

# Термодинамическая эффективность геотермальных станций с водородным перегревом пара

Малышенко С.П., доктор физ.-мат. наук, Счастливцев А.И., инж.

Объединенный институт высоких температур РАН<sup>1</sup>

**Приведены результаты термодинамического анализа использования водородного перегрева пара для геотермальных станций (ГеоТЭС). Определен оптимальный диапазон его перегрева, обеспечивающий максимальный КПД геотермальной станции при минимальных затратах на установку дополнительного оборудования.**

Использование геотермальной энергии позволяет получать электроэнергию и тепло без каких-либо затрат ископаемого топлива. Однако электрический КПД современных геотермальных станций остается относительно низким (12...18 %), что обусловлено в первую очередь характеристиками скважины, температура теплоносителя в которых не превышает 500 К. В основе преобразования геотермального тепла в электрическую энергию лежит паротурбинная технология, являющаяся наиболее эффективной и доступной в данном случае, т.е. рабочим телом служит водяной пар, а преобразователем его внутренней энергии в механическую — паровая турбина. Современные паровые турбины, работающие на перегретом паре и используемые в энергетике, обычно имеют достаточно высокий внутренний КПД, существенно превышающий КПД влажно-паровых турбин ГеоТЭС. Так, термический КПД паротурбинного цикла с паровыми турбинами на перегретом паре достигает 65, а с влажно-паровыми — не превышает 25 %, внутренний КПД паровой турбины на перегретом паре равен около 90, а влажно-паровой — менее 80 %.

Таким образом, максимальный электрический КПД современной одноконтурной паротурбинной установки может составить около 55, а геотермальной — не более 18 %. Это объясняется главным образом тем, что пар во влажно-паровую турбину подается с относительно низкими значениями температуры и давления, что существенно уменьшает термический КПД паротурбинного цикла. Присутствие в подаваемом паре влаги вынуждает конструкторов использовать в турбине ступени с сепарацией, что снижает ее внутренний КПД, а наличие оставшихся капель может приводить к преждевременному износу рабочих лопаток.

## Постановка задачи

Для повышения КПД геотермальной энергоустановки, работающей по циклу Ренкина, необходимо увеличить располагаемый теплоперепад на турбине. Это достигается повышением температуры пара на входе в турбину и снижением давления на выходе из нее. Однако указанные мероприятия не приведут к существенно-

му возрастанию КПД установки без замены влажно-паровой турбины на турбину, работающую на перегретом паре, с более высоким внутренним КПД. Применение последней оказывается возможным при перегреве влажного пара, поступающего в турбину.

Для увеличения температуры пара необходим дополнительный подвод тепла, при этом возможны два варианта. Первый — использование тепла от внешних источников, например от сжигания дополнительного топлива, однако часто это не представляется возможным либо из-за его дороговизны, либо из-за проблем с экологией, второй — нагрев пара за счет собственной выработанной электроэнергии. При этом, с одной стороны, снижается количество электроэнергии, выданной конечному потребителю, а с другой — возрастает выработка электроэнергии паротурбинной установкой в результате повышения ее абсолютного электрического КПД [1]. Таким образом, если количество дополнительно выработанной электроэнергии превышает количество электроэнергии, затраченной на перегрев, то общий КПД паротурбинной установки увеличивается. Ранее авторами настоящей статьи для осуществления этой идеи было предложено использовать водородно-кислородные парогенераторы [2].

При таком перегреве пара часть электроэнергии, вырабатываемой паротурбинной установкой, используется на разложение воды на водород и кислород. Коэффициент полезного действия получения водорода в современных электролизерах составляет 70...80 %, оставшиеся 20...30 % электроэнергии расходуются следующим образом: около 15...20 % идет на нагрев воды и повышение давления водорода и кислорода, что в конечном итоге повышает их энтальпию, и 5...10 % — на собственные нужды электролизера (работу системы управления, прокачку воды и т.п.). В качестве пароперегревателя предлагается использовать водородно-кислородный парогенератор, где водород сжигается в кислороде при стехиометрическом соотношении компонентов с образованием водяного пара высокой температуры (до 1700 °С). При этом передача тепла основному потоку пара происходит смешением, что существенно упрощает конструкцию такого пароперегревателя и минимизирует тепловые потери. Схема с использованием такого перегрева показана на рис. 1.

