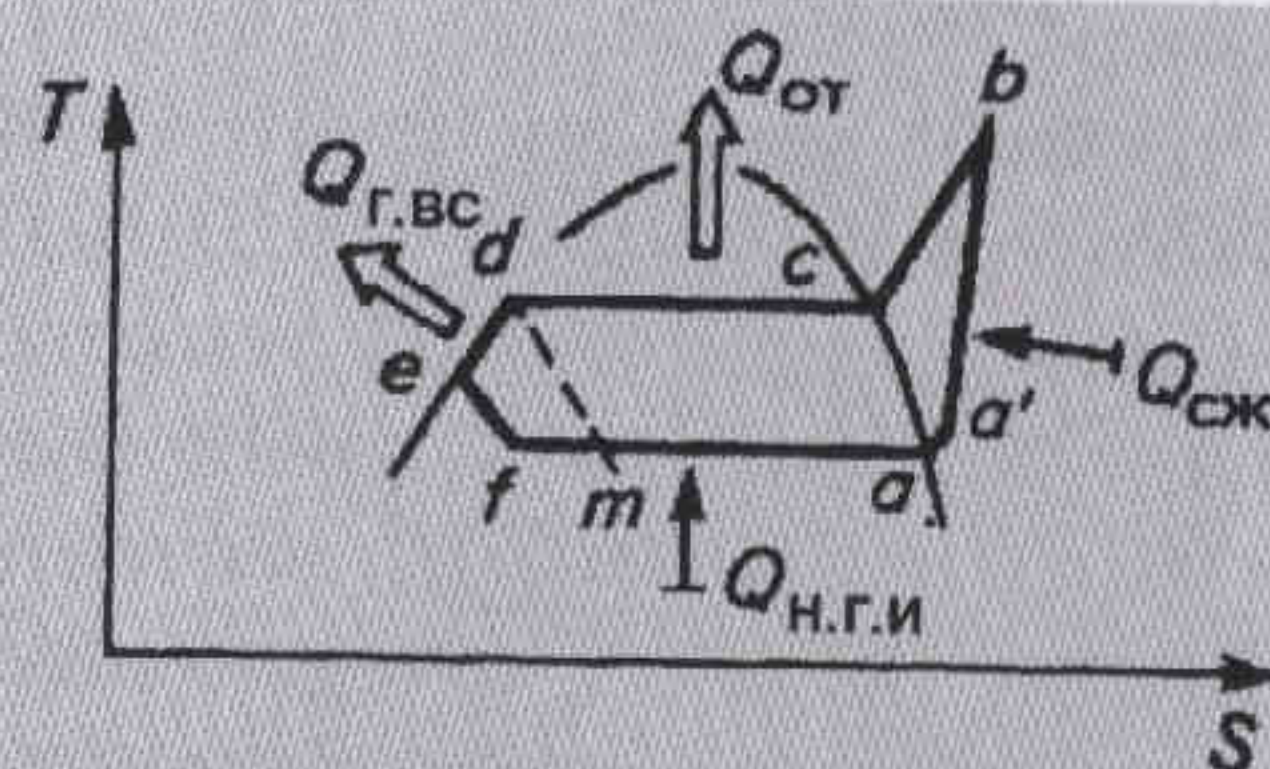


Рис. 2. Термодинамический цикл пароконденсационного теплового насоса в T,s -диаграмме:

$Q_{г.и}$, $Q_{сж}$, $Q_{от}$, $Q_{г.вс}$ — количество теплоты соответственно низкопотенциального геотермального источника; сжатия в компрессоре, направляемое в систему отопления и горячего водоснабжения

герметичным насосом, имеющим КПД 60 % и обеспечивающим при этом динамический напор в 27 м; непрерывная продувка парового котла (см. рис. 1, б) составляет 3 %;

• потребляемая электрическая мощность приводных механизмов определяется через эффективную мощность и КПД преобразования, равный 0,9; рабочим веществом в теплонасосной установке служит R134a.

