

ВВЕДЕНИЕ

В последние десятилетия наблюдается значительный интерес к этим технологиям практически во всех развитых странах мира. Анализ возможных областей применения в экономике России теплонасосных технологий показывает, что на первом этапе в России наиболее перспективной областью их внедрения являются системы жизнеобеспечения зданий.

Тепловым насосом называется техническое устройство, реализующее процесс переноса низкотемпературной теплоты, не пригодной для прямого использования, на более высокотемпературный уровень. По аналогии с водяными насосами, перекачивающими воду, тепловые насосы «перекачивают» теплоту. Ины-

ми словами, ТН являются трансформаторами теплоты, в которых рабочие тела совершают обратный термодинамический цикл, перенося теплоту с низкого температурного уровня на высокий. Таким образом, из низкопотенциальной теплоты различного происхождения (природной возобновляемой теплоты грунтовых и поверхностных вод, теплоты грунта, атмосферного воздуха, а также сбросной технологической теплоты технологических процессов промышленных производств, сточных вод биологических и других очистных сооружений) с температурой 0–50°С вырабатывается тепло.

При этом количество получаемой полезной тепловой энергии среднего потенциала, за исключением потерь, равно сумме тепловых энергий

низкого и высокого потенциалов, что обуславливает энергетическую и, как следствие, экономическую и экологическую эффективность тепловых насосов.

В настоящее время в индустриально развитых зарубежных странах и России определено два основных принципиальных направления в развитии тепловых насосов:

■ Парокомпрессионные тепловые насосы (ПТН).

■ Абсорбционные тепловые насосы (АТН).

1. ПАРОКОМПРЕССИОННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

1.1. ПРИНЦИП РАБОТЫ ПТН

Принцип действия парокомпрессионного теплового насоса аналогичен принципу действия домашнего холодильника. В нем морозилка (испаритель) забирает тепло из охлаждаемых продуктов. Это тепло и выделяется в помещение из радиатора (конденсатора), который расположен на задней стенке снаружи холодильника. «Перекачиваемое» тепло несколько раз превосходит затраченную энергию. Точно так же и ПТН забирает тепло из природного (вода, грунт, воздух) или постоянного техногенного источника низкопотенциальной теплоты и, затрачивая некоторую энергию на свою работу, преобразует энергию низкого потенциала в тепловую энергию среднего потенциала, пригодную для потребителей.

1.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ПТН

Существуют самые разные варианты классификации тепловых насосов.

ПТН по агрегатному состоянию возобновляемого низкотемпературного источника теплоты (НИТ) и нагреваемой среды подразделяются на типы «**вода-вода**», «**воздух-вода**», «**воздух-воздух**», «**вода-воздух**»; по типу используемого

компрессорного оборудования – на **спиральные, поршневые, винтовые и турбокомпрессорные**; по виду приводного двигателя – на **электроприводные**, или **с приводом от тепловых двигателей** (двигателей внутреннего сгорания паровых, газовых или гидравлических турбин); по применяемому рабочему телу (хладону) – на **низкотемпературные, среднетемпературные и высокотемпературные**; по степени герметичности соединения с приводом – на **герметичные, бессальниковые и сальниковые**.

По оперативным функциям ПТН можно разделить на четыре основные категории [1]:

Тепловые насосы только для отопления, применяемые для обеспечения комфортной температуры в помещении. Существует обширное поле деятельности по замене котлов низкотемпературных отопительных систем на основе теплоизлучающих полов или стеновых панелей вентиляционно-конвекторными либо тепловентиляционными установками с ПТН. Существующий административно-жилой фонд, как правило, испытывает определенные проблемы с дымоотводами и дымоходами и проблемы пожарной безопасности в целом, поэтому тепловой насос, который в принципе не имеет таких проблем, представляется в этих случаях идеальным вариантом замены.

Тепловые насосы отопительные и холодильные, применяемые для кондиционирования помещений в течение всего года. Наиболее распространенными являются реверсивные агрегаты класса «воздух-воздух». Тепловые насосы средней и большой мощности для сооружений сферы обслуживания используют гидравлические контуры для распределения тепла и холода и при этом могут обеспечивать оба рабочих режима одновременно.

Интегрированные системы на основе тепловых насосов, обеспечивающие отопление помещений, охлаждение, приготовление воды горячего водоснабжения (ГВС) и иногда утилизацию отводимого воздуха.

Тепловые насосы, предназначенные исключительно для ГВС. Зачастую в качестве источника тепла используют как наружный воздух, так и сбросной вентиляционный воздух.

Теплоисточники на базе тепловых насосов бывают как **моновалентные**, так и **бивалентные**.

Моновалентные теплоисточники полностью покрывают годовую потребность в отоплении и горячем водоснабжении, включая сезонные, «пиковые» тепловые нагрузки.

Тепловые насосы в **бивалентных теплоисточниках** покрывают от 50 до 70% годовой потребности в тепловой энергии, но позволяют существенно сэкономить средства на создание теплоисточника и получить значительную экономию топлива или электроэнергии (по сравнению с электродогревателями). Пиковая тепловая нагрузка покрывается за счет дополнительных источников отопления, чаще всего электрических, угольных, газовых или жидкотопливных котлов.

На *рис. 1* приведена принципиальная схема ПТН типа «вода-вода» с наименованиями основных элементов, а на *рис. 2* изображен упрощенный термодинамический цикл ПТН в Т-S диаграмме. Состояния рабочего тела после процессов, происходящих в основных элементах ПТН, обозначены соответствующими цифрами цикла. В отличие от парокомпрессорного домашнего холодильника и от любой другой парокомпрессорной холодильной машины, ПТН типа «вода-вода» имеет на один аппарат больше (остальные типы, за редким исключением, имеют те же самые основные аппараты, что и холодильные машины). Это **переохладитель П** жидкого хладагona. ПТН работает следующим образом: в межтрубное пространство **испарителя И** подается низкотемпературная вода, где она охлаждается за счет кипения (испарения) в трубном пространстве **испарителя И** хладагona (рабочего тела, которым являются низкокипящие фторхлорсодержащие углеводороды, т.н. фреоны). Пары хладагona из **испарителя И** постоянно отсасываются **компрессором К** и, проходя регенеративный **теплообменник РТ**, подогреваются вследствие теплообмена с протекающим внутри труб теплообменника жидким хладагном. **Компрессор К** сжимает подогретые пары хладагona до давления конденсации и направляет их в межтрубное пространство **конденсатора КД**. В трубном пространстве **конденсатора КД** подается нагреваемая вода теплосети. На наружной поверхности труб в межтрубном пространстве **КД** пары хладагona охлаждаются и конденсируются, превращаясь в жидкость, которая затем поступает в **переохладитель П** жидкого хладагona, где охлаждается за счет теплообмена с обратной водой теплосети. Далее жидкий хладагон проходит внутри труб регенеративного **теплообменника РТ**, охлаждаясь дополнительно за

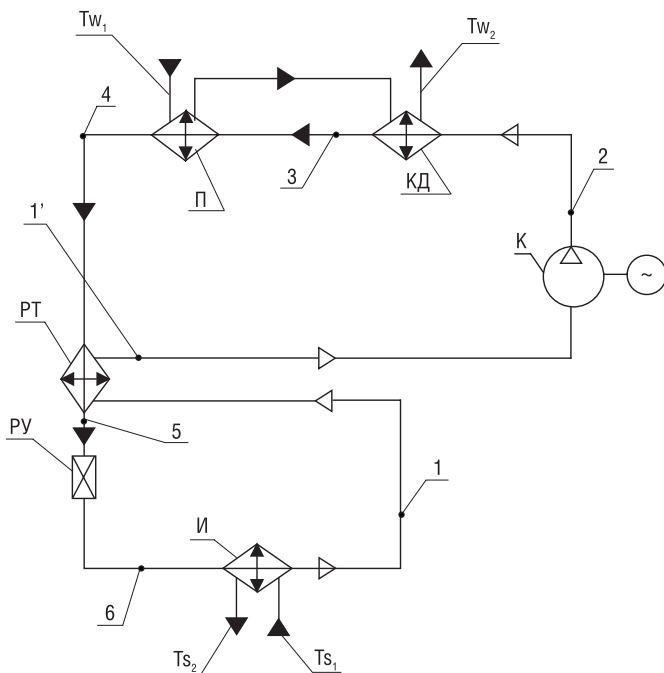


Рис. 1

Принципиальная схема парокompрессионного теплового насоса

К – компрессор; КД – конденсатор; П – переохладитель; РТ – регенеративный теплообменник; РУ – регулирующее устройство; И – испаритель; T_{s_1} и T_{s_2} – низкотемпературная вода; T_{w_1}, T_{w_2} – нагреваемая вода

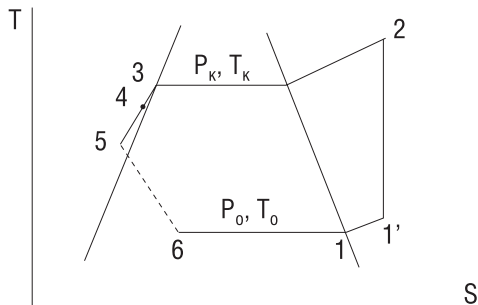


Рис. 2

Упрощенный термодинамический цикл парокompрессионного теплового насоса с процессами:

1-2 – сжатие паров рабочего тела (хладона) в компрессоре; 2-3 – охлаждение и конденсация паров хладона в конденсаторе; 3-4 – переохлаждение жидкого хладона в переохладителе; 4-5 – охлаждение жидкого хладона в регенеративном теплообменнике; 6-1 – кипение (испарение) хладона в испарителе; 1-1' – подогрев паров хладона в регенеративном теплообменнике

счет теплообмена с парами хладона, и дросселируется в **регулирующем устройстве РУ**, понижая свое давление и, соответственно, температуру до давления и температуры в **испарителе И**. Парожидкостная смесь, образующаяся вследствие дросселирования, кипит (испаряется) в испарителе, получая тепло через стенки труб с низкотемпературной водой. Образующиеся пары хладона отсасываются компрессором, цикл рабочего тела ПТН замыкается.

Таким образом, рабочее тело (хладон), постоянно циркулирует в замкнутом контуре ПТН, претерпевая изменения агрегатного состояния в его аппаратах и перенося теплоту от возобновляемого низкотемпературного источника теплоты к потребителю теплоты среднего потенциала за счет затраты энергии высокого потенциала в компрессоре.

1.4. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПТН

Как было отмечено выше, тепловой насос, как и холодильная машина, реализует обратный термодинамический цикл, перенося теплоту от менее нагретого тела к более нагретому за счет затраты первичной электрической или тепловой энергии в соответствии со вторым законом термодинамики. Отношение полученной потребителем тепловой энергии к затраченной (в тепловом эквиваленте) определяет эффективность работы ТН и носит название коэффициента преобразования:

$$\varphi = Q_n + Q_{кд} / Q_k,$$

где $Q_n + Q_{кд}$ – теплота, полученная потребителем из переохладителя и конденсатора;

Q_k – мощность в тепловом эквиваленте, затраченная на привод компрессора.

Величина коэффициента преобразования реального обратного цикла Ренкина, реализуемого в ПТН, в основном, зависит от температур холодного и горячего источников теплоты:

$$\varphi = \varphi_{ид} \times \mu,$$

где $\varphi_{ид} = T_k / (T_k - T_0)$ – коэффициент преобразования идеального цикла Карно, осуществляемого в диапазоне температур (по шкале Кельвина) конденсации T_k и кипения T_0 рабочего тела цикла;

$\mu = \mu_1 \times \mu_2 \times \mu_3 \times \mu_4 \times \mu_5$ – коэффициент, учитывающий реальные процессы, осуществляемые рабочим телом в ПТН [2]. Практически для ТН типа «вода-вода» $T_k = 273 + (t_{w2} + (5 - 10))^\circ\text{C}$, а $T_0 = 273 + (t_{s2} - (2 - 4))^\circ\text{C}$.