<sup>1</sup>125412, Москва, Ижорская ул., д. 13, стр. 2. ОИВТ РАН.

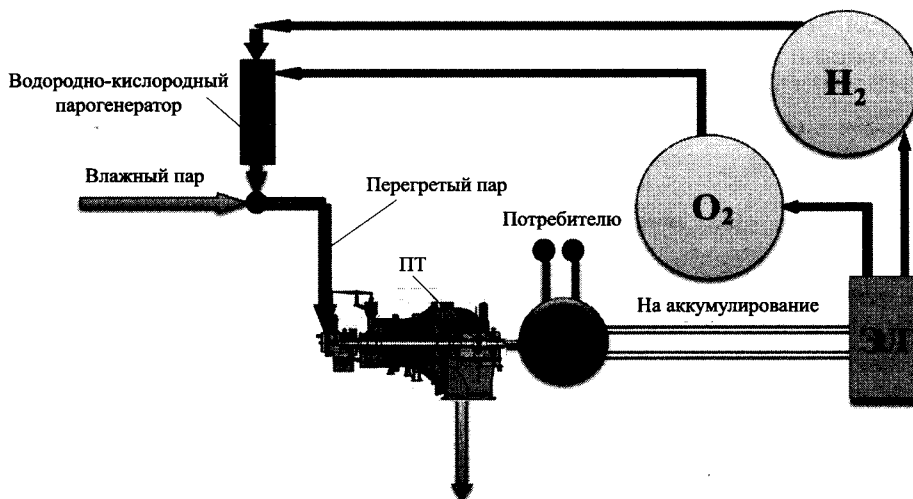


Рис. 1. Схема с водородно-кислородным перегревом пара перед паровой турбиной.

ПТ — паровая турбина; ЭГ — электрогенератор; Эл — электролизер; H<sub>2</sub> и O<sub>2</sub> — ресиверы водорода и кислорода

Исследования и разработки водородно-кислородных парогенераторов были инициированы теоретическими исследованиями, выполненными в конце 70-х — начале 80-х годов прошлого столетия в СССР [3], США [4] и Германии [5]. В настоящее время в России созданы экспериментальные образцы водородно-кислородных парогенераторов тепловой мощностью от 100 кВт до 25 МВт [6—8]. Экспериментальные и теоретические исследования показали, что технические характеристики этих установок (табл. 1) позволяют использовать их как для перегрева пара (с целью повысить КПД паровых турбин), так и для выработки пиковой мощности. Подробно вопросы использования водородно-кислородных парогенераторов в энергетике, а также перспективы их дальнейших разработок рассмотрены в [6—10].

### Анализ изменения КПД геотермальной установки при водородно-кислородном перегреве

Оценка изменения КПД ГеоТЭС может быть выполнена аналогично [9]. Поскольку для перегрева водяного пара используется энергия, выделяющаяся при сгорании водорода в кислороде, необходимо оценить расход водорода, требуемый для перегрева. Тепловая мощность, получаемая в водородно-кислородном парогенераторе при сгорании в нем водорода с расходом  $G_{H_2}$ , рассчитывается следующим образом:

$$N_{H_2} = G_{H_2} Q_{H_2}^H, \quad (1)$$

где  $G_{H_2}$  — расход водорода, кг/с;  $Q_{H_2}^H = 120$  МДж/кг — низшая теплота сгорания водорода в кислороде.