Срок строительства объектов не превышает одного года. При определении амортизационных отчислений по теплонасосной установке использовали метод ускоренной амортизации. Для всех рассмотренных вариантов в конце последнего шага расчета экономической эффективности не учитывали реализацию активов.

Система показателей, характеризующая технико-экономическую эффективность каждого из представленных вариантов (без НДС), приведена в таблице, из которой следует, что все рассмотренные варианты экономически эффективны.

Котельная установка с водогрейными котлами характеризуется относительно низкими капиталовложениями в размере 26 тыс. долл/(Гкал/ч). Это обеспечивает высокий индекс доходности и малый срок окупаемости котельных установок при сравнительно низком дисконтированном доходе, обусловленном высокими эксплуатационными затратами на топливо, которые в полных издержках производства составляют 73 % при стоимости угля 23 долл/т.

Комбинированный блок, включающий паровой котел и понижающий термотрансформатор (абсорбционный бромистолитиевый тепловой насос), — капиталоемкое сооружение, характеризующееся удельными капиталовложениями

Показатель	Котельная установка (КВ 1,6-95 БиКЗ)	Комбинированный блок "Котел+АБТН" (ДСЕ 1,6+АБТН-1500П)	ТНУ НТ-1500 с баком-аккумулятором объемом 50 м³ при работе в системе	
			отопления	отопления и горячего водоснабжения
Капиталовложения, тыс. долл.	33,6	94,9...102,9	65...75	
Расход геотермального теплоносителя на испаритель, т/ч	—	35	68,3	71
Потребление электроэнергии, 10³кВт·ч	0,114	0,267	1,487	1,489
КПД котлов	0,8	0,85	—	—
Тепловой коэффициент	—	1,7	—	—
Среднегодовой коэффициент преобразования	4,86			
Удельный расход топлива, кг/Гкал	193	119	77	73
Интегральный эффект (NPV), тыс. долл.	174	202	246	285
Индекс доходности (PI)	6,2	3	4,3	4,8
Внутренняя норма доходности (IRR), %	9	8	9,5	10
Срок окупаемости, лет	1,5	3,4	2,3	2

Примечание. АБТН — абсорбционный тепловой насос; ТНУ — пароконденсационная теплонасосная установка.

в размере 75–80 тыс. долл./Гкал/ч), в том числе на долю теплового насоса приходится от 48 до 54 тыс. долл./Гкал/ч) установленной тепловой мощности. Наличие в комбинированном блоке парового котла расчетной мощностью 0,77 Гкал/ч, обеспечивающего процесс регенерации водного раствора бромистого лития в генераторе теплового насоса, связано с необходимостью использования первичных высокопотенциальных энергоресурсов. При одинаковом энергетическом эффекте у потребителя расход высокопотенциальных энергоресурсов на 40 % ниже, чем в котельной установке, в результате использования теплоты низкопотенциальных теплоносителей. При этом собственные нужды блока, связанные с расходом электроэнергии на привод насосов, составляют 10,8 %, из которых большая часть приходится на подъем из скважины геотермального теплоносителя и его циркуляцию в испарителе абсорбционного бромистолитиевого теплового насоса.

Несмотря на значительные капиталовложения в комбинированный блок по сравнению с капиталовложениями в котельную установку, интегральный эффект от блока на 16 % выше, чем от водогрейного котла, из-за меньших эксплуатационных затрат на топливо.

Парокомпрессионные тепловые насосы характеризуются такими основными факторами, определяющими их экономичность, как меньшие капиталовложения, большая эффективность процесса преобразования энергии и благоприятное соотношение цен на электрическую и тепловую энергию.

