

Целесообразность утилизации вторичных тепловых энергоресурсов в горнорудной промышленности на основе внедрения теплонасосных технологий

С целью определения целесообразности утилизации вторичной тепловой энергии дренажных шахтных вод был проведен анализ различных схем подключения установок на базе тепловых насосов. Основным критерием выбора схемы являлся простой срок окупаемости, зависящий от экономических и технических показателей. Показано, что наименьший срок окупаемости и наибольшее число часов использования установленной мощности имеет схема с использованием тепловых насосов для покрытия нагрузок горячего водоснабжения. В таком случае срок окупаемости не превысит 2,5 г. Ил. 3. Табл. 7. Библиогр.: 6 назв.

Ключевые слова: утилизация, вторичные тепловые энергетические ресурсы, горнорудная промышленность, теплонасосы

In order to determine the feasibility of utilization of secondary thermal energy of drainage mine water the various schemes of connection of settings based on heat pumps were analyzed. The main criterion for choosing the scheme was a simple payback period, depending on the economic and technical indicators. It is shown that the lowest payback period and the greatest number of hours of use of the installed capacity has a scheme with the use of heat pumps to meet loads of hot water supply. In this case, the payback period will not exceed 2.5 years.

Keywords: utilization, secondary heat energetic resources, mining industry, heat pumps

Природный газ является одним из основных видов энергоресурсов, импортируемых в Украину, объем его закупки в 2012 г. составил 32,9 млрд. м³ (или 55 % от общей потребности) [1].

Одним из основных потребителей природного газа наряду с промышленностью является коммунальная энергетика. Доля газа составляет 76-80 % от всего объема потребления топлива на нужды теплоснабжения. В связи с этим, основной задачей развития систем теплоснабжения является сокращение потребления газообразного топлива. Важнейшие пути решения поставленной задачи следующие:

- повышение энергетической эффективности теплоэнергетических систем;
- замещение используемого природного газа на местные виды топливных ресурсов, добываемых в Украине;
- использование нетопливных энергетических ресурсов – альтернативных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Одними из перспективных альтернативных источников энергии являются теплонасосные установки (ТН), которые позволяют использовать для нужд теплоснабжения низкопотенциальную тепловую энергию атмосферного воздуха, грунта, сточных вод, вторичные энергоресурсы.

Проблеме внедрения тепловых насосных технологий посвящены разработки многих авторов. Одни из них анализируют ситуацию использования ТН в децентрализованных системах теплоснабжения [3], другие – практическое внедрение ТН и комплексное энергообеспечение объектов социальной и промышленной отрасли Украины [4], третьи – перспективу

внедрения ТН в жилищно-коммунальное хозяйство Украины [5].

В данной статье исследована эффективность замещения тепловых нагрузок газовой котельной на основе тепловых насосов, использующих в качестве низкопотенциального источника вторичную теплоту дренажных шахтных вод.

Постановка задачи

Угольная промышленность характеризуется большим наличием низко потенциальных ВЭР, к которым относится теплота шахтных вод, вентиляционных выбросов, хозяйственно-бытовых стоков и породных отвалов. Предприятиями отрасли ежегодно сбрасывается в открытые водоемы огромное количество шахтных вод, из которых около 50 % являются нейтральными, и температура по некоторым объектам достигает до +25 °С. Чем глубже шахта, тем выше температура откачиваемой воды. В среднем, температура шахтной воды составляет +15 °С.

В качестве объекта исследования выбрана котельная «кв. 579» в Донецке, оборудованная двумя котлами ТВГ-8м и тремя КВГ-6,5. Установленная мощность котельной 31,68 Гкал/ч. Подключенная нагрузка 31,55 Гкал/ч, пиковая нагрузка горячего водоснабжения котельной 12,475 Гкал/ч. Для выравнивания суточного графика потребления горячей воды имеются баки-аккумуляторы достаточного объема.