Относительный расход  $\alpha$  добавляемого для перегрева пара равен

Таблица 1. Сравнение параметров водородно-кислородных и традиционных парогенераторов

Параметр	Парогенератор	
	водородно-кислородный	традиционный
Максимальная температура водяного пара, °С	1000...1700	500...600
Способ теплообмена	Смешение	Через стенку
КПД, %	98,0...99,5	90...94
Удельная мощность топочной камеры, МВт/м <sup>3</sup>	Более 500	Менее 0,02
Материалоемкость, кг/МВт	Менее 2	Более 1000
Время выхода на режим	Менее 5 с	Несколько часов
Выбросы	Отсутствуют	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO и т.д.

$$\alpha = \frac{G_{H_2} + 8G_{O_2}}{G_{H_2}} = \frac{9G_{H_2}}{G_{H_2}}, \quad (2)$$

где  $8G_{O_2}$  — расход подаваемого кислорода (при стехиометрическом соотношении компонентов);  $G_{H_2}$  — основной расход пара на входе в паровую турбину на номинальном режиме.

Суммарный расход пара на входе в паровую турбину после перегрева составит

$$G'_H = G_H + G_{H_2} + 8G_{O_2} = G_H + 9G_{H_2} = G_H(1 + \alpha). \quad (3)$$

Далее определяется удельная энтальпия  $h'_{вх}$  водяного пара после его перегрева от температуры  $T'_{вх}$  до  $T_{вх}$  из уравнения теплового баланса:

$$\begin{aligned}
 h'_{\text{вх}}(G_{\text{п}} + 9G_{\text{H}_2}) &= G_{\text{п}}h_{\text{вх}} + G_{\text{H}_2}Q_{\text{H}_2}^{\text{H}} = \\
 &= G_{\text{п}}h_{\text{вх}} + G_{\text{п}}\alpha Q_{\text{H}_2}^{\text{H}}/9; \\
 h'_{\text{вх}} &= \frac{h_{\text{вх}} + \alpha Q_{\text{H}_2}^{\text{H}}/9}{1 + \alpha}, \quad (4)
 \end{aligned}$$

где  $h_{\text{вх}}$  — энтальпия пара при  $T_{\text{вх}}$ .

Абсолютный внутренний КПД турбоустановки для одноконтурной геотермальной энергоустановки с водородно-кислородным перегревом пара для цикла, изображенного на рис. 2, записывается так:

$$\eta_i = \frac{G_{\text{п}}(1 + \alpha)H'_0 \eta'_{oi} - \frac{N_{\text{H}_2}}{\eta_{\text{эл}}}}{Q_{1-2-3} + Q_{3-3'} - Q_{4'-1}}, \quad (5)$$

где  $H'_0$  — располагаемый теплоперепад;  $\eta'_{oi}$  — внутренний относительный КПД турбины;  $\eta_{\text{эл}}$  — КПД электролизера;  $Q_{1-2-3}$ ,  $Q_{3-3'}$ ,  $Q_{4'-1}$  — подведенное и отведенное тепло.

В свою очередь, величины в формуле (5) определяются следующим образом:

теплоперепад на турбине

$$H'_0 = h'_{\text{вх}} - h_{4'}, \quad (6)$$

где  $h_{4'}$  — энтальпия влажного пара на выходе из турбины;  $h'_{\text{вх}} = h_{3'}$ ;

тепловая мощность, затраченная на парообразование в геотермальной скважине,

$$Q_{1-2-3} = h_{\text{вх}}G_{\text{п}}; \quad (7)$$

тепловая мощность, подведенная при водородно-кислородном перегреве,

$$Q_{3-3'} = N_{\text{H}_2} = G_{\text{п}}\alpha Q_{\text{H}_2}^{\text{H}}/9; \quad (8)$$

тепло, возвращенное в цикл с питательной водой,

$$Q_{4'-1} = h_{\text{к.в}}(1 + \alpha)G_{\text{п}}, \quad (9)$$

где  $h_{\text{к.в}}$  — энтальпия воды на выходе из конденсатора.

