

Фурсова И.Н., Дюжаков Д.В.

Оценка эффективности использования теплоты шахтных вод для нужд
централизованного теплоснабжения

Ростовский государственный строительный университет (г. Ростов-на-Дону)

Системы теплоснабжения, использующие тепловые насосы в качестве источника тепла приобретают все большую популярность, особенно в строительстве небольших частных домовладений (более 4 277 000 насосов, установлено в странах Западной Европы по данным на 1996 год). Это не удивительно, поскольку тепловой насос – это современное высокоэффективное энергосберегающее оборудование. Возрастающие цены на энергоресурсы лишь способствуют укреплению позиций тепловых насосов на мировом рынке.

Многообразие видов и конструкций тепловых насосов позволяет применять их практически везде, где требуется обеспечение низких и средних (до 50 кВт) тепловых нагрузок зданий. Различные же источники теплоты (воздух, грунтовые и морские воды, сбросное тепло предприятий, канализационных стоков, грунт) имеют широкое распространение и низкую (в ряде случаев – нулевую) стоимость.

Говоря об источниках теплоты, нельзя не отметить, перспективность использования шахтных вод, которые имеют относительно высокую постоянную в течение года температуру (18 – 23 °С).

Утилизация низкопотенциального тепла шахтных вод и внедрение его для теплоснабжения шахтерских городов является экологически чистой, безопасной и экономически эффективной альтернативой традиционным источникам тепла.

Шахтная вода является серьезным потенциалом для производства тепловой энергии. Сегодня в России в 25 субъектах имеется свыше 75 шахтерских городов. В более чем 50 из них шахты закрыты - это 14 субъектов РФ. Практически в каждом городе, где закрыты шахты, а они чаще всего закрывались методом затопления, существуют большие объемы шахтной воды, которая имеет температуру от 18 до 23 °С. Например, в г. Новошахтинске объем шахтной воды превышает 11 млн м³, что сопоставимо по теплотворной способности со 150 тыс. тонн нефти в год. Экспертная оценка объемов воды в затопленных шахтах России с постоянной круглогодичной температурой 20-30 °С - более 200 млн м³, что сопоставимо по энергетическому потенциалу с 2,5 млн тонн нефти [1].

Первая в РФ теплонасосная станция, использующая в качестве НИТ шахтную воду, построена в г. Новошахтинске. «ТНС-Н» обеспечивает теплом центральный район города и производит тепла 11,4 тыс. Гкал в год, что составляет 8% от общегородского потребления тепла.

Строительство ТНС-1 было запланировано в центре города для обеспечения теплом и ГВС следующих социальных объектов: ЦГБ №1; детская городская больница; детская инфекционная больница; школа № 27; профтехучилище № 58; детский сад № 34 «Мишутка».

Согласно проекту, на теплонасосной станции установлены два тепловых насоса, каждый мощностью 0,384 МВт, обеспечивающие на выходе воду с температурой 65°С. В качестве дополнительной энергетической установки для работы в зимних условиях при температурах воздуха ниже – 9 °С предусмотрены три газовых котла ЗИОСАБ-2000 каждый мощностью 2 МВт. Таким образом, тепловая мощность станции составляет 6,76 МВт.

Чтобы обеспечить потребителей теплом и горячей водой, проложены 3,5 км тепловых сетей, 3 км сетей ГВС и внутрикорпусные сети ГВС протяженностью 2,4 км.

Суть технологии работы теплонасосной станции такая. В первичный контур теплового насоса из нагнетательной скважины с глубины 390 м. с помощью погружного насоса подается вода объемом 100 м³/час и температурой 18-23 °С. Охлажденная на 5-8 °С шахтная вода, прошедшая через тепловые насосы, сбрасывается обратно в шахту (в другую выработку на глубине 50 м. для того, чтобы не было перемешивания, снижения температуры шахтной воды, чтобы коэффициент преобразования теплового насоса не падал). Водный баланс при этом не нарушается.

Во вторичном контуре с сетевой водой системы теплоснабжения тепловой насос обеспечивает получение температуры до 60...70 °С в прямой магистрали теплосети. Такая температура достаточна в течение большей части года для отопления и горячего водоснабжения обслуживаемых потребителей. В периоды года с низкими отрицательными температурами наружного воздуха, когда температура сетевой воды в прямой магистрали должна составлять более 70 °С, дополнительный догрев сетевой воды организуется с помощью водогрейных котлов на газовом топливе, размещаемых в помещении теплонасосной станции. Эти же котлы выполняют функции дублирующего источника тепловой энергии, который может быть необходим в периоды проведения плановых и внеплановых ремонтов теплонасосного оборудования станции.