Средняя нагрузка горячего водоснабжения (ГВС) 4,99 Гкал/ч (5,80 МВт) при температуре горячей воды не менее 55 °С.

Проект по замещению части нагрузки котельной с помощью теплонасосной установки предусматривал использовать в качестве низкопотенциального

источника дренажные воды шахты им. Горького. Подача воды в очистные сооружения шахты составляет:

- максимальный приток (осень-весна) - 865 м³/ч.
- минимальный приток (лето, зима) - 600 м³/ч.

Температура дренажной воды колеблется от 14 °С зимой до 18 °С летом.

Таким образом, возможный энергетический потенциал утилизации теплоты шахтных вод $Q_{\text{утил}}$ при охлаждении их на $\Delta t = 5-10^\circ\text{C}$ составляет зимой и летом 4,4–8,6 Гкал/ч (5–10 МВт), а в период с осени до весны 6,02–12,04 Гкал/ч (7,0–14 МВт). Ограничением является предельная температура охлаждения воды +5 °С.

Однако, существуют различные схемы с использованием тепловых насосов, определяющие эффективность работы и экономическую целесообразность утилизации такого тепла, поэтому необходимо провести анализ и выбор конкретной схемы.

Поскольку в настоящее время при любой реконструкции компанию больше всего интересуют экономические показатели, то было принято решение провести анализ эффективности различных вариантов использования тепловых насосов, используя в качестве критерия простой срок окупаемости капиталовложений при замещении нагрузки котельной тепловым насосом, потребляющим электроэнергию. Его можно оценить по формуле

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{(0,12 \cdot C_{\text{газа}} - \frac{C_{\text{эл.эн.}}}{\mu}) \cdot n_{\text{ч}}}, \quad (1)$$

где K – удельные капиталовложения на 1 кВт установленной тепловой мощности, включая стоимость оборудования, проектирование, доставку, монтаж и наладку; $C_{\text{газа}}$ – цена газа, грн./м³; $C_{\text{эл.эн.}}$ – цена электроэнергии, грн./кВт·ч; $n_{\text{ч}}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

Данная формула удобна для предварительной оценки целесообразности использования тепловых насосов.

Если для привода теплового насоса используется газопоршневая когенерационная установка (ГПУ), потребляющая природный газ, то выражение (1) примет вид

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{(0,12 - \frac{0,133}{\mu \cdot \eta_{\text{эл}} + \eta_{\text{т}}}) \cdot C_{\text{газа}} \cdot n_{\text{ч}}},$$

где $\eta_{\text{эл}}$ и $\eta_{\text{т}}$ – электрический и тепловой КПД ГПУ, соответственно.

Видно, что срок окупаемости зависит как от экономических показателей, таких как цена газа и электроэнергии, так и от технических показателей работы схемы с использованием тепловых насосов, таких, как коэффициент преобразования и число часов работы с установленной мощностью.

С использованием простого срока окупаемости в качестве критерия был проведен анализ различных

вариантов использования тепловых насосов: для покрытия нагрузки ГВС, частичного покрытия нагрузки отопления и подогрева питательной воды.

Анализ эффективности использования ТН в системах теплоснабжения

Для анализа использования тепловых насосов в системах теплоснабжения, когда источником низкопотенциальной теплоты являются шахтные воды, было принято, что $K = 5500$ грн./кВт·ч, цена газа $C_{\text{газа}} = 4,2$ грн./м³, цена электроэнергии $C_{\text{эл.эн.}} = 1$ грн./кВт·ч, когенерационная установка (КГУ) имеет $\eta_{\text{эл}} = 0,38$, а $\eta_{\text{т}} = 0,5$ (табл. 1).

Кроме того, потребление электроэнергии тепловым насосом зависит от m – коэффициента преобразования электрической энергии в тепловую, определяемого как отношение тепловой мощности ТН к электрической мощности привода ТН (табл. 1).