Для определения внутреннего КПД турбины при изменении влажности используется известное соотношение [6]:

$$\eta'_{oi} = \eta_{oi}^0 x'_{\text{ср}}, \quad (10)$$

где  $\eta_{oi}^0$  — максимальный внутренний КПД паровой турбины;  $x'_{\text{ср}}$  — средняя степень сухости пара в турбине.

После подстановки выражений (6)—(10) в (5) и сокращения на  $G_{\text{п}}(1 + \alpha)$  получается формула для определения абсолютного внутреннего КПД турбоустановки при различных значениях  $\alpha$ :

$$\eta_i = \frac{(h'_{\text{вх}} - h_{4'})\eta_{oi}^0 - \frac{\alpha Q_{\text{H}_2}^{\text{H}}}{9\eta_{\text{эл}}(1 + \alpha)}}{\frac{h_{\text{вх}}}{1 + \alpha} - h_{\text{к.в}}}. \quad (11)$$

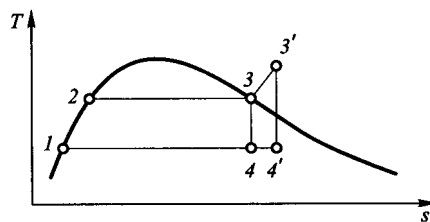


Рис. 2. Цикл геотермальной энергоустановки с водородно-кислородным перегревом пара перед турбиной

Из уравнения энергетического баланса следует выражение для дополнительной работы, произведенной при перегреве пара, с учетом затрат на электролиз:

$$\Delta W = \eta'_{oi}H_{3'-4'} - H_{3-4}\eta_{oi} - \alpha Q_{\text{H}_2}^{\text{B}} \frac{1}{\eta_{\text{эл}}}, \quad (12)$$

где  $H_{3-4}$  — располагаемый теплоперепад до перегрева пара;  $\eta_{oi}$  — внутренний КПД турбины до перегрева пара;  $Q_{\text{H}_2}^{\text{B}}$  — высшая теплота сгорания водорода в кислороде.

Расчет проводится для типовой геотермальной энергоустановки со следующими параметрами:

Начальная температура пара на входе, °С	.....	200
Давление, МПа	.....	1,5
Давление в конденсаторе, кПа	.....	5
Влажность пара на выходе из турбины, %	.....	14,5
Внутренний относительный КПД турбины, %	.....	71
Абсолютный внутренний КПД энергоустановки, %	.....	14

Значения  $\eta_{oi}^0$  для влажно-паровых турбин ГеоТЭС составляют 0,7...0,8 (в расчете принято 0,8). Результаты расчета по (11), (12) для различных значений  $\alpha$  представлены в табл. 2.

При установке турбины на перегретый пар  $\eta_{oi}^0$  будет равен 0,85...0,90. Также следует учесть, что КПД турбины, предназначенной для эксплуатации на перегретом паре, при работе на влажном паре окажется несколько меньше исходного из-за нерасчетного режима работы. Значения КПД геотермальной установки, изменяющиеся при установке турбины на перегретый пар, приведены в табл. 2, а изменение абсолютного КПД ГеоТЭС в зависимости от  $\alpha$  представлено на рис. 3. При перегреве пара КПД влажно-паровой турбины незначительно возрастает (кривая 3), что обусловлено в основном увеличением термического КПД цикла и снижением потерь из-за высокой влажности пара на выходе. Однако с учетом затрат электроэнергии на производство водорода и кислорода общий КПД ГеоТЭС снижается (кривая 4). При установке на ГеоТЭС турбины, работающей на перегретом паре, характер изменения КПД существенно изменяется. При значениях  $\alpha$  близких к 0 (когда влажность пара практически не изменяется) КПД ГеоТЭС

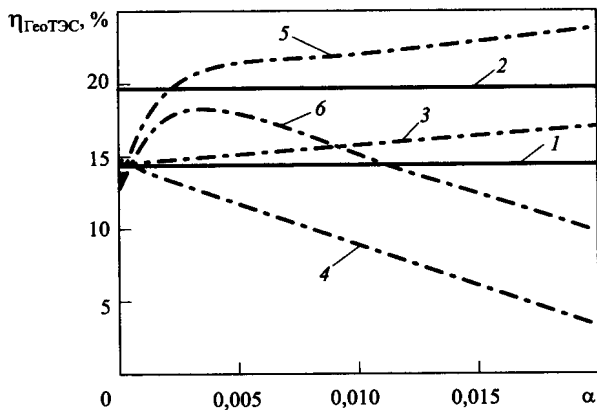


Рис. 3. Изменение КПД ГеоТЭС в зависимости от  $\alpha$ .

