

УДК 621.438:629.5.03-08
К 89**ВЫБОР МАТЕРИАЛА ТЕПЛООБМЕННОЙ ПОВЕРХНОСТИ РЕГЕНЕРАТОРОВ
ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК**

В. В. Кузнецов, канд. техн. наук, доцент

*Национальный университет кораблестроения, г. Николаев***Анотация.** Проведено технико-экономическое обоснование выбора материала для теплообменной поверхности регенераторов газотурбинных установок.**Ключевые слова:** регенератор, выбор, материал, эффективность, обоснование.**Анотація.** Проведено техніко-економічне обґрунтування вибору матеріалу для теплообмінної поверхні регенераторів газотурбінних установок**Ключові слова:** регенератор, вибір, матеріал, ефективність, обґрунтування.**Abstract.** The feasibility study of the material selection for the heat transfer surface of exhaust heat economizers has been conducted.**Keywords:** economizer, selection, material, efficiency, feasibility.**ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ**

Газотурбинные установки регенеративного цикла могут применяться в качестве приводных для мобильных электростанций, газоперекачивающих агрегатов и когенерационных установок [1, 5–8]. Наиболее металлоемким элементом таких установок является регенератор. Вызвано это тем, что при современных требованиях к ресурсу таких установок [7] в 100000 ч они выполняются трубчатыми с коэффициентом регенерации на уровне 0,78...0,85. Их масса достигает 100 т и выше, при проектировании коэффициент запаса прочности в поверхности теплопередачи часто превышает 3, используются дорогостоящие жаропрочные низколегированные стали. Это приводит к удорожанию регенераторов и, соответственно, всей установки.

**АНАЛИЗ ПОСЛЕДНИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
И ПУБЛИКАЦИЙ**

Традиционная методология проектирования любых теплообменных аппаратов заключается в следующем [9].

Исходя из заданных исходных данных, опыта проектирования, необходимого ресурса теплообменного аппарата и технологических возможностей производства, принимают тип стали для теплообменной поверхности, диаметр труб и толщину стенки. Выполняют тепловой расчет поверхности, после чего, согласно [3, 4], проводят проверку соответствия принятой толщины стенки – рассчитанной по внутреннему давлению. Если расчетная толщина не превышает принятую, то производят дальнейшие расчеты – аэродинамический, гидравлический и т. д.

Основной проблемой при таком подходе к проектированию является чаще всего завышенная стоимость спроектированного регенератора. Решению этой проблемы могло бы способствовать наличие

рекомендаций по совмещенному анализу и выбору материала теплообменной поверхности и ресурса теплообменного аппарата для их использования на стадии предъязычного проектирования, что в настоящее время отсутствует.

ЦЕЛЮЮ СТАТЬИ является разработка рекомендаций по выбору материала теплообменной поверхности регенераторов с целью снижения их стоимости при сохранении заданного ресурса.

Достижение указанной цели сводится к решению следующих задач.

1. Оценить изменение расчетной толщины стенки трубы в зависимости от допускаемых напряжений материалов, которые могут использоваться.
2. Выполнить технико-экономический анализ применения различных материалов для теплообменных поверхностей.
3. Обосновать способ снижения стоимости регенератора в случае высокотемпературных (более 500 °С) потоков отработавших газов.

ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНОГО МАТЕРИАЛА

Согласно [3, 4], номинальная толщина стенки прямой трубы определяется как

$$S = S_p + C_1 + C_2 \text{ мм.} \quad (1)$$

В (1) S_p – расчетная толщина стенки, мм; C_1 , C_2 – производственная и эксплуатационная прибавки на толщину, мм, соответственно.

Расчетная толщина стенки S_p определяется по выражению [4]:

$$S_p = \frac{pd}{2\varphi \cdot [\sigma] + p} \text{ мм,} \quad (2)$$

где p – рабочее давление, МПа; d – диаметр трубы, мм; φ – коэффициент прочности сварного шва; $[\sigma]$ – допускаемые напряжения, МПа.

Производственная прибавка на толщину

$$C_1 = C_{11} + C_{21} \text{ мм}, \quad (3)$$

где $C_1 = \frac{\Delta}{100} \cdot S$, $\Delta = 10\%$ – прибавка, компенсирующая 10%-й допуск на толщину; C_{21} – обычно принимается равной нулю для прямолинейного участка трубы [4].

Эксплуатационная прибавка

$$C_2 = C_{21} + C_{22} \text{ мм}, \quad (4)$$

где C_{21} , C_{22} – прибавки, компенсирующие понижение прочности по воздушной и по газовой сторонам.

Таким образом, выбор материала теплообменной поверхности может варьироваться только за счет изменения допускаемых напряжений $[\sigma]$ и, на основании этого, соответствующей корректировке материала по зависимости (2), поскольку составляющие зависимостей (3) и (4) являются фактически величинами фиксированными.