Таблица 1. Основные технические характеристики ГПУ типа VITOBLOC 200 EM-401/549

Мощность	50 % нагрузка	75 % нагрузка	100 % нагрузка
Электрическая мощность, кВт	200	300	401
Тепловая мощность, кВт	316	423	549
Полная мощность сжигания топлива, кВт	609	831	1053
Эффективность работы			
Электрическая эффективность, %	32,8	36,0	38,1
Тепловая эффективность, %	52,0	51,0	50,0
Общая эффективность, %	85,8	88,4	91,3

Число часов использования установленной мощности ТН в случае использования их для покрытия нагрузки ГВС с учетом ремонта и коэффициента сезонной неравномерности нагрузки (принят 1,3) составит $n_{\text{ч}} = 6480$ ч. Суточная неравномерность нагрузки сглаживается с использованием баков-аккумуляторов ГВС.

В случае, когда установка тепловых насосов работает для покрытия части нагрузки отопления, при том, что которой мощность теплового насоса рассчитана на минимальную нагрузку (при температуре наружного воздуха +8 °С), а температурный график такой, что тепловой насос будет работать весь отопительный период с установленной мощностью, то $n_{\text{ч}}$ не может быть больше 4392 ч.

Для варианта использования тепловых насосов в тепловой схеме котельной в качестве первой ступени нагрева сырой и химочищенной воды, когда для выравнивания потребления подпиточной воды используется бак-аккумулятор, число часов использования установленной мощности может быть близко к отопительному периоду. Кроме того, поскольку температура нагрева воды от ТН может быть 30-35 °С, коэффициент преобразования μ будет от 3,5 (для ТН типа «воздух-вода») до 6 (для ТН «вода-вода») (табл. 2) [6].

Таблица 2. Характеристика тепловых насосов ТНУ

ТН	Серия и тип	$\mu_{ТН}$	$Q_{ТН}$, кВт	$N_{ТН}$, кВт
1	WHS-ST 118.1	5,45	425	78
2	ECOPLUS SE-ST 133.2	3,22	426	132
3	ECOPLUS SE-ST 133.2	3,01	434	144
Итого			1285	354

Результаты расчетов срока окупаемости по формуле (1) при различных вариантах использования представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты расчетов простого срока окупаемости ТН при различных вариантах использования

Вид нагрузки	ГВС		Отопление		Подогрев подпиточной воды	
	Сеть	КГУ	Сеть	КГУ	Сеть	КГУ
Источник эл. энергии						
μ	4	4,5	3	3,5	6	6
$n_{г}$, ч	6480		4392		4392	
$T_{ок}$, лет	3,6	3,3	7	6	3,7	4

Из табл. 3 видно, что по предварительной оценке наиболее целесообразно использовать ТН для покрытия нагрузок ГВС, поскольку в данном случае коэффициент часов использования установленной мощности будет максимальным. Далее исследована эффективность различных вариантов модернизации системы ГВС с ТН в качестве источника теплоты.

Анализ эффективности схем реконструкции системы ГВС на основе ТН с использованием теплоты сбросных шахтных вод

Ниже рассматриваются два варианта схем реконструкции системы ГВС. В первом варианте между теплонасосной установкой и котельной организуется циркуляционный контур. Принципиальная схема реконструкции котельной для рассматриваемого варианта показана на рис. 1.

Дренажная вода с температурой 14-18 °С насосом 1 подается на группу тепловых насосов, где, отдавая тепло, охлаждается до температуры 9-13 °С и ниже. После группы ТН подогретая вода циркуляционного

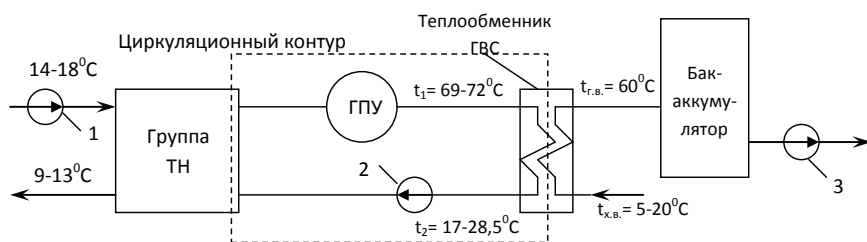


Рис. 1. Принципиальная схема реконструкции системы ГВС котельной по первому варианту