Здесь t_{w2} , t_{s2} , соответственно, температура горячего источника теплоты (нагреваемой воды) на выходе из конденсатора и температура холодного источника теплоты (охлаждаемой воды) на выходе из испарителя ПТН. Коэффициенты $\mu_1 - \mu_5$ [2] учитывают необратимые потери реального цикла соответственно: замену среднетермодинамической температуры отвода теплоты T_k^{cp} в цикле Ренкина на температуру конденсации рабочего тела T_k (μ_1); потери в процессе дросселирования (μ_2); изменение значения коэффициента преобразования цикла, связанное с перегревом паров рабочего тела перед сжатием в компрессоре в регенеративном теплообменнике (μ_3); потери от необратимого сжатия в компрессоре (μ_4) и дополнительные затраты мощности компрессора на преодоление сил трения на нагнетательной и всасывающей сторонах компрессора (μ_5). Практические значения μ в диапазоне реальных температур конденсации (50–70°C) и температур кипения (0–20°C) рабочего тела составляют 0,55–0,70, при этом более низкие значения соответствуют крупным ПТН. Например, в ПТН тепловой мощностью 1 МВт при температуре низкотемпературного источника теплоты (НИТ) 7°C и температуре нагретой воды среднетемпературного потребителя теплоты (СПТ) 60°C коэффициент преобразования φ составляет 3,0. Это значит, что из трех единиц полученной СПТ

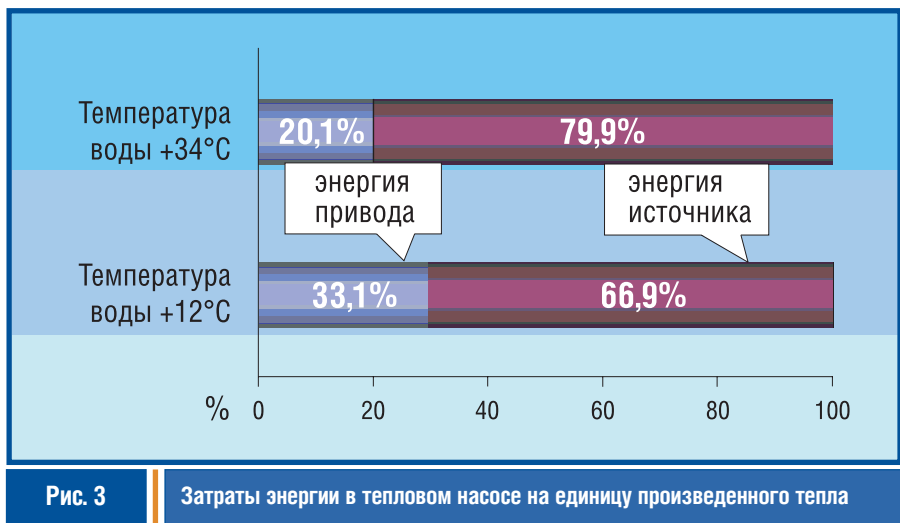


Рис. 3

Затраты энергии в тепловом насосе на единицу произведенного тепла

тепловой энергии одна единица – за счет энергии привода ПТН, а две единицы – за счет теплоты НИТ. Относительные затраты энергии показаны на *рис. 3*:

При повышении температуры НИТ и понижении температуры СПТ, т.е. при сокращении разности температур НИТ и СПТ (что соответствует снижению разности температур $T_K - T_O$), коэффициент преобразования повышается, при увеличении разности температур коэффициент, соответственно, снижается. Реально достигаемые на практике разности температур – от 70°C до 30°C, при этом коэффициент преобразования изменяется от 2,0 до 5,0 соответственно.

1.5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПТН

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.

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

$$\Delta G = G_K (1 - K_K / K_{ТН}),$$

где G_K – расход топлива в котельной в тоннах условного топлива (т.у.т, низшая теплотворная способность одной т.у.т, $Q_H = 7,0 \text{ Гкал}$);

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

Для котельной:

$$K_K = \eta_K,$$

где η_K – коэффициент полезного действия котла.

Для теплового насоса:

$$K_{ТН} = \varphi \times \eta_{ЭЭ} (\eta_{ТД}),$$

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 $Q_u = 5,0 \text{ Гкал/т}$ составляет 1400 тонн натурального угля за отопительный сезон (при коэффициенте полезного действия угольных котлов $\eta_k = 60\%$, полезная выработка теплоты в угольной котельной составляет 4200 Гкал в год) и теплонасосную станцию с ПТН типа «вода-вода», также вырабатывающую за отопительный сезон 4200 Гкал тепловой энергии.

Для региона Среднего Поволжья продолжительность отопительного сезона составляет 5200 ч, т.е. среднечасовая тепловая нагрузка системы теплоснабжения (включая потери в системе) составляет $4200/5200 = 0,8 \text{ Гкал/ч}$. Следовательно, в угольной котельной должны быть установлены два котла теплопроизводительностью по 0,8 Гкал/ч (один из них – т.н. «горячий» резерв).

Альтернативный теплонасосный теплоисточник также состоит из двух агрегатов тепловой мощностью по 928 кВт (0,8 Гкал/ч) и при работе на НИТ с температурой 7°C (грунтовая вода из скважин) и температуре нагретой воды теплосети 60°C имеет коэффициент преобразования $\varphi = 3,0$. Экономия топлива $\Delta G = G_k (1 - \eta_k / \varphi \times \eta_{ЭЭ}) = 1000 (1 - 0,6/3,0 \times 0,33) = 394 \text{ т.у.т.}$, или 551,6 тонн натурального угля за отопительный период. При стоимости

натурального угля с транспортными, погрузочно-разгрузочными расходами на месте потребления 1300 руб./т, (например, стоимость поставки угля в котельную комплекса «школа + больница» на заволжской территории г. Чебоксары в 2003 г.) экономия в денежном выражении составит 717,1 тыс. руб. [3]. Капитальные затраты на приобретение, монтаж, технологическую обвязку и пусконаладку котельного оборудования, в соответствии с проектно-сметной документацией составляют 2 800 тыс. руб. (без стоимости зданий и сооружений, которую принимаем равной в обоих вариантах). Капитальные расходы на приобретение, монтаж, технологическую обвязку и пусконаладку теплонасосного оборудования, бурение скважин, подачу и отвод НИТ составляют 5 000 тыс. руб. Срок окупаемости дополнительных капитальных затрат теплонасосного варианта составляет:

$$T = \frac{5000 - 2800}{717,1} = 3,0 \text{ года.}$$

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 теплонасосном теплоисточнике определяется разностью стоимостей израсходованных за отопительный сезон угля в котельной и электроэнергии в теплонасосной системе. Стоимость израсходованного угля составляет: $C_y = 1300 \times G_k = 1300 \times 1400 = 1820 \text{ тыс. руб.}$ При средневзвешенной стоимости (с учетом льготного ночного тарифа) одного кВт·ч электроэнергии 0,63 руб. [3], стоимость израсходованной на электропривод тепловых насосов электроэнергии равна: $C_{ЭЭ} = 0,63 \times 1,163 \times 4200/3 = 1025,766 \text{ тыс. руб.}$ Расход электроэнергии на электропривод погружных насосов НИТ из скважин составляет 10% от израсходованной на электропривод тепловых насосов [3], т.е. величину $1,163 \times 4200/3 = 162,8 \text{ МВт·ч}$, а стоимость дополнительного расхода электроэнергии: $C_{ДЭ} = 0,63 \times 162800 = 102,6 \text{ тыс. руб.}$

Экономия эксплуатационных расходов в теплонасосном варианте составляет: $\Delta C = C_y - C_{33} - C_{дэ} = (1820 - 1025,766 - 102,6) \times 1000 = 691,634$ тыс. руб., т.е. примерно соответствует величине экономии, полученной из расчета экономии угля (717,1 тыс. руб.). Отношение стоимости 1 кВт·ч энергии электрической к стоимости 1 кВт·ч энергии топлива в данном регионе позволяет прогнозировать экономическую целесообразность использования тепловых насосов для теплоснабжения при наличии в достаточном количестве НИТ. В рассмотренном выше примере это отношение составляет $C_{33} / C_T = 2,81$. Как показывает зарубежный и отечественный опыт, приемлемый срок окупаемости капитальных вложений в использование теплонасосной техники в 2–4 года достигается при отношении $C_{33} / C_T \leq 3,0$. Например, в Швеции и Германии это отношение равно 1,3 и 2,2 соответственно [4]. 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_{33} / C_T для любого региона и вида топлива, распространенного в данном регионе и предварительно оценить экономическую целесообразность внедрения ПТН. Наиболее выгодно замена электроотопления теплонасосным; 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.

Пусть ПТН вырабатывает Q Гкал теплоты и потребляет для этого \mathcal{E} МВт·ч электроэнергии. Удельный расход топлива на получение электроэнергии (B_3) с учетом потерь в ЛЭП в размере

10% составляет 341 кг.у.т. / МВт·ч. Удельный расход топлива на производство теплоты (B_Q) в энергосистеме с учетом потерь в теплопроводах в размере 15% составляет около 200 кг.у.т./Гкал.

Примем коэффициент преобразования ПТН при утилизации низкопотенциальной сбросной теплоты $\varphi = Q / 0,86 \times \mathcal{E} = 3,3$, тогда экономия первичного топлива от применения ПТН, по сравнению с альтернативным получением теплоты от теплоисточника энергосистемы, составит: $\Delta B_{ТН} = (B_Q \times \varphi \times 0,86 - B_3) \times \mathcal{E} = (200 \times 3,3 \times 0,86 - 341) \times \mathcal{E} = 226,6 \times \mathcal{E}$ кг.у.т. Удельная экономия топлива в расчете на 1 МВт·ч потребленной электроэнергии определяется как $\Delta b_{ТН} = \Delta B_{ТН} / \mathcal{E} = 226,6$ кг.у.т. Таким образом, расход топлива в производстве электроэнергии для ПТН более чем на 66% ($226,6/341 \times 100\%$) перекрывается экономией топлива на теплоснабжение в этой же энергосистеме [5].

1.6. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПТН

Экологическая эффективность ПТН по сравнению с традиционными теплоисточниками, работающими на органическом топливе, определяется энергетической эффективностью, т.е. экономией первичных видов топлива, благодаря тепловым насосам, при одинаковой выработке тепловой энергии одинакового потенциала, удовлетворяющего потребителя.

Сравнительная экологическая эффективность ПТН по сравнению с котельными на твердом, жидком, газообразном топливе, а также с электродкотельными, потребляющими электрический ток, выработанный на ТЭЦ, приведена в табл. 1. Как видно из табл. 1, парокомпрессионные тепловые насосы с коэффициентом преобразования $\varphi = 3,0$, что соответствует температуре НИТ, равной +8°C, (при использовании для выработки электроэнергии на ТЭЦ первичных видов топлива: угля, мазута топочного, природного газа), по сравнению с котельными на соответствующих видах топлива именуют:

Таблица 1.

Сравнительная таблица экологической эффективности тепловых насосов по сравнению с традиционными котельными, работающими на органическом топливе.

(Расчеты выполнены для котельных потребителя тепловой мощностью 1,163 МВт (1,0 Гкал/ч), с годовой выработкой тепловой энергии 2616 Гкал; расход топлива на ТЭЦ – 0,3 кг условного топлива на 1кВт·ч; тепловая способность: угля – 19,5 МДж/кг, мазута – 39,0 МДж/кг, природного газа – 33,24 МДж/нм³).

Производители тепла	Традиционная котельная			Электрокотельная			Тепловой насос					
	КПД = 0,65	КПД = 0,80	КПД = 0,86				$T_{нит} = +8^{\circ}C; \Phi = 3,0$			$T_{нит} = +40^{\circ}C; \Phi = 6,0$		
Топливо:	Уголь	Мазут	Пр. газ	Уголь	Мазут	Пр. газ	Уголь	Мазут	Пр. газ	Уголь	Мазут	Пр. газ
Годовой расход топлива (уголь и мазут – в тоннах, газ – в тыс. нм³)												
Сжигание	непосредственно у потребителя			на удаленных ТЭЦ								
	586,3	351,6	374,7	1360,0	687,0	808,7	453,1	229,0	269,6	226,6	114,5	134,8
Суммарные вредные выбросы окислов азота, серы, углерода в год, тонн:												
На местах производства тепла	16,31	9,98	2,48	–	–	–	–	–	–	–	–	–
В местах сжигания топлива (в т.ч. ТЭЦ)	1743,0	1029,8	667,4	25,9	18,6	5,58	8,63	6,2	1,86	4,32	3,1	0,93
Выбросы CO₂ («парниковый эффект») в год, тонн												
В атмосферу Земли	1743,0	1029,8	667,4	2768,0	1919,0	1499,0	922,5	639,7	500,0	461,0	319,8	250,0

- почти в два раза меньше выбросов окислов азота, серы, окиси и двуокиси углерода при работе на угле;
- более чем в полтора раза меньше при работе на мазуте;
- на 30% меньше при работе на природном газе.

По сравнению с электрокотельной, получающей электроэнергию от ТЭЦ, тепловой насос с электроприводом, питающимся от той же ТЭЦ, имеет выбросы в 3 раза ниже. При коэффициенте преобразования $\varphi = 6,0$ «приведенные» выбросы вредных газообразных и твердых продуктов сжигания первичного топлива в тепловых насосах сокращаются еще в 2 раза по сравнению с ПТН, имеющим $\varphi = 3,0$. В теплоисточниках с тепловыми насосами и в теплоисточниках

с электрокотельными выбросы производятся на удаленных ТЭЦ, которые вырабатывают для них электроэнергию, в отличие от котельных, в которых загрязнение окружающей среды происходит в районе их размещения, в непосредственной близости от потребителей тепловой энергии.