1 — номинальный КПД ГеоТЭС с влажно-паровой турбиной без использования перегрева; 2 — номинальный КПД ГеоТЭС при использовании турбины на перегретом паре; 3 — КПД ГеоТЭС при использовании перегрева с влажно-паровой турбиной без учета затрат на электролиз; 4 — то же с учетом затрат на электролиз; 5 — КПД ГеоТЭС при использовании перегрева без учета затрат на электролиз и при установке турбины на перегретый пар; 6 — то же с учетом затрат на электролиз

Таблица 2. Параметры ГеоТЭС при осуществлении водородно-кислородного перегрева пара

$\alpha$	$T_{вх}, K$	$x_4, \%$	$\eta'_{oi}, \%$	$\eta_i$ (при $\eta_{oi} = 80 \%$ ), %	$\eta_i$ (при $\eta_{oi} = 90 \%$ ), %	$\Delta W/W^*$ (при $\eta_{oi}^0 = 90 \%$ )
0	473	12,2	73,0	14,5	12,8	0
0,001	477	11,9	73,2	14,0	14,6	0,05
0,005	492	10,8	74,1	12,7	17,7	0,2
0,070	500	10,1	75,3	10,1	15,4	0,12
0,010	513	8,7	75,5	8,3	14,7	0,06
0,015	535	7,3	75,8	7,5	11,6	-0,16
0,020	557	6,1	76,3	3,2	10,2	-0,35

\*  $W$  — полная работа без перегрева пара.

оказывается ниже номинального (кривая 2), что обусловлено нерасчетным режимом работы турбины, однако при снижении влажности пара и достижении расчетного режима работы он существенно повышается с ростом  $\alpha$  (кривая 5) и может превысить номинальный КПД ГеоТЭС с влажно-паровой турбиной с учетом затрат электроэнергии на электролиз (кривая 6) в области  $\alpha = 0,001 \dots 0,012$ . При дальнейшем увеличении  $\alpha$  затраты энергии на электролиз возрастают и КПД энергоустановки на перегретом паре становится меньше, чем номинальный КПД ГеоТЭС с влажно-паровой турбиной (пересечение линий 6 и 1).

Таким образом, расход произведенной электроэнергии на перегрев пара не может быть компенсирован ростом внутреннего КПД влажно-паровой геотермальной

турбины и увеличением располагаемого теплоперепада. Однако при эксплуатации турбины на перегретом паре повышение КПД энергоустановки при значениях  $\alpha < 0,012$  может компенсировать затраты на электролиз и увеличить общий КПД энергоустановки на 1...3 % (см. рис. 3), а при возможном повышении давления перед турбиной в результате модернизации или исключения сепаратора пара тонкой очистки и снижения давления в конденсаторе — на 3...5 %. Необходимо также отметить, что при производстве и аккумулировании водорода и кислорода возможно использование ГеоТЭС для покрытия неравномерностей графика нагрузки [9, 10].