контура поступает в теплообменник ГПУ, где догревается до температуры 69-72 °С, а затем в теплообменник ГВС, установленный в котельной для нагрева холодной воды от 5-20 до 60 °С. В нем происходит нагрев горячей воды, подаваемой в бак-аккумулятор, до температуры 60 °С для дальнейшей подачи насосом 3 потребителям. Далее охлажденная вода циркуляционного контура с температурой 17-28,5 °С подается насосом 2 в линию нагрева тепловых насосов (рис. 1).

Суммарная тепловая мощность тепловых насосов 4,65 МВт. С учетом запаса мощности 10 % $Q_{ТН} = 5$ МВт. Суммарная электрическая мощность ГПУ - 1,16 МВт. С учетом запаса мощности 20 % $N_{ГПУ} = 1,4$ МВт.

Во втором варианте горячая вода после тепловых насосов подается напрямую в бак-аккумулятор ГВС на котельной с температурой 60 °С. Холодная вода на тепловые насосы подается обратным трубопроводом из котельной (рис. 2).

Дренажная вода, с температурой 14-18 °С насосом 1 подается на группу тепловых насосов, где, отдавая тепло, охлаждается до температуры 9-13 °С и ниже. После группы ТН подогретая вода циркуля-

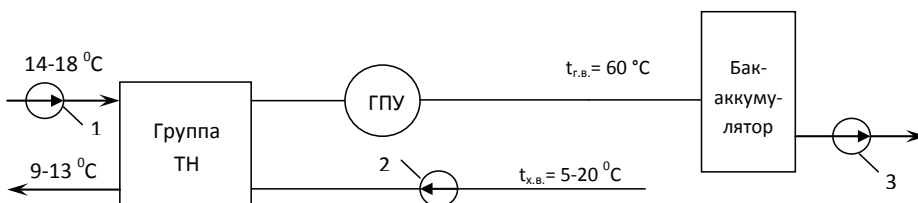


Рис. 2. Принципиальная схема реконструкции системы ГВС котельной по второму варианту

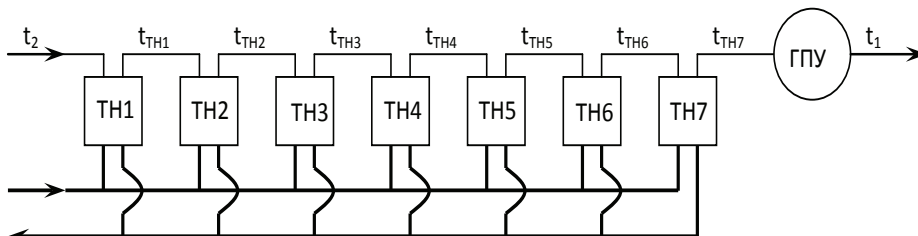


Рис. 3. Схема включения тепловых насосов

ционного контура поступает в теплообменник ГПУ, где догревается до температуры 69-72 °С, а затем в бак-аккумулятор, после которого насосом 3 подается потребителям. Холодная вода с температурой 5-20 °С подается насосом 2 в линию нагрева тепловых насосов. Данная схема, по сравнению с вариантом 1, позволяет снизить температуру воды после тепловых насосов и повысить значение коэффициента преобразования η .

Суммарная тепловая мощность тепловых насосов 4,81 МВт. С учетом запаса мощности 10 % $Q_{ТН} = 5,3$ МВт. Суммарная электрическая мощность ГПУ - 0,98 МВт. С учетом запаса мощности 20 % $N_{ГПУ} = 1,2$ МВт.