Следует иметь в виду, что системы очистки продуктов сжигания топлива на ТЭЦ более совершенны и подлежат обязательной установке, чего нельзя сказать о малых и средних котельных, в которых они практически отсутствуют. На рис. 4 показано относительное снижение выбросов «парникового» углекислого газа в ПТН, получающих электроэнергию от конденсационной электростанции (КЭС), с различными коэффициентами сезонной производительности SEER (отношение общей тепловой энергии в кВт·час,

Выбросы CO₂ при производстве электричества,
среднеевропейский показатель = 460 г на кВт·ч электроэнергии

CO₂ – газовое отопление = 221 г на кВт тепла

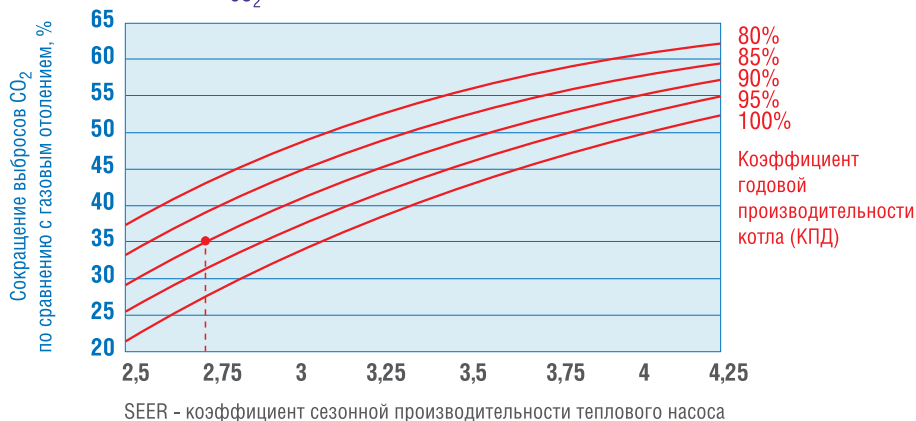


Рис. 4

Сравнение электроприводных ПТН с газовыми котлами по выбросам CO₂

выработанной за сезон, к общей израсходованной за этот сезон электроэнергии в ПТН, т.е. средний за сезон (φ_{cp}) по сравнению с газовыми котлами одинаковой тепловой мощности, при их различных КПД [1].

Современные ПТН типа «воздух-воздух» обеспечивают $SEER = 3,0$. Тепловые насосы типа «вода-вода» и «грунт-вода» работают более эффективно и у них $SEER = 4,0$.

Для примера: ПТН, имеющий $SEER = 2,75$, выбрасывает в атмосферу CO₂ на 35% меньше, чем газовый котел с КПД = 90% при одинаковой сезонной производительности.

1.7. ИСТОЧНИКИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ НИЗКОПOTЕНЦИАЛЬНОЙ ТЕПЛОТЫ

Тепловые, энергетические и экономические характеристики тепловых насосов существенно зависят от характеристик НИТ, откуда ТН «черпают» тепло.

Идеальный источник тепла должен поддерживать стабильно высокую температуру в течение отопительного сезона, быть изобильным и возобновляемым, не быть коррозионноактивным и загрязняющим, иметь благоприятные теплофизические характеристики и низкие эксплуатационные расходы. В большинстве случаев НИТ является ключевым фактором, определяющим эксплуатационные характеристики ПТН.

В табл. 2 приведены температурные показатели, типичные для наиболее распространенных источников тепла. Наружный и отводимый из помещений воздух, почва (грунт) и подпочвенная вода представляют собой источники тепла, широко используемые в небольших системах на базе тепловых насосов, тогда как морская, озерная и речная вода, геотермальные источники и грунтовые воды, залегающие на глубине ниже 20 м, применяются для систем большой мощности.

Таблица 2.

Температурный уровень, характерный для основных источников тепла, используемых в системах на основе тепловых насосов в режиме отопления.

Источник тепла	Температурный диапазон, °С
Наружный воздух	-10/+15
Отводимый использованный воздух	15/25
Подпочвенная вода	4/10
Озерная вода	0/10
Речная вода	0/10
Морская вода	3/8
Грунт	0/10
Грунтовые воды	>10
Геотермальная вода	20/50

1.7.1. Воздух

Наружный воздух, будучи совершенно бесплатным и общедоступным, является наиболее предпочтительным источником тепла. Однако тепловые насосы, использующие воздух в качестве НИТ, имеют фактор сезонной нагрузки (SPF) в среднем ниже на 10–30% по сравнению с тепловыми насосами «вода-вода». Это объясняется следующими обстоятельствами:

- быстрым снижением мощности и производительности с падением наружной температуры;
- относительно большой разностью температур конденсации и испарения в период минимальных зимних температур, что в целом снижает эффективность процесса;
- энергозатратами на размораживание обдуваемого воздухом испарителя и работу соответствующих вентиляторов.

В условиях теплого и влажного климата на поверхности испарителя в диапазоне от 0°С до -6°С образуется иней, что ведет к снижению мощности и производительности ПТН.

Иней уменьшает площадь свободной поверхности и препятствует прохождению воздуха. Ухудшается теплопередача, и, как следствие, снижается температура испарения хладагента, что в свою очередь, способствует нарастанию инея и дальнейшему снижению производительности вплоть до полной остановки агрегата вследствие срабатывания датчика низкого давления, если прежде не устранить обледенение. Размораживание испарителя осуществляется реверсированием охлаждающего цикла или иными, менее эффективными способами. С увеличением частоты размораживания растет энергопотребление, снижается коэффициент преобразования ϕ .

Применение специальной системы контроля, обеспечивающей размораживание по требованию (то есть когда оно фактически необходимо), а не периодическое, может существенно повысить общую эффективность, ПТН.

Еще один источник тепла в жилых и торговых административных сооружениях – отводимый вентиляционный воздух. Тепловой насос регенерирует тепло из отводимого воздуха

и обеспечивает приготовление горячей воды или теплого воздуха для отопления помещений. В этом случае, однако, требуется постоянное вентилирование в течение всего отопительного сезона или даже целого года, если предусмотрено кондиционирование помещений в летний период.

Существуют аппараты, в которых конструктивно изначально заложена возможность использования теплоты и отводимого вентиляционного и наружного воздуха. В некоторых случаях тепловые насосы, использующие теплоту отводимого воздуха, применяются в комбинации с рекуператорами тепла «воздух-воздух».

1.7.2. Вода

Тепловые насосы «вода-вода» используют тепло подпочвенных (грунтовых) вод, открытых водоемов или технологической охлаждающей воды.

Грунтовые воды есть во многих местах, они имеют достаточно стабильную температуру в диапазоне от 7 до 12°C в течение всего года. На *рис. 5* показана система с ПТН «вода-вода» для напольного отопления индивидуального дома. По сравнению с другими НИТ, вода обеспечивает наименьшую разность температур ($T_k - T_o$) и, соответственно, наиболее высокий коэффициент преобразования ϕ . Для ее использования применяются главным образом искусственно создаваемые колодцы и грунтовые скважины: водозаборные и водоприемные (т.н. нагнетательные).

В водозаборных колодцах и скважинах размещаются одно- либо многоступенчатые водяные насосы, подающие воду в испарители ПТН. Охлажденная вода из испарителей возвращается через водоприемные колодцы и скважины снова под землю. Забор и возврат воды должны осуществляться в направлении

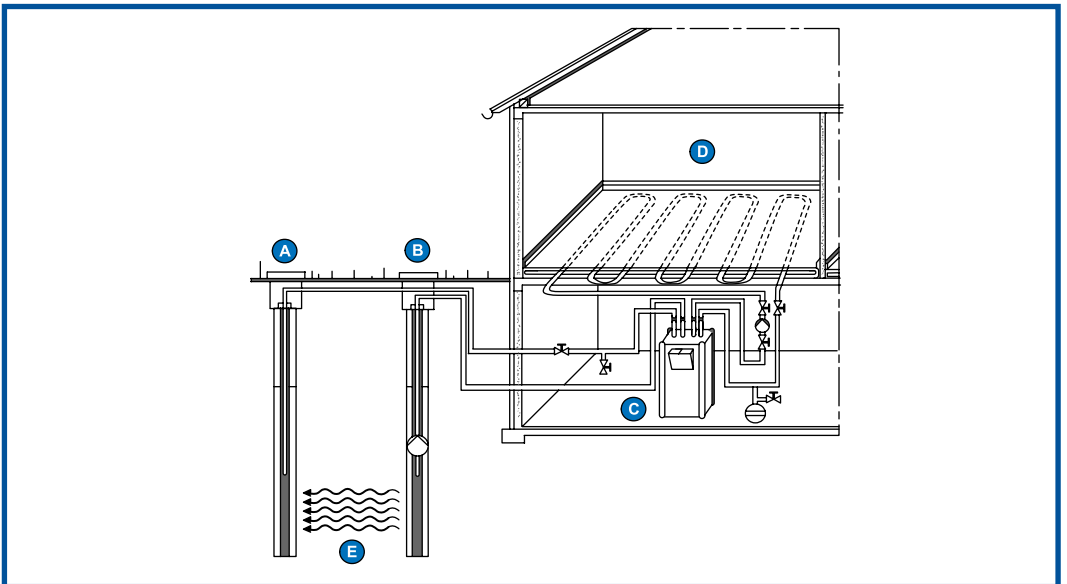


Рис. 5

Система отопления с ПТН типа «вода-вода»

A – приемная скважина, B – подающая скважина, C – тепловой насос, D – напольное отопление, E – направление потока грунтовых вод

подземного движения грунтовых вод с целью исключения «байпасирования» потока. Между водозаборными и нагнетательными устройствами должно соблюдаться определенное расстояние, чтобы исключить понижение температуры воды, подаваемой в ПТН. Для небольших объемов подаваемой воды (одно- и двухквартирные жилые дома) расстояние между подающим и приемным колодцами должно быть не менее 5 м. Водоприемный колодец должен выполняться таким образом, чтобы точка выхода воды находилась ниже уровня грунтовых вод. Грунтовая вода, в зависимости от конструкции системы, начальной температуры воды, охлаждается в испарителе ПТН максимально на 5°C. Для крупных ПТН необходимый расход грунтовых вод значительно выше, поэтому глубина и диаметр скважин больше. Количество водоподающих и водоприемных скважин может быть от одной до десятков. С целью исключения взаимного влияния, расстояние между водозаборными и нагнетательными скважинами должно быть не менее 50–80 м, а расстояние между однотипными скважинами – не менее 30–50 м. Рекомендуется выполнять скважины реверсивными, т.е. с возможностью превращения водозаборной скважины в нагнетательную через каждый год эксплуатации для очистки фильтров, установленных перед глубинными насосами, обратным током воды. Подвод и отвод грунтовой воды к тепловому насосу должны быть защищены от замерзания и прокладываются с уклоном к скважине или к колодцу.

Большим недостатком тепловых насосов, работающих на грунтовых водах, является высокая стоимость работ по обустройству скважин или колодцев, подводу и отводу НИТ. Кроме того, в зависимости от качества грунтовой воды, требуется принять меры по защите системы обеспечения НИТ от коррозии и отложений, особенно от окислов железа, ила. Необходимо учесть требования, порой весьма жесткие, местных администраций в вопросах организации сточных вод.

Речная и озерная вода с теоретической точки зрения представляется весьма привлекательным источником тепла, но имеет один существенный недостаток – чрезвычайно низкую температуру в зимний период (она может опускаться до уровня чуть выше или практически вплотную к 0°C).

По этой причине требуется особое внимание при проектировании системы в целях предотвращения замораживания испарителя.

Морская вода представляется в некоторых случаях отличным источником тепла и используется главным образом в средних и крупных системах. На глубине от 25 до 50 м морская вода имеет постоянную температуру в диапазоне от 5 до 8°C, и, как правило, проблем с образованием льда не возникает, поскольку точка замерзания здесь от -10 до -2°C. Есть возможность использовать как системы прямого расширения, так и системы с рассолом. В табл. 3 приведены практические значения φ (в зарубежной литературе COP):

Таблица 3.

Тип отопительной системы и температурные значения подаваемой и отводимой воды, °C	Значения φ
Системы с традиционными радиаторами (60–50) °C	2,5
Системы напольного отопления (35–30) °C	4,0
Вентиляционно-конвекторные системы (45–35) °C	3,5
Температура воды НИТ на входе в испаритель во всех случаях равна 5 °C	

Важно только использовать теплообменники и насосные агрегаты, стойкие к воздействию коррозии, и предотвращать накопление отложений органического характера в водозаборном трубопроводе, теплообменниках, испарителях и пр.

Примерами возможных источников тепла водных сред можно считать канализационные очищенные и неочищенные сточные воды, промышленные водостоки, воды оборотных систем охлаждения промышленных предприятий, конденсаторов водяного пара, применяемых при производстве электроэнергии.

В последнее время в США и странах Европы в крупных сооружениях, имеющих множество помещений, таких как административные здания, жилые дома, гостиницы, торговые центры, начали применяться замкнутые (кольцевые) водяные системы, содержащие несколько автономных реверсивных (тепло-холод) теплонасосных установок типа «вода-воздух», соединенных в единый гидравлический контур двумя трубопроводами – прямым и обратным. В состав системы входят также «пиковый» котел (теплогенератор) и градирня. В США в новом строительстве их использование составляет уже 60%, в реконструируемом – 40%. В Европе такие системы только появились.