### Изменение стоимости электроэнергии от ГеоТЭС при водородно-кислородном перегреве

При установке водородно-кислородного пароперегревательного оборудования появляются следующие возможности уменьшения годовых издержек производства электроэнергии (т.е. ее стоимости):

- снижение влажности пара в последних ступенях турбины приводит к уменьшению эрозийного износа проточной части, что повышает надежность оборудования и уменьшает количество вынужденных ремонтов;
- увеличение температуры на входе в турбину облегчает ее пуск и сокращает время выхода на рабочий режим;
- устранение вероятности резкого повышения влажности в проточной части турбины в результате поломки сепаратора (одного из самых ненадежных узлов влажно-паровых установок) увеличивает надежность турбины, уменьшает продолжительность вынужденного ремонта и затраты на замену вышедших из строя деталей;
- возможность покрытия неравномерностей графика нагрузки позволяет энергоустановке работать с номинальной мощностью практически постоянно при оптимальных значениях КПД (таким образом, коэффициент использования установленной мощности можно повысить с 0,7...0,8 до 0,85...0,95 в зависимости от мощности устанавливаемого дополнительного оборудования).

Годовые издержки производства представляют собой сумму расходов на топливо ( $I_T$ ), капитальных затрат ( $I_K$ ) и эксплуатационных расходов ( $I_{экс}$ ):

$$I = I_T + I_K + I_{экс} \quad (13)$$

Поскольку для геотермальной установки источником энергии служит тепло Земли, то топливная составляющая равна 0. Капитальные затраты определяются по следующему выражению:

$$I_K = P_a \Sigma S_{ст} + I_{тр} = 1,2 P_a \Sigma S_{ст} \quad (14)$$

где  $P_a$  — коэффициент амортизации;  $I_{тр}$  — ежегодные затраты на текущий ремонт (принимаются равными 20 % амортизационных отчислений);  $\Sigma S_{ст}$  — полная стоимость сооружения электростанции.

Эксплуатационные затраты включают в себя заработную плату обслуживающего персонала и прочие общестанционные расходы и составляют 55...65 % амортизационных отчислений. Удельная стоимость установленной мощности  $S_{ст}$  равна 900...1200, а удельная стоимость дополнительного оборудования  $S_{доп}$  — 1700...2200 дол/кВт (причем 80...90 % определяется затратами на электролизеры). Принимается, что  $S_{доп} = 2S_{ст}$ . Тогда полная стоимость дополнительного оборудования равна

$$\Sigma S_{доп} = 2\theta S_{ст} N_{ст}, \quad (15)$$

где  $\theta$  — относительная мощность устанавливаемого дополнительного оборудования;  $N_{ст}$  — номинальная мощность станции.

При установке дополнительного оборудования составляющая капитальных затрат увеличится:

$$\begin{aligned} I'_к &= P_a \Sigma S_{ст} + P_a 2\theta \Sigma S_{ст} + 0,6 \cdot 0,2 P_a \Sigma S_{ст} = \\ &= P_a \Sigma S_{ст} (1,12 + 2\theta), \end{aligned} \quad (16)$$

а эксплуатационные затраты практически не изменятся, поскольку для его обслуживания потребуется незначительное увеличение штата работников. После подстановки (15) и (16) в (13) получается выражение для расчета издержек при установке дополнительного оборудования:

$$I' = P_a \Sigma S_{ст} (1,12 + 2\theta) + 0,6 P_a \Sigma S_{ст}. \quad (17)$$

Стоимость произведенной электроэнергии определяется следующим выражением:

$$\mathcal{E}_{эн} = \frac{I_{экс}}{N_{ст} \cdot 8760 \cdot 0,8}.$$

Окончательно для расчета стоимости электроэнергии при наличии дополнительного оборудования получено:

$$\frac{\mathcal{E}'_{эн}}{\mathcal{E}_{эн}} = \frac{(1,12 + 2\theta + 0,6)0,8}{(1,2 + 0,6)K'_p} = \frac{(1,72 + 2\theta)0,8}{1,8K'_p},$$

где  $\mathcal{E}'_{эн}$ ,  $K'_p$  — стоимость произведенной электроэнергии и коэффициент использования установленной мощности при размещении дополнительного оборудования.

Результаты расчета при различных значениях  $K'_p$  и  $\theta$  представлены в табл. 3. При оптимальном соотношении  $K'_p = 0,85...0,90$  и  $\theta = 0,03...0,07$  снижение стоимости вырабатываемой электроэнергии составит примерно 6...7 %.