Тепловые насосы станции вырабатывают примерно 30% от общего количества тепловой энергии, вырабатываемой ТНС. ТН полностью обеспечивают нужды ГВС, а также в отопительный период, при температурах наружного воздуха ниже – 9°С, подогревают обратную сетевую воду, увеличивая эффективность работы станции.

Сокращение расходов на отопление и горячее водоснабжение, снижение зависимости от поставок (импорта) органического топлива во многих регионах, не имеющих собственных месторождений и источников топлива, являются весьма актуальными задачами.

По сравнению с автономными котельными, работающими на органическом топливе, применение ПТН может быть оправдано в случае, если стоимость сэкономленного топлива (энергии) в течение 2-4 лет превышает, либо равна увеличению неэнергетической части произведенных годовых затрат (капитальных затрат, затрат на обслуживание и ремонт), которые, как правило, выше при применении ПТН, как более дорогих [2].

Экономия топлива при сопоставлении теплоснабжения с помощью ПТН и котельных определяется:

$$\Delta G = G_k (1 - K_k / K_{тн}), \quad (1)$$

где G_k – расход топлива в котельной в тоннах условного топлива (т.у.т, низшая теплотворная способность одной т.у.т, $Q_n = 8,14$ МВт);

$K_k, K_{тн}$ – коэффициенты использования первичной энергии в котельной и тепловом насосе.

Для котельной:

$$K_k = \eta_k, \quad (2)$$

где η_k – коэффициент полезного действия котла.

Для теплового насоса:

$$K_{тн} = \varphi * \eta_{ээ}(\eta_{тд}), \quad (3)$$

где φ – коэффициент преобразования;

$\eta_{ээ}$ – коэффициент полезного действия производства электроэнергии в случае использования ТН с электроприводом;

$\eta_{тд}$ – коэффициент полезного действия в случае использования теплового двигателя (двигатель внутреннего сгорания, паровая или газовая турбина).

Рассмотрим два альтернативных автономных теплоисточника:

- котельную, потребляющую для выработки тепловой энергии 1000 т.у.т. угольного топлива за отопительный сезон, что при теплотворной способности угля $Q_y = 5,81$ МВт/т составляет 1400 тонн натурального угля за отопительный сезон (при коэффициенте полезного действия угольных котлов $\eta_k = 60\%$, полезная выработка теплоты в угольной котельной составляет 4884,6 МВт в год);
- теплонасосную станцию с ПТН типа «вода-вода», также вырабатывающую за отопительный сезон 4884,6 МВт тепловой энергии.

Для региона Северного Кавказа (Ростовская обл.) продолжительность отопительного сезона составляет 4100 ч, т.е. среднечасовая тепловая нагрузка системы теплоснабжения (включая потери в системе) составляет $4884,6/4100 = 1,19$ МВт/ч. Следовательно, в угольной котельной должны быть установлены два котла теплопроизводительностью 19 МВт/ч (один из них – т.н. «горячий» резерв).

Альтернативный теплонасосный теплоисточник также состоит из двух агрегатов тепловой мощностью по 1200 кВт (1,19 МВт/ч) и при работе на НИТ с температурой 7°C (грунтовая вода из скважин) и температуре нагретой воды теплосети 60°C имеет коэффициент преобразования $\phi = 3,0$.

Экономия топлива:

$$\Delta G = G_k (1 - \eta_k / \phi \times \eta_{ээ}) = 1000 (1 - 0,6/3,0 \times 0,33) = 394 \text{ т.у.т.},$$

или 551,6 тонн натурального угля за отопительный период.

При стоимости натурального угля с транспортными, погрузочно-разгрузочными расходами на месте потребления 5000 руб./т, (например, стоимость поставки угля в котельную комплекса «школа + больница» на территории г. Новошахтинск в 2012 г.) экономия в денежном выражении составит 2758 тыс. руб. [3]. Капитальные затраты на приобретение, монтаж, технологическую обвязку и пуско-наладку котельного оборудования, в соответствии с проектно-сметной документацией составляют 2800 тыс. руб. (без стоимости зданий и сооружений, которую принимаем равной в обоих вариантах). Капитальные расходы на приобретение, монтаж, технологическую обвязку и пуско-наладку теплонасосного оборудования, бурение скважин, подачу и отвод НИТ составляют 5000 тыс. руб. Срок окупаемости дополнительных капитальных затрат теплонасосного варианта составляет:

$$T = (5000 - 2800)/2206,4 = 1,0 \text{ год}$$

При одинаковых затратах на ремонт, амортизацию оборудования (с учетом того, что срок службы ПТН больше срока службы угольных котлов) разница в эксплуатационных расходах в котельной и ТНС определяется разностью стоимостей израсходованных за отопительный сезон угля в котельной и электроэнергии в теплонасосной системе.