Принципиальная схема системы замкнутого водяного контура приведена на *рис. 6* [1].

В замкнутом контуре циркулирует теплая вода, ее температура в течение всего года поддерживается на уровне от 18 до 32°C. Вода питает кондиционеры.

Замкнутый водяной контур работает и как источник тепла, из которого потребляют энергию системные агрегаты, находящиеся в режиме теплового насоса, и как источник холода, куда агрегаты в режиме охлаждения «сбрасывают» тепло. Если число агрегатов, находящихся в режиме отопления, равно числу агрегатов,

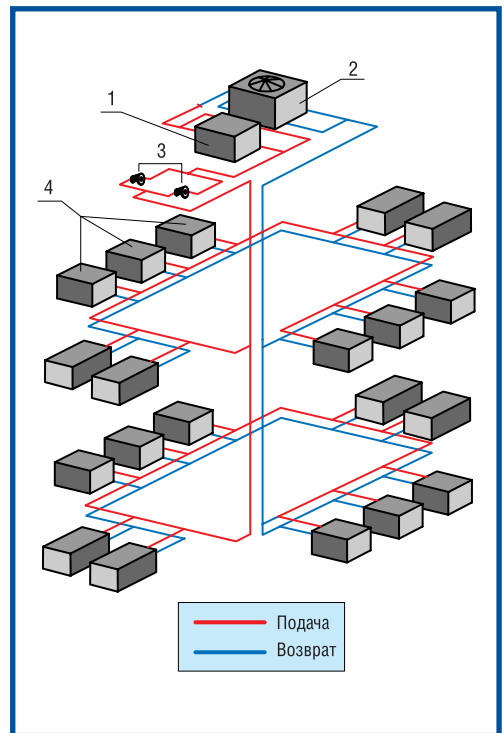


Рис. 6

Принципиальная схема системы замкнутого водяного контура с кондиционерами на основе тепловых насосов:

- 1 – котел; 2 – градирня;
- 3 – насосы водяные;
- 4 – тепловые насосы класса «вода-воздух»

работающих на охлаждение, то система самоуравновешивается, для нее не требуется энергия извне и отпадает необходимость перерабатывать тепло. Во всех остальных случаях системе может требоваться либо дополнительное тепло, либо отвод излишнего тепла наружу. На практике, в зимний период, когда температура воды стремится опуститься ниже 21°C, включается «пиковый» котел дополнительного обогрева, а летом, когда температура превышает 29°C, в работу включается охлаждающая градирня.

1.7.3. Грунт

Тепловые насосы, применяющие грунт в качестве источника тепла, используются для обслуживания жилых и торгово-административных сооружений. Грунт, как и подпочвенные воды, имеет одно преимущество – относительно стабильную в течение года температуру, обеспечивающую высокий коэффициент преобразования ϕ (см. рис.7) [1].

Тепло отбирается по трубам – грунтовым теплообменникам, уложенным в землю горизонтально (спиралеобразно) или вертикально (так называемые грунтовые зонды).

Здесь могут использоваться:

- системы прямого расширения с охлаждающей жидкостью, испаряющейся по мере циркуляции в контуре трубопровода, заглубленного в грунт;
- системы с рассольной жидкостью, прокачиваемой по трубопроводу, заглубленному в грунт.

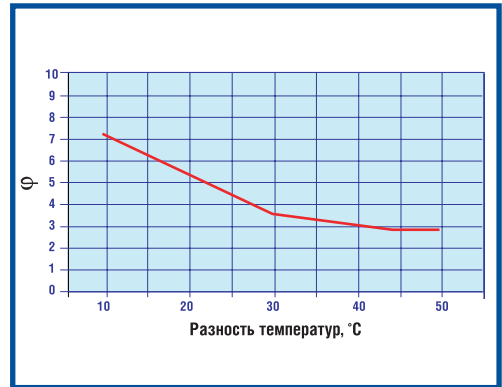
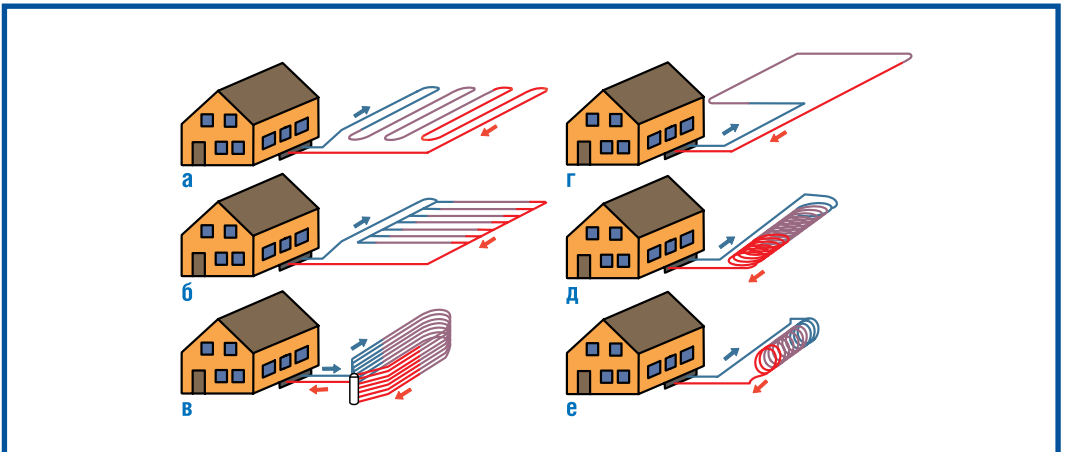


Рис. 7

Типичная зависимость коэффициента теплового насоса типа «грунт-вода» от разности температур грунта и нагретой воды

В горизонтальных грунтовых теплообменниках забор тепла из грунта осуществляется с помощью проложенной в грунте системы пластиковых труб большой площади (см. рис. 8).



Виды горизонтальных грунтовых теплообменников:

- а – теплообменник из последовательно соединенных труб;
- б – теплообменник из параллельно соединенных труб;
- в – горизонтальный коллектор, уложенный в траншею;
- г – теплообменник в форме петли;
- д – теплообменник в форме спирали, расположенной горизонтально (так называемый «slinky» коллектор);
- е – теплообменник в форме спирали, расположенной вертикально

Рис. 8

Пластиковые трубы из полиэтилена или полихлорвинила укладываются в грунт на глубину 1,2–1,5 м и, в зависимости от выбранного поперечного сечения трубы, на расстоянии приблизительно 0,5–0,7 м параллельно друг другу, так, чтобы на каждый кв. м. площади забора тепла было проложено приблизительно 1,43–2,0 м труб. Длина каждой плети трубопровода не должна превышать 100 м, иначе потери давления и требуемая мощность насоса будут слишком велики.

Трубы на концах соединяются в распределительные гребенки обратной и подающей магистралей, которые должны находиться немного выше, чем сами трубы, чтобы воздух мог удаляться из всей системы. Рекомендуется, чтобы каждая плеть могла перекрываться арматурой отдельно.

Рассол циркулирует с помощью насоса через пластиковые трубы, забирая накопленное в грунте тепло, и подается в испаритель ПТН, в котором отдает это тепло хладону. Далее это тепло в контуре ПТН трансформируется в тепло более высокого потенциала для теплоснабжения помещений. Временное замерзание грунта непосредственно в зоне пролегания труб (в большинстве случаев во второй половине отопительного сезона) не оказывает отрицательного воздействия на работоспособность ТН и рост растений. Но все же в зоне прохождения труб с рассолом на садовых участках не рекомендуется сажать растения с глубокими корнями.

Грунтовое тепло – это накопленное солнечное тепло, которое переходит в грунт благодаря прямому обогреву солнечными лучами, передаче тепла от воздуха или выпавших атмосферных осадков. Тепло, поступающее наверх из более глубоких слоев, ниже 15–20 м (т.н. «нейтральной зоны»), формируется из энергии, поступающей из недр земли, и практически не зависит от сезонных изменений климата. Величина потока радиогенного тепла, поступающего из земных недр, для разных местностей составляет

0,05–0,12 Вт/м² и в качестве источника тепла для верхних слоев земли им можно пренебречь ввиду малости [8].

Полезное количество тепла, и, таким образом, площадь необходимой поверхности теплообмена в существенной мере зависят от теплофизических свойств грунта и энергии инсоляции, т.е. от климатических условий. Термические свойства, такие как объемная теплоемкость и теплопроводность, очень сильно зависят от состава и состояния грунта. Теплоаккумулирующие свойства и теплопроводность тем выше, чем сильнее грунт насыщен водой, чем выше доля минеральных составляющих и чем меньше содержание в нем пор с воздухом. При этом мощность по отбору тепла для грунта находится примерно между 10 и 35 Вт/м² в случае прокладки труб с шагом около 0,5–0,7 м. Удельные тепловые потоки для разных грунтов составляют [9]:

сухой песчаный	$q_e = 10\text{--}15 \text{ Вт/м}^2$
сырой песчаный	$q_e = 15\text{--}20 \text{ Вт/м}^2$
сухой глинистый	$q_e = 20\text{--}25 \text{ Вт/м}^2$
сырой глинистый	$q_e = 25\text{--}30 \text{ Вт/м}^2$
водоносный слой	$q_e = 30\text{--}35 \text{ Вт/м}^2$

В районах с высокой плотностью населения и малыми земельными участками рекомендуется устраивать вертикальные грунтовые теплообменники (зонды). Как правило, зонды изготавливаются из полиэтиленовой или полипропиленовой трубы. В большинстве случаев параллельно устанавливаются четыре трубы (зонд в форме двойной U-образной трубы) в одной скважине (см. рис. 9). Все полости между трубами и грунтом заполнены материалом, хорошо проводящим тепло (бетонит). Рассол по двум трубам течет из распределителя вниз, а по двум другим трубам возвращается наверх к распределителю. Другой вариант (см. рис. 10) – коаксиальные трубы («труба в трубе») с внутренней пластиковой трубой для подачи и с внешней пластиковой трубой для возврата рассола [3].

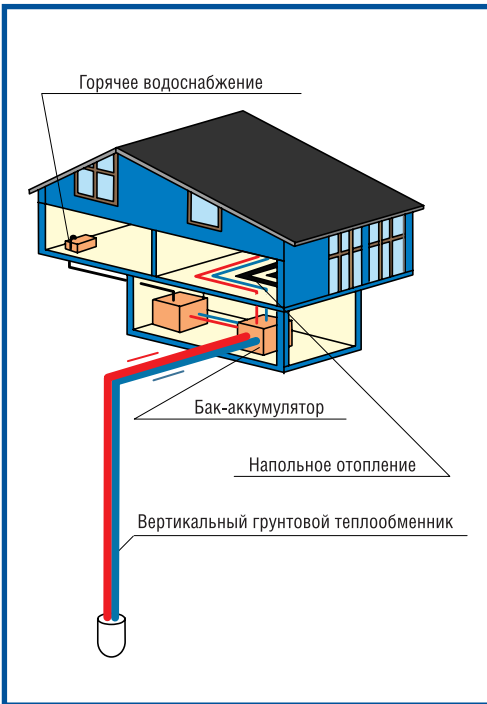


Рис. 9

Схема отопления и горячего водоснабжения одноквартирного жилого дома посредством теплонасосной установки с вертикальным грунтовым теплообменником

Грунтовые тепловые зонды (в зависимости от исполнения) монтируются с помощью бурильной установки либо забиваются копром. Глубина монтажа зондов 50–200 м.

Опыт показывает, что удельный тепловой поток очень сильно колеблется и находится между 20 и 100 Вт на метр длины зонда. Для различных грунтов он составляет:

сухой песчаный грунт	$q_e = 20$ Вт/м;
сырой песчаный грунт	$q_e = 40$ Вт/м;
влажный каменистый грунт	$q_e = 60$ Вт/м;
водоносные слои грунта (содержащие гравий)	$q_e = 80\text{--}100$ Вт/м;

Расстояние между зондами должно составлять не менее 5–6 м. Для небольшого дома достаточно одного теплообменника. Например, при среднем значении $q_e = 50$ Вт/м для обеспечения холодильной мощности 6,5 кВт (тепловая мощность ТН около 10 кВт) необходимы зонд длиной 130 м или два зонда по 65 м.