Для увеличения коэффициента преобразования тепловых насосов η , в обоих вариантах принимается параллельная схема включения ТН по охлаждаемой воде, и последовательная – по воде нагреваемой. Схема

включения тепловых насосов показана на рис. 3.

Рабочие параметры и характеристики реконструируемой тепловой схемы системы ГВС представлены в табл. 4.

Таблица 4. Рабочие параметры и характеристики реконструируемой тепловой схемы системы ГВС

Показатель	Вар. 1	Вар. 2
Суммарная тепловая мощность тепловых насосов, МВт	5	5,3
Суммарная электрическая мощность ГПУ, МВт	1,4	1,2
Поверхность теплообмена пластинчатого теплообменника ГВС, м ²	100	-
Электрическая мощность привода насоса дренажных вод 12Д-19 с подачей 620-930 м ³ /ч и напором 24-18м, кВт	75	
Электрическая мощность привода циркуляционного насоса 4К-90/55, кВт	22	

Ориентировочная стоимость оборудования и работ для двух вариантов приведена в табл. 7 (по данным ККП «Донецктеплосеть»).

Таблица 7. Ориентировочная стоимость оборудования и работ

Наименование оборудования/ работ	Вар. 1	Вар. 2
	стоимость, тыс. грн.	стоимость, тыс. грн.
перекладка тепловой сети (960 м.п. по каналу)	1 385,3	1 385,3
стоимость тепловых насосов (единичной мощностью 612 кВт)	15 840,0	17 820,0
стоимость ГПУ (2 ед. по 700 кВт)	3 850,0	3 850,0
стоимость вспомогательного насосного оборудования	376,0	376,0
стоимость теплообменного оборудования	1 247,0	0,0
стоимость выполнения работ	2 664,1	2 755,8
ИТОГО:	25 362,4	26 187,0

Таблица 5. Экономические показатели реконструированной системы ГВС, вар. 1

Период	Расходный коэффициент	Число часов работы	Температурный график циркуляционного контура			Коэффициент преобразования тепловых насосов	Потребление природного газа в ГПУ, тыс. м ³	Производство тепловой энергии, Гкал	Потребление газа котельной без ТН, тыс. м ³	Экономия	
			t ₁	t ₂	μ (COP)					тыс. м ³	млн. грн.
ноябрь-март	0,95	3624	72,0	17,0	4,525	1018,4	17179,6	2386,1	1367,7	5,845	
апрель, октябрь	0,9	1464	71,0	21,0	4,431	370,3	5977,1	830,2	459,9	1,888	
май, сентябрь	0,8	1464	70,0	24,7	4,339	310,6	4781,7	664,1	353,6	1,523	
июнь-август	0,8	1836	69,0	28,5	4,119	376,1	5330,4	740,3	364,3	1,632	
За год		8388				2075,2	33268,8	4620,7	2545,4	10,889	

Таблица 6. Экономические показатели реконструированной системы ГВС, вар. 2

Период	Расходный коэффициент	Число часов работы	Температурный график циркуляционного контура		Коэффициент преобразования группы тепловых насосов	Потребление природного газа в ГПУ, тыс. м ³	Производство тепловой энергии, Гкал	Потребление газа котельной без ПТН, тыс. м ³	Экономия	
			t _{г.в.}	t _{х.в.}					μ (COP)	тыс. м ³
ноя-март	0,95	3624	60,0	5,0	5,452	875,9	17179,6	2386,0	1510,1	6,342
апр, окт	0,9	1464	60,0	10,0	5,237	346,2	5977,1	830,2	484,0	2,032
май, сент	0,8	1464	60,0	15,0	5,138	272,2	4781,7	664,1	392,0	1,646
июн-авг	0,8	1836	60,0	20,0	4,922	326,7	5330,4	740,3	413,6	1,737
за год		8388				1821,0	33268,8	4620,7	2799,7	11,758

Сравнение приведенных данных показывает, что экономия топлива в котельной по обоим вариантам составляет 25-28 тыс. м³, что в денежном эквиваленте составляет 10,88-11,75 млн. грн.