Стоимость израсходованного угля составляет:

$$C_y = 4000 \times G_k \quad (4)$$

$$C_y = 5000 \times 1400 = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

При средневзвешенной стоимости (с учетом льготного ночного тарифа) одного кВт·ч электроэнергии 3,08 руб. [3], стоимость израсходованной на электропривод тепловых насосов электроэнергии равна:

$$C_{ээ} = 3,08 \times 4884,6/3 = 5014,856 \text{ тыс. руб.}$$

Расход электроэнергии на электропривод погружных насосов НИТ из скважин составляет 10% от израсходованной на электропривод тепловых насосов [3].

$$C_{пн} = (4884,6/3) \times 0,1 = 1628 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$C_{дэ} = 3,08 \times 162800 = 501,424 \text{ тыс. руб.}$$

Экономия эксплуатационных расходов в теплонасосном варианте составляет:

$$\Delta C = C_y - C_{ээ} - C_{дэ} \quad (5)$$

$$\Delta C = (7000 - 5014,856 - 501,424) \times 1000 = 1483,72 \text{ тыс. руб.},$$

т.е. экономия эксплуатационных расходов в теплонасосном варианте составляет примерно половину от величины экономии, полученной из расчета экономии угля (2758 тыс. руб.). Отношение стоимости 1 кВт·ч энергии электрической к стоимости 1 кВт·ч энергии топлива в данном регионе при наличии в достаточном количестве НИТ позволяет прогнозировать экономическую целесообразность использования тепловых насосов для теплоснабжения. В рассмотренном выше примере это отношение составляет $C_{\text{эз}}/C_{\text{т}} = 2,81$. Как показывает зарубежный и отечественный опыт, приемлемый срок окупаемости капитальных вложений в использование теплонасосной техники в 2-4 года достигается при отношении $C_{\text{эз}}/C_{\text{т}} \sim 3,0$. Например, в Швеции и Германии это отношение равно 1,3 и 2,2 соответственно. В России из-за низких цен на органическое топливо это отношение составляет для электроэнергии (при электроотоплении) 1,0; для твердого и жидкого топлива – 2,5-5,0; а для природного газа – 6,0-8,0. Если известны цены на электрическую энергию, топливо, а также низшая теплотворная способность топлива, легко рассчитать величину $C_{\text{эз}}/C_{\text{т}}$ для любого региона и вида топлива, распространенного в данном регионе и предварительно оценить экономическую целесообразность внедрения ПТН. Наиболее выгодно замена электроотопления теплонасосным, так как здесь срок окупаемости затрат – 1-2 года.

Расход топлива в энергосистеме на производство электроэнергии для ПТН более чем на 60-70% перекрывается экономией топлива на теплоснабжение в этой же энергосистеме. Это является серьезным аргументом при формировании региональных тарифов на электроэнергию для ПТН.

Модернизация системы теплоснабжения с использованием теплоты шахтных вод – это возможность значительно сократить загрязнение окружающей среды, увеличив при этом производство тепловой энергии. Применение тепловых насосов для центрального теплоснабжения ряда важных социальных объектов позволило повысить надежность обеспечения потребителей теплом и горячей водой, сократив при этом на 36% энергоемкость системы.

Литература:

1. Данилов В. В. Повышение эффективности системы централизованного теплоснабжения на основе применения технологии тепловых насосов / В. В. Данилов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2000. – № 2. – С. 5–14.
2. Пустовалов Ю. В. Экономические вопросы развития теплонасосных станций / Ю. В. Пустовалов // Теплоэнергетика. – 1986. – № 3. – С. 24–28.
3. Проценко В.Л., Радченко В.А. Коэффициент преобразования парокompрессионных тепловых насосов./ Теплоэнергетика, 1988, NQ8.
4. Руденко Н.Н., Егоров А.Д. Система кондиционирования воздуха с грунтовыми тепловыми насосами. Материалы Международной научно-практической конференции «Строительство-2006». - Ростов н/Д: РГСУ, 2007.
5. Фурсова И.Н., Руденко Н.Н., Ляховец К.Ю. Компьютерное моделирование пластинчатого теплообменника. Материалы Международной научно-практической конференции «Строительство-2006». - Ростов н/Д: РГСУ, 2012.