Для больших зданий может потребоваться устройство целой группы скважин с вертикальными теплообменниками. Самое большое в мире число скважин используется в системе тепло- и холодоснабжения «Richard Stockton College» в США в штате Нью-Джерси. Вертикальные грунтовые теплообменники этого колледжа располагаются в 400 скважинах глубиной 130 м. В Европе наибольшее число скважин

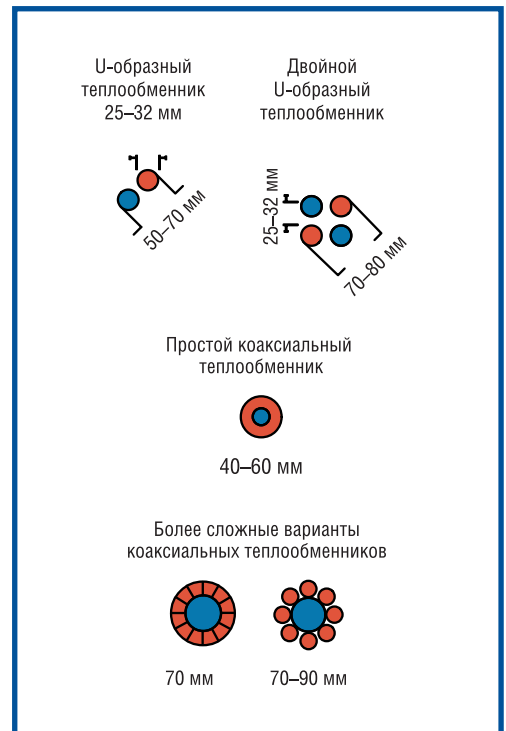


Рис. 10

Сечение различных типов вертикальных грунтовых теплообменников

(154 скважины глубиной 70 м) используются в системе тепло- и холодоснабжения центрального офиса Германской службы управления воздушным движением («Deutscher Luftverkehr») [8].

В целом, тепловые насосы рассольного типа имеют более низкую производительность по сравнению с агрегатами первого типа в силу происходящего в них «двойного» теплообмена (грунт-рассол, рассол-хладагент) и энергозатрат на обеспечение работы насоса циркуляции рассола. Хотя, справедливости ради надо заметить, что обслуживать такие системы существенно проще. Температура замерзания рассола (смеси воды и антифриза) должна быть около минус 15°C для исключения его замерзания в процессе эксплуатации.

Тепловая емкость грунта варьируется в зависимости от его влажности и общих климатических условий конкретной местности. В силу производимого отбора тепла во время отопительного сезона его температура понижается.

На участках с холодным климатом большая часть энергии извлекается в форме латентного тепла, когда грунт промерзает. В летний период, однако, под действием солнца температура грунта вновь поднимается вплоть до первоначальной.

1.8. РАБОЧИЕ ТЕЛА (ХЛАДОНЫ) ПТН

Рабочие тела условно, в зависимости от классификации холодильных машин и тепловых насосов, подразделяются на три группы:

- **низкого давления, или высококипящие** (температура кипения t_s^* выше -10°C) применяются в высокотемпературных ПТН;
- **среднего давления** (t_s^* от -10 до -60°C) применяются в среднетемпературных ПТН;
- **высокого давления, или низкокипящие** (t_s^* ниже -60°C) применяются в низкотемпературных ПТН.

* при нормальном атмосферном давлении

В тепловых насосах, как и в холодильных машинах (ХМ), давление кипения зависит от температуры НИТ (хладоносителя в ХМ), а давление конденсации – от температуры нагреваемого теплоносителя (охлаждающей среды в ХМ). В высокотемпературных ПТН температура конденсации (t_k) равна или ниже 100°C. В них используются малоозоноопасные, разрешенные к применению Монреальским протоколом по веществам, разрушающим озоновый слой Земли, хладоны R142_b, R124, R236, а также R744 или CO₂ – углекислый газ. R744 по давлению относится к рабочим телам высокого давления, а по температуре конденсации – к высокотемпературным ПТН. В среднетемпературных ПТН с температурой $t_k = 80^\circ\text{C}$ и ниже используются хладоны: R134_a, R152_a, смеси хладонов R22 и R142_b, а в низкотемпературных – хладоны R22, R407_c с температурой конденсации ниже 55°C.

В зарубежных ПТН в основном используются хладоны: в среднетемпературных – R134_a, в низкотемпературных – R22 и R407_c. Высокотемпературные ПТН, в связи с отсутствием необходимости нагрева теплоносителей для отопления и ГВС свыше 60°C, не применяются.

1.9. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПТН

1.9.1. Зарубежный опыт

По данным на 1997 г. во всем мире тепловых насосов всех типов насчитывалось около 90 млн шт. [1]. Около 57 млн шт. из них приходится на долю Японии, 13,5 млн шт. – США, 10 млн шт. – Китая и только 4,28 млн шт. – Европы (без России и стран СНГ). Широкое распространение получили, в основном, тепловые насосы типа «воздух-воздух», совмещающие функции отопления помещения, при температуре наружного воздуха -10°C, с функцией охлаждения или кондиционирования воздуха

в помещении в теплое время года. В Японии такое оборудование является основным в теплоснабжении жилого и торгово-административного фонда, так как на большей части территории страны температура наружного воздуха в зимний период не опускается ниже -10°C .

Примерное количество тепловых насосов, установленных в крупных странах Европейского Сообщества в жилом, торгово-административном фондах, промышленных сооружениях приведено в *табл. 4* [1]. Основную долю пользователей бифункциональных тепловых насосов составляют страны Южной Европы с теплым климатом: Испания, Италия, Греция – около 70%, или 2,857 млн шт. В остальных странах ЭЭС тепловые насосы в основном использу-

ются только для отопления и горячего водоснабжения, т.е. однофункциональны.

Как видно из *табл. 4*, в жилом фонде имеется чуть более 3 млн установленных тепловых насосов, что составляет около 1% всех имеющихся отопительных устройств, в торгово-административном фонде – 1,2 млн шт. ПТН. В Швеции, с населением 9 млн человек, количество индивидуальных домов (на одну семью) – около 1,6 млн шт., включая летние домики. По данным [6] на 2000 г., почти 350 тыс. из них обогреваются тепловыми насосами различных типов, 550 тыс. используют прямой электронагрев, 224 тыс. – электронагрев в сочетании с дровами, 104 тыс. – централизованное теплоснабжение.

Таблица 4.

Количество насосов, установленных в Европе (по данным на 1996 год).

Страна	Жилой фонд ¹	Торгово-административный фонд	Промышленный фонд ²	Всего на 1996 год
Австрия	133 100	4 300	*	137 400
Дания	31 300	2 000	1 000	34 300
Франция	53 000	61 000	675	114 675
Германия	363 120	5 300	300	368 720
Греция	570 840	266 220	*	837 060
Италия ³	800 000	20 000	*	820 000
Голландия ⁴	2 856	136	159	3 151
Норвегия	13 500	6 400	726	20 626
Испания	802 000	411 000	7 390	1200 390
Швеция	250 000	*	*	250 150
Швейцария	39 500	3 400	*	42 900
Англия	13 900	414 060	600	428 560
Всего:	3 073 116	>1 193 816	>11 000	>4 277 932

* – нет информации;

1 – в том числе водяные отопители;

2 – в том числе районные системы;

3 – ориентировочно;

4 – только отопление.

На рис. 11 показан уровень продаж на шведском рынке тепловых насосов в период с 1986 по 1999 г.г.

Одна из причин роста объема продаж между 1986 и 1999 г.г. — рост цен на нефть, поэтому стало выгодно переходить от обогрева за счет сжигания жидкого топлива на электроотопление, в том числе с использованием ПТН с электроприводом. В Швеции около 50% электроэнергии вырабатывается на ГЭС с относительно низкой себестоимостью, поэтому эксплуатационные расходы на теплонасосное отопление ниже.

Распространению ПТН в Швеции после 1995 г. способствовали три важных фактора:

- субсидии правительства на переход от жидкого топлива и прямого электронагрева к отоплению тепловыми насосами;
- рост строительства нового жилья одновременно с ростом связанных секторов рынка;
- введение Шведской Ассоциацией Тепловых Насосов (SVEP) сертификации монтажных организаций, удостоверяющего наличие

достаточной квалификации для установки тепловых насосов. Особое внимание уделялось потребительской надежности и безопасности, для чего Ассоциация предоставляла гарантии и страховки как часть общего пакета услуг.

В табл. 5 приведено сравнение капитальных и эксплуатационных затрат систем теплоснабжения с различными теплоисточниками для типового дома с площадью 150 м² в Финляндии [6]. Увеличение капитальных расходов на установку тепловых насосов по сравнению с прямым электронагревом и котлами на жидком топливе, с лихвой, в течение 3–5 лет, окупаются сокращением эксплуатационных расходов. Это способствует расширению продаж тепловых насосов. Их доля на рынке Финляндии за последние 10 лет (с 1995 по 2004 г.) выросла с 1% до 20% для тепловых насосов на НИТ в виде удаляемого вентиляционного воздуха и до 30% для ПТН с использованием теплоты грунта, т.е. 50% строящихся индивидуальных домов оборудуются теплонасосными системами теплоснабжения.

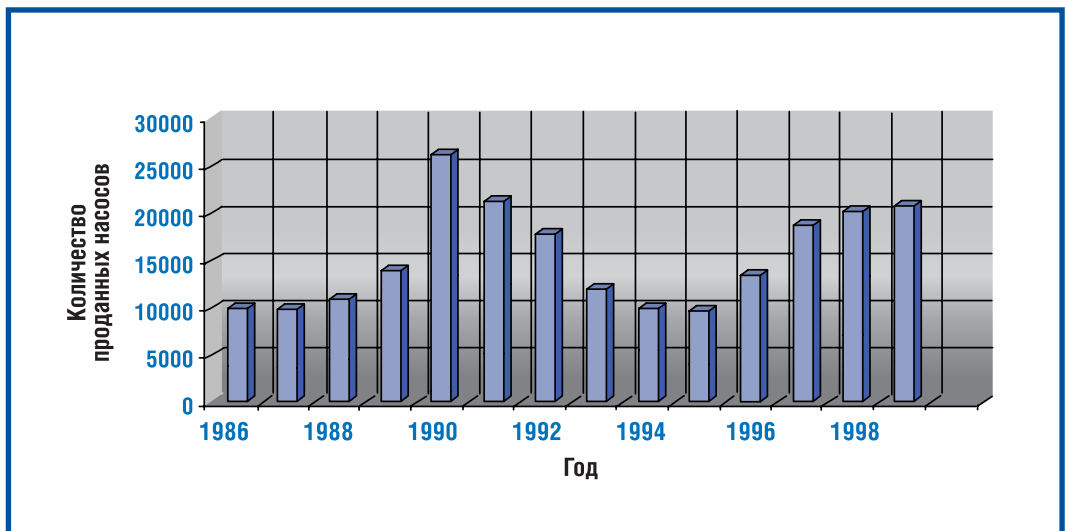


Рис. 11

Развитие шведского рынка продаж тепловых насосов для жилых зданий

Таблица 5.

**Сравнение систем отопления для новых домов в Финляндии:
потребление энергии на отопление и горячее водоснабжение для типового дома площадью 150м².**

Системы отопления	Потребление энергии (в год)	Эксплуатационные расходы, евро/год*	Кап. затраты, евро**	Доля на рынке, %		
				1995 г.	2000 г.	2005 г.
Прямой электронагрев	20 000 кВт·ч	1 300	7 500	> 70	30	0–20
Электроотопление с жидкостным теплоносителем	20 000 кВт·ч	1 000	9 500	< 10	40	10–40
Котлы на жидком топливе	2 500 л	1 300	12 000	20	20	0–10
Тепловые насосы на удаляемом воздухе	11 000 кВт·ч	750	9 000	0	< 1	10–30
Тепловые насосы с использованием тепла грунта	6 500 кВт·ч	437	16 000	< 1	10	20–40

***Стоимость энергоносителей:**

электричество 0,065 евро/кВт·ч (0,05 евро/кВт·ч для электроотопления с жидкостным теплоносителем); жидкое топливо – 0,52 евро/л.

****Поставка «под ключ»,** включая источник обогрева, системы горячего водоснабжения и отопления.

1.9.2. Виды установленных систем

В США основным типом является ПТН «воздух-воздух», их доля составляет более 80% от общего числа установленных ПТН. Активное производство ПТН, работающих на грунтовой воде (в США они называются геотермальными тепловыми насосами (ГТН)), началось с 1995 г. после принятия Программы Департамента энергетики США «Организация серийного производства геотермальных тепловых насосов», осуществляемой в рамках мероприятий №26 «О климатических изменениях», утвержденных президентом США. В соответствии с принятой Программой ежегодная продажа ГТН выросла от 40 000 в 1995 г. до 400 000 шт. в 2000 г.

Использование ГТН позволило снизить выбросы двуоксида углерода на 1,5 млн. тонн в год, сократить пики потребления электроэнергии на 3000 МВт.