Дополнительная электрическая нагрузка ГПУ, необходимая для перекачивающих насосов и других собственных нужд, влечет за собой дополнительную тепловую мощность, которая может нагреть цирку-

ляционную воду на 1°C. Этот потенциал учитывали при расчете потерь теплоты в сети циркуляции. Расчетные показатели экономии топлива по обоим вариантам приведены в табл. 5, 6.

Соответственно срок окупаемости применения тепловых насосов составит при стоимости газа 4200 грн./тыс. м³: вариант 1 – 2,4 г.; вариант 2 – 2,2 г.

Выводы

1. В статье показана целесообразность использования тепловых насосов для утилизации вторичной тепловой энергии дренажных шахтных вод. Анализ показал, что для снижения срока окупаемости проекта необходимо выбирать такие схемы использования тепловых насосов, в которых число часов использования установленной мощности будет максимальным. Наиболее перспективной в таком свете является схема с покрытием тепловыми насосами нагрузки ГВС и, возможно, с догревом питательной воды в зимний период.

2. Исследована эффективность использования ТН для ГВС. Предлагаемые варианты схем реконструкции системы ГВС в виде комплекса газопоршневая когенерационная установка-теплонасосная установка-бак-аккумулятор позволяют снизить потребление природного газа по сравнению с котельной в первом варианте при использовании теплообменника в циркуляционном контуре ГВС на 2545 тыс. м³ (10,88 млн. грн. в денежном выражении), и на 2800 тыс. м³ (11,75 млн. грн.) во втором варианте при подаче горячей воды после тепловых насосов напрямую в бак-аккумулятор без использования теплообменника. Сравнение предложенных схем показывает, что использование схемы, представленной во втором варианте, позволяет, в отличие от 1-го варианта снизить температуру воды после тепловых насосов от 5 до 20 °С и повысить значение коэффициента преобразования η в среднем до 5,187.

Исследованные схемы являются не убыточными, поскольку не зависят от электрической сети, а вырабатываемая электроэнергия полностью потребляется на собственные нужды котельной. Так же небольшой срок окупаемости, который составляет для 1-го варианта 2,4 г., для 2-го варианта 2,2 г., обусловлен наличием стабильного источника вторичной тепловой энергии – дренажных шахтных вод, температура которых позволяет тепловым насосам работать с высоким коэффициентом преобразования энергии.

Библиографический список

1. Электронный ресурс – сайт министерства энергетики и угольной промышленности Украины http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=231058&cat_id=35081
2. Шкрадюк И.Э. Тенденции развития возобновляемых источников энергии в России и мире. – М.: WWF России, 2010. – 88 с.
3. Мацевитый Ю.М. Внедрение теплонасосных технологий // Экотехнология и ресурсосбережение. – 2008. – № 3. – С. 4–10.
4. Яндутьский О.С. Практичне впровадження теплових насосів та комплексне енергозабезпечення об'єктів соціальної та промислової галузі України // Енергетика і електрифікація. – 2008. – № 2. – С. 44–46.
5. Усенко А.Ю., Губинский М.В., Бикмаев С.Р., Перерва В.Я. Анализ энергетической и экологической эффективности использования теплонасосного оборудования для нужд теплоснабжения // Metallургическая теплотехника. – 2011. – № 3. – С. 137–143.
6. Программа McQuay (США) для выбора Water-cooled liquid chillers.

Поступила 01.04.2013



Вниманию подписчиков, авторов, рекламодателей !

Журнал публикует материалы, связанные с памяtnыми датами предприятий и юбилеями известных ученых-металлургов, руководителей предприятий.

Просим заблаговременно представлять материалы в редакцию.

к.т. 0562-46-12-95
факс 0562-46-12-95