Таким образом, использование на геотермальных электростанциях водородно-кислородного парогенератора для перегрева пара и турбин на перегретом паре повышает термодинамическую эффективность рабочего цикла и увеличивает внутренний КПД паровой турбины, что приводит к повышению КПД электростанции на 3...5 %. Кроме этого, в результате повышения надежности оборудования, снижения затрат на ремонт и по-

Таблица 3. Оценка стоимости электроэнергии ГеоТЭС при осуществлении водородно-кислородного перегрева пара

$\theta$	$K'_p$	$\mathcal{E}'_{эн}/\mathcal{E}_{эн}$
0,01	0,82	0,94
0,02	0,84	0,93
0,05	0,87	0,93
0,10	0,91	0,94
0,15	0,94	0,96
0,30	0,96	1,07

крытия неравномерностей графика нагрузки общая стоимость электроэнергии может быть снижена на 6...7 %. По результатам проведенных оценочных расчетов, оптимальная доля добавляемого высокотемпературного пара, обеспечивающая наибольший КПД установки и наименьшую стоимость производимой электроэнергии, находится в диапазоне 0,002...0,01.

В заключение необходимо отметить, что в настоящее время разработаны научно-технические основы создания нового оборудования для реализации рассмотренных выше схем ГеоТЭС и испытаны экспериментальные образцы водородно-кислородных парогенераторов мощностью до 25 МВт (совместно ОИВТ РАН и ОАО КБ «Химвтоматика» [8]).

Авторы благодарны проф. Т. Сигфуссону (Исландия), канд. техн. наук А.А. Шипкову и доктору техн. наук О.С. Попелю за полезные обсуждения.

#### Список литературы

1. Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П., Кулешов Г.Г. Введение в водородную энергетику. М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Патент на полезную модель № 84467 от 21/1 2009 г. Геотермальная установка для выработки электроэнергии с водородно-кислородным перегревом / С.П. Малышенко, А.И. Счастливец.
3. Основные проблемы водородной энергетики: Докл. комиссии АН СССР по водородной энергетике / М.А. Стырикович, В.А. Легасов, Э.Э. Шпильрайн, С.П. Малышенко. М.: Изд-во ИВТАН, 1978.
4. Hydrogen turbine power conversion system assessment / D.E. Wright, A.D. Lucci, J. Campbell, J.C. Lee // NASA-CR 135298, 1978.
5. Wojkowsky H., Schnurberger W., Sternfeld H.J. Evaluation of attainable efficiencies and for generation of electricity from hydrogen. Commission of the European Community. Contract № 404-78-7 EHD. Report EUR 7529 DE, 1981.
6. Malyschenko S.P., Gryaznov A.N., Filatov N.I. High-pressure H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>-steam generators and their possible applications // Intern. J. Hydrogen Energy. 2004. Vol. 29. P. 589—596.
7. Разработка и исследование экспериментального водородно-кислородного парогенератора мощностью 10 МВт(т) / С.П. Малышенко, И.Н. Бебелин, А.Г. Волков, А.Н. Грязнов // Теплоэнергетика. 1997. № 8. С. 48—52.
8. Малышенко С.П., Пригожин В.И., Рячук В.С. Водородно-кислородные парогенераторы // Современное машиностроение. 2009. № 2—3 (8—9). С. 54—59.
9. Малышенко С.П., Назарова О.В., Сарумов Ю.А. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода в энергетике // Атомно-водородная энергетика и технология: Сб. статей / под ред. В.А. Легасова. М.: Энергоатомиздат, 1988. Вып. 8. С. 16—19.
10. Основы современной энергетики / А.Д. Трухний, М.А. Изюмов, О.А. Поваров, С.П. Малышенко; под ред. А.Д. Трухния. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. Т. 1: Современная теплоэнергетика.
11. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции: учеб. для вузов. М.: Высшая школа, 1969.