Примерно 77% установленных ПТН в Европе используют в качестве источника теплоты наружный воздух. Системы класса «воздух-воздух», главным образом раздельные (*от англ. split*) реверсивные (тепло-холод), преобладают в странах Южной Европы. В них выбор системы на основе теплового насоса обусловлен необходимостью кондиционирования воздуха в летний период. В странах Северной Европы зачастую ПТН применяются только для отопления и горячего водоснабжения. В Швеции

тепловые насосы различных типов обеспечивают около 50% всей вырабатываемой тепловой энергии. Следует также отметить, что в этой стране распространено централизованное теплоснабжение от крупных теплонасосных станций (ТНС) с установленной тепловой мощностью от 5,0 до 80 МВт, работающих на теплоте

бытовых и промышленных стоков, грунтовых вод, озерной и морской воды. В табл. 6 приведены данные по крупнейшим теплонасосным станциям Швеции. Наиболее крупной является стокгольмская ТНС мощностью 150 МВт, использующая в качестве НИТ воду из Балтийского моря с температурой в зимнее время 4°С.

Таблица 6.

Крупнейшие теплонасосные станции Швеции.

Вид низкопотенциального источника теплоты. Местонахождение ТНС	Количество и единичная тепловая мощность ПТН, МВт	Год ввода в эксплуатацию
Бытовые стоки		
Гётеборг	2 x 29	1983/1984
Карлстад	1 x 15	1984
Евле	1 x 14	1984
Эстерсунд	1 x 10	1984
Стокгольм-Лидингё	1 x 11	1984
Эребру	2 x 20	1985
Умео	2 x 17	1985
Эслоу	1 x 80	1986
Гётеборг	2 x 42	1986
Стокгольм – Сульна – Сундабюберг	4 x 30	1986
Стокгольм – Хаммарби	2 x 20 + 2 x 30	1986
Промышленные стоки		
Арлёв	1 x 10,5	1982
Карскар	2 x 14	1984
Эрншельдсвик	1 x 14	1984
Борланг	1 x 12	1985
Сандвикен	1 x 12	1986
Иёнгёпинг	1 x 25	1988
Воздух		
Эксильстуна	1 x 4,2	1984
Стокгольм – Скарпнек	1 x 4	1984
Озерная, морская вода		
Стокгольм – Вёртан	1 x 15	1983
Стокгольм – Упландс – Весбю	2 x 11	1984
Стокгольм	3 x 25	1985
Стокгольм – Иёрфёла	1 x 40	1986
Стокгольм – Ропстен	6 x 25	1986
Стокгольм – Окерсберг	1 x 6	–
Грунтовые воды		
Хельсингборг	1 x 2,5	1983
Лунд	1 x 20	1985
Лунд	1 x 27	1986
Линдесберг	1 x 5	1986

ТНС размещена на причаленных к берегу баржах и включает в себя 6 турбокомпрессорных тепловых насосов мощностью каждого по 25 МВт. Себестоимость получаемой от ТНС теплоты на 20% ниже себестоимости тепла, получаемого от газовой котельной [7].

Достаточно крупные ТНС эксплуатируются и в других странах Западной Европы. Из табл. 7, в которой приведены краткие характеристики введенных в действие крупных ТНС в Западной Европе, видно, что для привода компрессоров

ПТН наряду с электрическими находят применение и тепловые двигатели [8]. Как показывает мировой опыт создания крупных ТНС, на их строительство требуется около года, а сроки окупаемости составляют 2–4 года, что свидетельствует о весьма высокой конкурентоспособности ТНС. Установленная тепловая мощность ПТН существенно влияет на полную стоимость ТНС. Увеличение тепловой мощности с 10 до 100–130 кВт и до 10 000 кВт и более приводит к снижению удельной стоимости станции

Таблица 7.

Крупные теплонасосные станции Европы.

Местонахождение, страна	Тепловая мощность ТНС, МВт	Вид низкопотенциального источника тепла	Максимальная температура теплоносителя, °С	Тип привода*
Фридерихсхавн, Дания	7,8	Сточные воды	78	ГМП
Реджо-Эмилия, Италия	2,3	То же	45	ЭП
Бельцерс, Лихтенштейн	1,3	Грунтовые воды	–	ЭП
Девентер, Нидерланды	1,5	То же	65	ЭП
Бэрум, Норвегия	14	Сточные воды	85	ЭП
Осло, Норвегия	2,6	То же	60	ЭП
Сандвика, Норвегия	13	Вентиляционный воздух	–	ЭП
Аргберг, ФРГ	1,2	Речная вода	–	ЭП
Бейлет Инл, ФРГ	4,6	Охлаждающая вода ТЭС	50	ЭП
Гильзенкирхен, ФРГ	1,0	Воздух	–	ГМП
Дорстен, ФРГ	1,8 – 2,1	Речная вода	65	ГМП
Лир, ФРГ	5,6	Промышленные стоки	67	ГМП
Саарвизен, ФРГ	4,0	Речная вода	90	ПТП
Эссен, ФРГ	1,03	Воздух	–	ГМП
Киль, ФРГ	7 – 9	Охлаждающая вода ТЭС или морская вода	78 – 85	ЭП
Хельсинки, Финляндия	10,5	Охлаждающая вода ТЭС	70	ЭП
Хельсинки, Финляндия	11,3	То же	80	ЭП
Крей, Франция	9,0	Геотермальная вода	–	ЭП
Женева, Швейцария	1,4	Речная вода	55	ЭП
Цюрих, Швейцария	5,8	То же	74	ЭП
Цюрих, Швейцария	5,0	То же	70	ЭП
Экublенц, Швейцария	7,0	Озерная вода	50	ЭП

* ГМП – газомазутный привод; ЭП – электропривод; ПТП – паротурбинный привод.

соответственно с 670–1200 до 600–700 и до 200–300 долл./кВт [7]. В Швейцарии и Австрии преобладают тепловые насосы, забирающие тепло из грунта через теплообменники, размещенные под землей ниже глубины заморозки почвы как горизонтально, так и вертикально. Число ПТН с грунтовыми теплообменниками в Австрии и Швейцарии, соответственно, составляет 82 и 40% от общего количества установленных в этих странах тепловых насосов [1].

1.9.3. Отечественный опыт применения ПТН

Использование ПТН в России и странах СНГ находится в зачаточном состоянии. Общая установленная тепловая мощность всех ПТН на 01.01.2004 г. в России меньше, чем в Люксембурге.

Соотношение цен на электроэнергию и топливо до 90-х гг. прошлого столетия экономически не стимулировало распространение тепловых насосов в России и странах СНГ. Несмотря на подтверждение их эффективности в зарубежной практике, отечественные теоретические разработки [10,11,12], имеются лишь единичные примеры применения их в промышленности, сельскохозяйственном производстве и системе ЖКХ [13,14,15].



Рис. 12

Тепловой насос ТН-150 с поршневым компрессором



Рис. 13

Тепловой насос ТН-500 с винтовым компрессором

Переход России к рыночной экономике стимулировал работы по энергосбережению.

Активное внедрение ПТН для автономного теплоснабжения различных объектов началось в 1989–1990 гг. после создания в Новосибирске ЗАО «Энергия», первой в России специализированной фирмы по ПТН, которая на базе выпускаемых в то время фреоновых холодильных машин создала и успешно внедрила несколько типоразмеров ПТН на Камчатке. Выбор региона для внедрения был не случайным, повышение цен на топливо после перехода России к рыночной экономике первыми ощутили районы, не имеющие собственных источников органического топлива и живущие на привозном (на Камчатку из портов Находка и Владивосток) жидком и твердом топливе. Кроме того, на Камчатке имеются Паужетская и Мутновская геотермальные электростанции, геотермальные НИТ с температурой 30–40°C, не пригодные для прямого использования, но обеспечивающие высокий коэффициент преобразования в электроприводных ПТН и, соответственно, небольшой срок окупаемости. На рис. 12 и 13 показаны две модификации из семи ПТН типа «вода-вода», выпускаемых ЗАО «Энергия».

В последние 5–6 лет соотношение цен на электроэнергию к ценам на жидкое и твердое топли-

во становится благоприятным для использования электроприводных ПТН для автономного отопления отдельных объектов, в которых невозможно осуществление централизованного теплоснабжения от ТЭЦ, мини-ТЭЦ с одновременной выработкой электрической и тепловой энергии, отсутствует газификация. Например, в Иркутской области, не входящей в РАО «ЕЭС России», где достаточно широко распространено электроотопление на дешевой электроэнергии, вырабатываемой преимущественно на ГЭС, наиболее низкое $C_{зэ} / C_{т} = 1 - 2,9$.

В Новосибирской, Омской и многих других областях Сибири и Дальнего Востока с длительными отопительными периодами практически отсутствует газификация с пока еще дешевым природным газом. В то же самое время в вышеупомянутых областях, Бурятии, на Камчатке, Курильских островах, где достаточно велики запасы термальных вод с температурой 25–50°C, используется электроотопление.

Поэтому в этих регионах, а также в Европейской части России, для полного замещения либо дополнения существующих электрических, жидко- и твердотопливных теплоисточников весьма успешно могут быть использованы тепловые насосы. О привлекательности этого сектора энергетического рынка можно судить по увеличению числа фирм и организаций, в той или иной мере занимающихся теплонасосной тематикой, росту количества докладов и публикаций в прессе, представлениям на различных промышленных выставках экспонатов по тепловым насосам.

Если в 1990 г. ЗАО «Энергия» было единственным специализированным предприятием по разработке и внедрению ПТН, то к 2004 г. в России появилось более 20 организаций и фирм, расположенных в Новосибирске, Омске, Перми, Чебоксарах, Пензе, Рыбинске, Нижнем Новгороде, Москве, не считая иностранных, которые предлагают свои услуги в этой сфере.

В статье [16], в справочнике-каталоге [17] приведены некоторые действующие теплонасосные

станции в системе коммунального и промышленного теплоснабжения, а также типоразмеры ПТН, производимых в настоящее время ЗАО «Энергия», ОАО «Московский завод холодильного машиностроения "Компрессор"», Рыбинским заводом приборостроения. В настоящее время в России работают более 70 ТН «вода-вода» общей тепловой мощностью более 40 МВт, введенных в строй ЗАО «Энергия» [16], около 10 ТНС и ТНУ, разработанных ОАО «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ», с тепловыми насосами, используемыми в качестве НИТ грунтовые воды, грунт, вытяжной вентиляционный воздух, изготовленных Рыбинским приборостроительным заводом и совместно внедренных как в сельской местности, так и в Москве – в 17-этажном доме в микрорайоне Никулино-2 [18-19]. Пример успешного использования теплоты неочищенных сточных вод в г. Зеленограде приведен в [20].

В последние годы в России и практически во всех ее регионах приняты программы энергосбережения «Энергоэффективная экономика» на перспективу до 2010 г. Во всех программах предусматриваются мероприятия по экономии первичных видов топлива, электроэнергии за счет использования возобновляемых или нетрадиционных источников энергии (НВИЭ): солнечной, ветровой, гидравлической малых рек и водотоков, приливов морей и океанов, биомассы (отходов лесозаготовок, дров, органических отходов животноводства и птицеводства и т.д.), геотермальной, а также низкопотенциального тепла воздуха, воды, грунта. Экономический потенциал (величина энергии, получение которой из данного вида ресурса экономически оправдано при существующем соотношении цен на электроэнергию, топливо, оборудование, материалы, рабочую силу) использования всех НВИЭ составляет 270 млн т.у.т. ежегодно, что равно 22% от общего энергопотребления в России [20] (в настоящее время используется менее 1%), в том числе с помощью тепловых насосов можно использовать не менее 31,5 млн т.у.т., или почти 11,7 % от общих НВИЭ.

В некоторых регионах, например, в Новосибирской области, Красноярском крае разработаны и реализуются специальные программы: «Внедрение тепловых насосов на объектах топливно-энергетического комплекса на территории Новосибирской области в 1999–2002 гг.»; «Использование тепловых насосов для теплоснабжения и горячего водоснабжения в Красноярском крае» [16]. По первой из них предусмотрено оснащение 30 сел и деревень теплонасосным теплоснабжением, которое должно обеспечить снижение себестоимости 1 Гкал тепла от 1,4 до 4,5 раз по сравнению с существующими источниками тепла, и сроки окупаемости капитальных вложений от одного до шести лет. Годовая экономия от внедрения ПТН – 12,6 млн руб. при общих затратах 38,4 млн руб., т.е. средний срок окупаемости капзатрат около 3-х лет. Программа, хотя и с задержкой, связанной с финансированием, успешно осуществляется.

Основной пункт второй Программы – перевод системы теплоснабжения г. Дивногорска, расположенного в непосредственной близости от Красноярской ГЭС, с электрического на теплонасосное с помощью ПТН с электроприводом. В качестве НИТ предусматривается использование воды реки Енисей, температура которой составляет зимой 1,5–2,0°C, летом – 10–11°C. Реализация проекта позволит снизить годовой расход электроэнергии на электроотопление г. Дивногорска с населением 40 тыс. человек на 400 000 МВт·ч, получить экономию бюджетных средств города в 100 млн руб. в год, улучшить экологическую обстановку в регионе в результате ликвидации незамерзающей, «парящей» зимой водной поверхности в реке ниже бьефа. Ориентировочная стоимость всего проекта, включая разработку крупных турбокомпрессорных ТН, осуществляемую ОАО «ВНИИхолодмаш-Холдинг», (г. Москва), составляет 400 млн руб.