Результаты технико-экономического анализа, представленные в таблице, соответствуют моновалентному режиму работы парокомпрессионного теплового насоса. Высокая эффективность его работы в системе отопления, критерием которой является чистый дисконтированный доход в течение принятого горизонта расчета, обеспечивается вследствие большего (по сравнению с комбинированным блоком) количества низкопотенциальной теплоты, вовлеченной в систему геотермального теплоснабжения

$Q_{\text{нгу}} = 1191 \text{ кВт} > Q_{\text{набтн}} = 610 \text{ кВт}$,
где $Q_{\text{нгу}}$, $Q_{\text{набтн}}$ — количество низкопотенциальной теплоты соответственно при использовании парокомпрессионного и абсорбционного теплового насоса, а также в результате на-

личия баков-аккумуляторов в системах отопления и горячего водоснабжения при одинаковой установленной мощности источников теплоты. Однако особенность комбинированного блока, заключающаяся в том, что расход низкотемпературного геотермального теплоносителя в нем меньше, может быть в некоторых случаях определяющей для реализации необходимой мощности при ограничениях по дебиту скважины (с ухудшением экономической эффективности).

Как показали исследования, при постоянной работе компрессора в течение отопительного периода (5472 ч) парокомпрессионная теплонасосная установка обеспечивает экономию первичных энергоресурсов ($B_{\text{ту}} = 831 \text{ т условного топлива}$). Однако при стоимости электроэнергии 2 цента за 1 кВт·ч и рассматриваемом соотношении цен на электрическую и тепловую энергию $C_{\text{э}}/C_{\text{т}} = 2,15$ система показателей, характеризующая экономическую эффективность системы отопления парокомпрессионной теплонасосной установки, хуже, чем у котельной установки и комбинированного блока ($\text{NPV} = 102 \text{ тыс. долл.}$).

С целью повышения конкурентоспособности парокомпрессионной теплонасосной установки на рынке тепловой энергии при опережающем росте цен на электрическую энергию по сравнению с тепловой были рассмотрены схемные решения с размещением в системах отопления и горячего водоснабжения баков-аккумуляторов [2].

Наличие охладителя жидкости (конденсата греющего пара R134a) позволяет создать систему горячего водоснабжения, с помощью которой можно снабжать потребителей горячей водой с температурой 54...55 °С в течение 3312 ч отопительного периода и привлечь дополнительно от 422 до 658 Гкал (6...9 %) теплоты (процесс $d-e$ на рис. 2) за счет низкопотенциального источника (процесс $f-m$) и затрат электроэнергии на привод глубинного насоса скважины. Это привело к экономии электроэнергии на привод компрессора и группы насосов, создав возможность для их циклической работы.

Эксплуатационный режим теплонасосной установки определяется работой компрессора в течение 1 ч и работой от баков-аккумуляторов в течение

0,57 ч. При этом обеспечивается непрерывное теплоснабжение потребителей, что позволяет снизить расход топлива до минимальных значений (73 кг на выработанную 1 Гкал теплоты) и повысить экономическую эффективность парокомпрессионной теплонасосной установки, чистый дисконтированный доход от которой для тепловой мощности 1,5 МВт и горизонта расчета 15 лет составляет 285 тыс. долл. при сроке окупаемости около 2 лет.

Расход условного топлива по каждому из рассмотренных направлений служит объективным показателем энергосбережения, и в связи с этим использование парокомпрессионных тепловых насосов является наиболее перспективным.

Во-первых, с позиций системного подхода парокомпрессионные тепловые насосы по сравнению с котельными установками позволяют максимально экономить первичные высокопотенциальные энергоресурсы (до 60 % и выше в зависимости от коэффициента преобразования энергии).

Во-вторых, выработка электроэнергии на электростанциях энергообъединений осуществляется по прогрессивным технологиям, наиболее эффективными способами, направленными на сокращение расхода топлива при производстве электроэнергии, что создает благоприятные предпосылки для будущего развития парокомпрессионных тепловых насосов.

В-третьих, при использовании парокомпрессионных тепловых насосов обеспечивается экологическая чистота окружающей среды и сокращается объем физического труда обслуживающего оперативного персонала.

Автор выражает благодарность академику В.Е.Накорякову и канд. экон. наук Л.С.Черному за обсуждение и финансовую поддержку этой работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Огуречников Л.А. Сравнительный анализ парокомпрессионных и абсорбционных тепловых насосов// Холодильная техника. 1996. № 8.
2. Проценко В.П., Радченко В.А. Теплонасосные установки с электрическим приводом для горячего водоснабжения// Электрические станции. 1987. № 7.