В республике Беларусь, имеющей ограниченные запасы собственных топливных ресурсов, применение тепловых насосов отнесено к приоритетным направлениям энергосбережения. Тепловые насосы типа «вода-вода» установлены на 15 промышленных предприятиях, объектах жилищно-коммунального хозяйства и отдыха [5]. В табл. 8 приведены примеры действующих ТНУ в республике Беларусь. Внедрением ТН занимаются ОАО «Белэнергосбережение», УП «Белниградостроительства», ЗАО «Энергосервисная компания ЗЭ».

На Украине производителем малых тепловых насосов является ОАО «Рефма», г. Мелитополь Запорожской обл. Предприятие выпускает пять типоразмеров ТН «вода-вода» тепловой мощностью от 8 до 40 кВт, один типоразмер ТН «воздух-вода» тепловой мощностью 60 кВт. Наиболее широкое применение получил тепловой насос ТХУ-14 типа «вода-вода» тепловой мощностью 10 кВт, предназначенный для горячего водоснабжения молочнотоварных ферм и использующий тепло охлаждения парного молока.

С 1986 по 1993гг. было внедрено около 300 ТХУ-14 во всех бывших республиках СССР.

В связи с суровыми климатическими условиями почти на всей территории (продолжительный отопительный период, низкая температура атмосферного воздуха), с практическим отсутствием систем воздушного отопления зданий и сооружений, использование в качестве НИТ наружного воздуха в России не нашло применения. Однако в южных регионах Европейской части, где зимняя температура не опускается ниже минус 15°C, а также в переходные осенне-зимний (сентябрь–ноябрь) и зимне-весенний (март–май) периоды на большей Европейской части России вполне экономически оправдано применение ПТН «воздух-воздух» для индивидуальных домов и строений с воздушным отоплением по бивалентной схеме использования ПТН.

Таблица 8.

Действующие ТНУ в республике Беларусь.

Объекты применения тепловых насосов	Источник НИТ	Теплопотребитель	Типы компрессоров	Рабочее тело	Схема отбора теплоты
Сооружения речного водозабора	Речная вода	Отопление, вентиляция и ГВС	Винтовые	R134A	С промежуточным теплоносителем
Водонасосные станции II-го подъема	Водопроводная вода	Отопление	Поршневые	R22	С промежуточным теплоносителем
			Спиральные	R407C	С непосредственным отбором
Канализационные насосные станции	Городские сточные воды	Отопление и вентиляция	Спиральные	R407C	С промежуточным теплоносителем
	Грунтовые воды, городские сточные воды		Винтовые	R134A	С непосредственным отбором и с промежуточным теплоносителем
Сооружения очистки городских сточных вод	Очищенные сточные воды	Отопление, вентиляция и ГВС	Винтовые	R134A	С непосредственным отбором
Станции метро	Вытяжной воздух	Отопление и охлаждение	Спиральные	R22	С непосредственным отбором
	Воздух тоннеля метро	Отопление	Поршневые		
Промышленные предприятия	Условно чистые сточные воды	ГВС	Спиральные, поршневые	R22	С промежуточным теплоносителем
	Оборотная вода		Винтовые	R134A	С непосредственным отбором
Трансформаторные подстанции	Трансформаторное масло	Отопление, вентиляция и ГВС	Спиральные	R407C	С промежуточным теплоносителем

2. АБСОРБЦИОННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ (АТН)

2.1. ОПИСАНИЕ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ АТН

В последние годы за рубежом и в России производятся тепловые насосы нового поколения, в основе которых лежит использование в качестве рабочего тела пары веществ: раствор абсорбента – хладон. В основе разработок АТН лежат созданные в 50-е годы прошлого столетия абсорбционные водоаммиачные и солевые холодильные машины, в которых рабочими парами веществ соответственно являются: вода-

аммиак и водные растворы солей бромистого или хлористого лития. В основном применяют пару веществ: раствор бромистого лития ($H_2O/LiBr$) – вода (H_2O). АТН относятся к более широкому классу абсорбционных преобразователей теплоты (АПТ) [22, 23], включающему в себя еще абсорбционные холодильные машины (АХМ) и АПТ для одновременного нагрева и охлаждения воды. Все типы АПТ объединяет то, что процессы переноса теплоты в них совершаются с помощью совмещенных прямого

и обратного термодинамических циклов, в отличие от парокompрессионных тепловых насосов и холодильных машин, в которых рабочее тело (хладон) совершает только обратный термодинамический цикл.

Ниже рассмотрены только АТН и АПТ для одновременного нагрева и охлаждения воды.

В связи с высокими давлениями конденсации хладона – аммиака – и низкой энергетической эффективностью водоаммиачные тепловые насосы не получили распространения. Наибольшее применение находят теплоиспользующие абсорбционные бромистолитиевые тепловые насосы (АБТН), имеющие наилучшие характеристики из АТН и использующие так называемые абсорбционные понижающие термотрансформаторы, позволяющие получить из теплоты высокого потенциала и, как правило, сбросной теплоты низкого потенциала, непригодной для прямого использования, теплоту среднего потенциала для конкретного потребителя.

Имеется еще один вид АПТ – абсорбционные бромистолитиевые повышающие термотрансформаторы (АБПТ), позволяющие в холодный период года, при наличии дешевых греющих источников теплоты с температурой 40–60°C и охлаждающей среды (вода с температурой 15–20°C, воздух с температурой не выше 10°C), обеспечить температуру нагреваемой воды на 15–30°C выше температуры греющего источника теплоты на входе в АПТ. При этом количество получаемой теплоты составляет около 50% от затраченной теплоты греющего источника. Такие АБПТ могут найти применение на энергоемких металлургических и химических производствах, имеющих большие объемы сбросной низкопотенциальной теплоты, а также в регионах с геотермальными источниками тепла. В связи со спецификой использования, отсутствием маркетинговых исследований по их применению, АБПТ пока остаются невостребованным энергосберегающим оборудованием.

Далее будут рассмотрены понижающие абсорбционные бромистолитиевые термотрансформаторы, названные АБТН и получающие все более широкое распространение.

Отсутствие в АБТН компрессорного оборудования, фторхлорсодержащих веществ расширяет границы их применения и диапазон производимых мощностей.

АБТН используются для нагрева воды систем теплоснабжения, для нагрева и охлаждения технологических сред в промышленности, энергетике, сельском хозяйстве и т.д. Это блочные компактные агрегаты высокой заводской готовности, полностью укомплектованные необходимым оборудованием, арматурой, КИПиА.

По виду используемой высокопотенциальной тепловой энергии АБТН подразделяются на машины:

- с паровым обогревом генератора;
- с водяным обогревом генератора;
- с генератором на жидком или газообразном топливе.

По числу ступеней регенерации раствора бромистого лития на:

- одноступенчатые;
- двухступенчатые.

На *рис. 14, 15* показаны принципиальные схемы, соответственно, одноступенчатого АБТН с паровым обогревом генератора и двухступенчатого АБТН с генератором на газовом топливе.

АБТН работают следующим образом. В трубное пространство **испарителя** подается низкотемпературная вода, где она охлаждается за счет кипения (испарения) в вакууме рабочего тела (воды), стекающего в виде пленки по наружной поверхности труб в межтрубном пространстве. Образовавшийся при этом пар абсорбируется (поглощается) водным раствором бромистого лития, стекающего в виде пленки по наружной

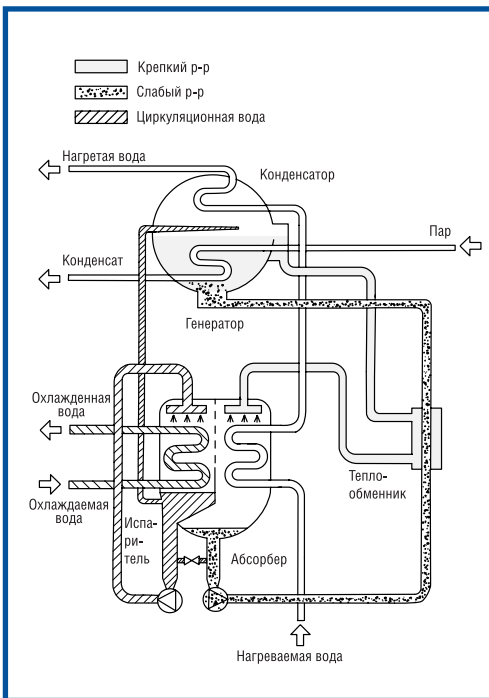


Рис. 14

Принципиальная схема одноступенчатого АБТН на паре

стенке труб в межтрубном пространстве **абсорбера**.

При этом раствор бромистого лития нагревается и для сохранения его абсорбирующей способности теплота, выделившаяся в результате абсорбции отводится водой, протекающей внутри труб **абсорбера**. Таким образом, происходит перенос теплоты с низкотемпературного уровня в испарителе на более высокий в абсорбере. Поглощая водяной пар, раствор бромистого лития разбавляется, становится слабым – концентрация его снижается. Для регенерации (восстановления концентрации) слабый раствор через **регенеративный теплообменник** (рис. 14) или **теплообменники** (рис. 15) подается в **генератор** (рис. 14) или **генератор I ступени** (рис. 15), где упаривается (концентрируется) за счет тепла греющего источника – либо

водяного пара (рис. 14), либо сжигания жидкого или газообразного топлива (рис. 15). В одноступенчатом АБТН (рис. 14) крепкий раствор через **регенеративный теплообменник** подается в **абсорбер**. Выпаренный водяной пар из генератора направляется в межтрубное пространство **конденсатора**, где конденсируется на наружной поверхности теплообменных труб. Конденсат водяного пара через гидрозатвор поступает в **испаритель**. Нагреваемая вода подается последовательно в абсорбер и конденсатор, где нагревается до необходимой температуры и направляется потребителю. В двухступенчатом АБТН (рис. 15) частично укрепленный раствор из **генератора I ступени** через регенеративный теплообменник направляется в **генератор II ступени**, где происходит дальнейшее укрепление (выпаривание) раствора за счет теплоты конденсации в трубах водяного пара, поступающего из межтрубного пространства

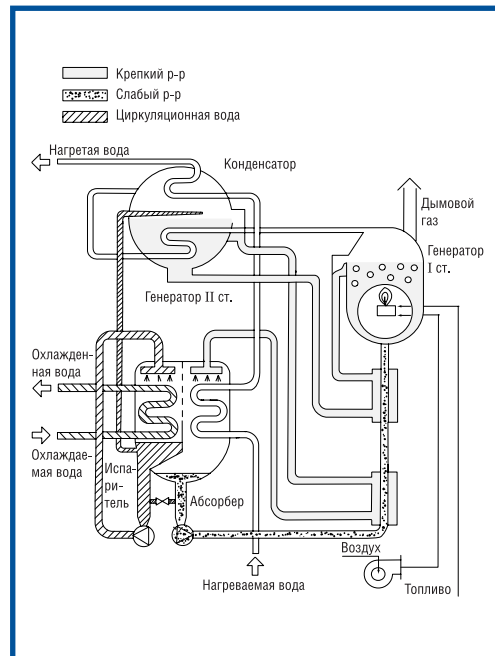


Рис. 15

Принципиальная схема двухступенчатого АБТН на газе

генератора I. Таким образом, **генератор II** одновременно является конденсатором водяного пара, выпаренного в **генераторе I**, и теплота конденсации полезно используется для укрепления раствора, что позволяет снизить потребление топлива или тепловой энергии в двухступенчатой машине по сравнению с одноступенчатой.

Крепкий раствор из межтрубной части **генератора II** через **регенеративный теплообменник** направляется в **абсорбер**, в то время как образующийся конденсат из трубного пространства поступает в поддон **конденсатора**. Выпар раствора (водяной пар) из **генератора II** конденсируется на наружной поверхности труб **конденсатора**. Весь конденсат из **конденсатора** подается в **испаритель**. Нагреваемая вода, так же, как в одноступенчатом АБТН, последовательно проходит **абсорбер** и **конденсатор** и направляется потребителю.

Продукты сжигания топлива удаляются в атмосферу через дымовую трубу.

2.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ АБТН

Энергетическая эффективность АБТН характеризуется коэффициентом трансформации тепла – отношением произведенной теплоты к затраченной высокотемпературной теплоте:

$$\xi = Q_{\text{п}} / Q_{\text{г}} = Q_{\text{а}} + Q_{\text{к}} / Q_{\text{г}} = Q_{\text{г}} + Q_{\text{о}} / Q_{\text{г}},$$

где:

$Q_{\text{п}}$ – количество произведенной теплоты;

$Q_{\text{г}}$ – количество высокопотенциальной теплоты, подведенной (затраченной) в генераторе;

$Q_{\text{а}}$ – количество среднетенциальной теплоты, отведенной в абсорбере;

$Q_{\text{к}}$ – количество среднетенциальной теплоты, отведенной в конденсаторе;

$Q_{\text{о}}$ – количество низкопотенциальной теплоты, подведенной к испарителю.

Коэффициент трансформации тепла АБТН с одноступенчатой регенерацией раствора составляет 1,65–1,75. Отсюда удельный расход топлива на выработку тепла в АБТН составит:

$$B = 1/\xi \times \eta = 0,67 - 0,76,$$

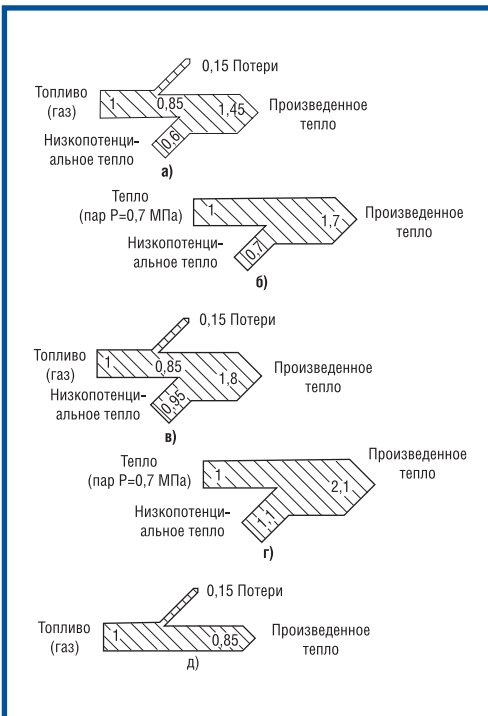
где η – КПД котельной или топки машины (реальный $\eta = 0,8 - 0,85$).

У АБТН с двухступенчатой регенерацией раствора коэффициент трансформации равен 2,05–2,15, а удельный расход топлива на выработку тепла составляет 0,55–0,57.

На *рис. 16* показаны тепловые балансы различных типов АБТН. Из вышеприведенных расчетов, а также тепловых балансов видно, что удельный расход топлива на выработку тепла в АБТН на 40–60% ниже, чем в котельных. Известно, что при производстве тепловой энергии в котельных, сжигающих органическое топливо, существенную часть (50–70%) в себестоимости составляют затраты на него. Поэтому при примерно равных остальных удельных расходах себестоимость тепловой энергии, полученной в АБТН, ниже, чем в котельной на органическом топливе.

2.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ АБТН

Расход первичных видов органического топлива в одноступенчатых АБТН на выработку одного и того же количества тепловой энергии по сравнению с котельной, ниже на 33–24%, а в двухступенчатых, соответственно, на 45–43%. Следовательно, количество образующихся вследствие сжигания органического топлива вредных выбросов – окислов азота, серы, углерода, «парникового» газа (двуокиси углерода CO_2) и твердых отходов при сжигании твердого топлива в АБТН – на 30–45% меньше по сравнению с котельной.



Тепловые балансы:

- а) АБТН на газообразном (жидком) топливе;
- б) АБТН на греющем паре;
- в) АБТН с двухступенчатой регенерацией раствора на газообразном (жидком) топливе;
- г) АБТН с двухступенчатой регенерацией раствора на греющем паре;
- д) – котельная на газообразном (жидком) топливе

Рис. 16

2.4. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АБТН

2.4.1. Зарубежный опыт

В настоящее время основными производителями АПТ в мире являются фирмы Японии («Hitachi», «Sanyo» и др.), США («Carrier», «Tran», «York» и др.), а в последние годы к ним добавились фирмы Китая. Только японские фирмы в 90-е годы производили ежегодно

2200–2400 шт. АБТН и АБХМ холодопроизводительностью более 300 кВт. Два АБТН японской фирмы «Hitachi» тепловой мощностью 50 МВт установлены в г. Упсала (Швеция), два АБТН фирмы «Sanyo» тепловой мощностью по 5 МВт работают в г. Гётеборге (Швеция). В Японии более 50 АБТН эксплуатируются на различных предприятиях, у которых имеются водооборотные охлаждающие системы, через градирни которых в окружающую среду сбрасываются большие объемы техногенной теплоты с температурой 30–20°С. Как правило, на этих промпредприятиях имеются собственные источники тепловой энергии в виде водяного пара или горячей воды, либо покупается газообразное, жидкое топливо, пригодное для использования в АБТН.

В США и Китае АБТН, в основном, используются на промышленных предприятиях. Около 70% всех АПТ за рубежом выпускаются с топкой на газовом или жидком топливе[24]. Это объясняется высокой экономичностью и автономностью таких АПТ, что существенно расширяет область их применения, сокращает затраты на монтаж и эксплуатацию систем холодо- и теплоснабжения. АПТ с топкой может выполнять две функции: в летнее время работать как холодильная машина, а в холодное время года – как водогрейный котел.

2.4.2. Отечественный опыт

Абсорбционные бромистолитиевые преобразователи теплоты холодильной мощностью 1100 и 3000 кВт (АБХА-1000 и АБХА-2500 соответственно) в бывшем СССР серийно выпускались с конца 60-х годов. Были также освоены модифицированные агрегаты: АБХА-2500ХТ – для одновременной выработки холода и теплоты и АБХА-2500ТН – для выработки только теплоты. При наличии высокопотенциальных греющих источников с температурой 160–180°С серийный АБХА-2500 дополняли высокотемпе-

ратурной приставкой, состоящей из ступени генератора высокого давления и высокотемпературного теплообменника растворов, тем самым превращая одноступенчатый АБХА-2500 в двухступенчатый агрегат АБХА-2500-2В [25].

Все вышеперечисленные отечественные типы АПТ можно отнести к машинам первого поколения. Источником теплоты в них служат водяной пар или горячая вода, основным конструкционным материалом для их изготовления – углеродистая сталь. При толщине стенок теплооб-

менных труб 2,5–3,0 мм фактический срок службы машин не превышал 5–7 лет. Поэтому в настоящее время в России работающих машин первого поколения нет. В зарубежных АПТ теплообменные трубы изготавливаются из медных или медно-никелевых сплавов толщиной не более 1,0 мм. Поэтому они имеют существенно меньшие габариты, массу, требуют меньшего количества дорогостоящего бромистого лития для заправки машин, а срок их службы составляет более 25 лет, т.е. в 3–5 раз больше, чем у отечественных машин первого поколения.

Таблица 9.
Тепловые насосы АБТН.

Параметры	Модель АБТН-П с паровым обогревом				Модель АБТН-Т на газе		
	600	1000	1500	3000	600	1000	3000
Тепловая мощность, кВт	1725	3300	5000	8300	1600	3000	4500
Утилизируемая теплота, кВт	660	1260	1860	3200	660	1260	1860
Расход греющего пара, кг/ч	1540	2900	4300	7400	–	–	–
Расход природного газа, м ³ /ч	–	–	–	–	105	200	295
Расход нагреваемой воды, м ³ /ч	45	87	128	225	45	87	128
Расход охлаждаемой воды, м ³ /ч	115	217	320	550	115	217	320
Потребляемая электрическая мощность, кВт	4,5	8,0	12,0	14,0	6,5	11,0	17,5
Габаритные размеры, м: длина ширина высота	5,1 1,55 3,0	6,5 2,0 3,15	7,5 2,35 3,3	7,5 2,8 3,9	5,1 2,5 2,75	6,5 2,7 2,9	7,5 3,2 3,0
Масса (сухая), т	8	12	18	29	9	13	20
Данные для параметров, указанных в таблице:				Допускаемое давление:			
охлаждаемая вода 30/25°C				контур охлаждаемой воды 1,0 МПа			
нагреваемая вода 40/70°C				контур нагреваемой воды 0,6 МПа			
греющий пар 0,5 МПа, абс.				контур греющего пара 1,0 МПа, абс.			

Начиная с 90-х годов прошлого столетия, благодаря большому объему научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), выполненных Институтом теплофизики Сибирского отделения Российской Академии наук, Санкт-Петербургским госуниверситетом низкотемпературных и пищевых технологий, рядом НИИ и КБ г. Новосибирска, ООО «Теплосиб» и ООО «ОКБ Теплосибмаш» разработаны, испытаны и внедрены ряд типоразмеров АБХМ и АБТН нового поколения, соответствующие лучшим мировым образцам.

В табл. 9 приведены типоразмеры производимых ООО «ОКБ Теплосибмаш» тепловых насосов АБТН.

На рис. 17, 18, 19, соответственно, показаны опытно-промышленный одноступенчатый АБТН-1000П, работающий на Новосибирской ТЭЦ-4, одноступенчатый АБТН-1000П, двухступенчатый АБТН-2000Т с газовой топкой, про-



Рис. 18

Одноступенчатый АБТН-1000П,
тепловой мощностью 3300 кВт

шедший испытания на Новосибирском металлургическом заводе им. Кузьмина.

Разработана проектно-сметная документация для внедрения двух АБТН-2000Т на ОАО «Чебоксарский агрегатный завод», г. Чебоксары, Чувашская Республика [25].

Проведено обследование и разработаны технические предложения по использованию двух АБТН-1000Т для нагрева воды ГВС ОАО «Промтрактор», г. Чебоксары. Срок окупаемости капитальных затрат – 2 года.



Рис. 17

Опытно-промышленный
АБТН-1000П,
тепловой мощностью 1000 кВт



Рис. 19

Двухступенчатый
АБТН-2000Т на газе,
тепловой мощностью 2000 кВт

1. *Antonio Briganti*. Тепловые насосы в жилых помещениях. // АВОК, 2001, №№ 5,6.
2. *Проценко В.П., Радченко В.А.* Коэффициент преобразования парокompрессионных тепловых насосов. // Теплоэнергетика, 1988, №8.
3. *Горшков В.Г., Осипович С.В., Тарасов В.А.* Перспективы развития теплонасосной техники в Чувашской Республике. Опыт внедрения. // Энергоэффективность. Опыт. Проблемы. Решения, 2003, №2.
4. *Проценко В.П., Радченко В.А.* Теплонасосные установки с электрическим приводом для горячего водоснабжения. // Электрические станции, 1987, №7.
5. *Жидович И.С., Трутаев В.И.* Системный подход к оценке эффективности тепловых насосов. // Новости теплоснабжения, 2001, №11.
6. Обзор рынка тепловых насосов в Швеции, Финляндии. // АВОК, 2002, №1.
7. *Проценко В.П.* // Энергетическое строительство, 1994, №2
8. *Васильев Г.П., Шилкин Н.В.* Использование низкопотенциальной тепловой энергии земли в теплонасосных системах. // АВОК, 2003, №2.
9. Инструкция по проектированию системы тепловых насосов. // Viessmann Werke GmbH & Co, 2000.
10. *Гельперин Н.И.* Тепловой насос. Л.: Госнаучтехиздат, Ленхимсектор, 1931.
11. *Соколов Е.Я., Бродянский В.М.* Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. М.: Энергия, 1968.
12. *Мартыновский В.С.* Циклы, схемы и характеристики термотрансформаторов. М.: Энергия, 1979.
13. *Быков А.В., Калнинь И.М.* Холодильные машины и тепловые насосы. М.: Агропромиздат, 1988.
14. *Янтовский Е.И., Левин Л.А.* Промышленные тепловые насосы. М.: Энергоатомиздат, 1989.
15. *Везиришвили О.Ш., Меладзе Н.В.* Энергосберегающие теплонасосные системы тепло- и хладоснабжения. М.: Издательство МЭИ, 1994.
16. *Петин Ю.М.* Опыт десятилетнего производства тепловых насосов в ЗАО «Энергия». // Энергетическая политика. Вып. 3, 2001.
17. Оборудование нетрадиционной и малой энергетики. Справочник – каталог. М.: АО ВИЭН, 2000.
18. *Васильев Г.П., Крундышев Н.С.* Энергоэффективная сельская школа в Ярославской области. // АВОК, 2002, №5.
19. *Васильев Г.П.* Энергоэффективный экспериментальный дом в микрорайоне Никулино-2. // АВОК, 2002, №4.
20. *Васильев Г.П., Абуев И.М., Горнов В.Ф.* Автоматизированная теплонасосная установка, утилизирующая низкопотенциальное тепло сточных вод г. Зеленограда. // АВОК, 2004, №5.
21. *Безруких П.П.* Зачем России возобновляемые источники энергии. // Энергия: экономика, техника, экология. 2002, №10.
22. *Орехов И.И., Тимофеевский Л.С., Караван С.В.* Абсорбционные преобразователи теплоты. Л.: Химия, 1989.
23. *Шмуилов Н.Г.* Абсорбционные бромистолитиевые холодильные и теплонасосные машины. М.: Цинтихимнефтемаш, 1983.
24. *Бараненко А.В., Попов А.В., Тимофеевский Л.С., Волкова О.В.* Абсорбционные бромистолитиевые преобразователи теплоты нового поколения. // Холодильная техника, 2001, №4.
25. *Горшков В.Г., Осипович С.В.* Использование абсорбционных тепловых насосов для горячего водоснабжения ОАО «Чебоксарский агрегатный завод», г. Чебоксары. // Энергоэффективность. Опыт. Проблемы. Решения, 2003, №3.