Определим расчетную толщину стенки для регенераторов газотурбинной установки ГТК-10-04 [11]. В качестве исходных данных примем:

- степень регенерации теплоты – 0,8;
- расход воздуха на входе, кг/с – 43,1;
- расход газов на входе, кг/с – 43,55;
- температура воздуха на входе, °С – 190;
- температура газов на входе, °С – 514;
- давление газов внутри трубы, МПа – 0,45;
- диаметр трубы теплообменной поверхности, мм – 22;
- толщина трубы теплообменной поверхности, мм – 1;
- ресурс теплообменной поверхности, ч – 10^5 .

Изменение допускаемых напряжений принималось в диапазоне 120...10 МПа, где верхнее значение характерно для сталей типа 15ХМ при температуре 480...500 °С, нижнее – для сталей типа 20, 20К при той же температуре.

Результаты расчета номинальной толщины стенки представлены на рис. 1. Полученная зависимость показывает, что рассчитанная толщина не превышает принятую в исходных данных даже при значении $[\sigma] = 26$ МПа при сохранении ресурса 10^5 ч, что соответствует стали Ст20К.

Введем понятие коэффициента запаса по толщине стенки, который будет определяться как

$$k_{\text{zap}} = \frac{S_{\text{пр}}}{S},$$

где $S_{\text{пр}}$ – принятая для расчетов толщина стенки трубы.

Для рассматриваемых условий изменение этого коэффициента в зависимости от допускаемых напряжений используемых материалов представлено на рис. 2. Анализ полученной зависимости показывает, что при использовании в качестве материала тепло-

обменной поверхности стали 15ХМ ($[\sigma] = 113$ МПа) коэффициент запаса $k_{\text{zap}} = 4,1$, а стали 20К ($[\sigma] = 26$ МПа) $k_{\text{zap}} = 2,5$. В этом случае для принятия решения о материале теплообменной поверхности необходим дополнительный анализ возможных эксплуатационных факторов при работе установки, поскольку в случае использования газообразного топлива и при контроле за температурой отработавших газов двигателя возможно выполнение теплообменной поверхности из стали типа 20 или 20К.

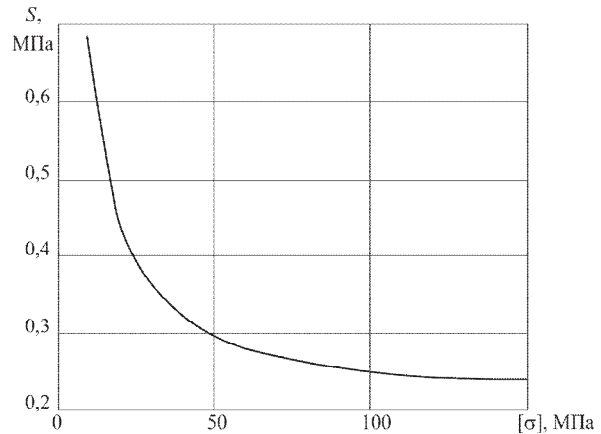


Рис. 1. Изменение номинальной толщины стенки в зависимости от допускаемых напряжений

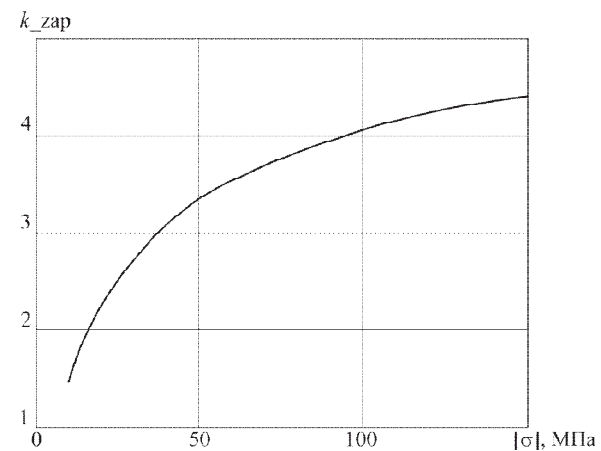


Рис. 2. Изменение коэффициента запаса по толщине стенки в зависимости от допускаемых напряжений

Проведем сравнительную экономическую оценку эффективности регенераторов, выполненных из сталей 20К и 15ХМ, в составе газоперекачивающего агрегата ГТК-10-04.

Особенностью современной экономической ситуации является крайняя неоднозначность в формировании отпускной цены на металл, поэтому стоимостные характеристики материалов приняты усредненно по результатам анализа данных *Internet*-сайтов компаний-реализаторов. Время работы установки в течение года принято, по результатам экспертных оценок, 5000 ч, средняя экономия топлива при повышении эффективности регенератора с $\sigma = 0,7$ до

$\sigma = 0,8 - \Delta g_c = 250 \text{ м}^3/\text{ч}$ [11], стоимость топливного газа – 2553 грн/1000 м³ [10].

Стоимость регенератора определяли исходя из опыта проектирования, по укрупненной зависимости

$$K = k_1 \cdot k_2 \cdot M \cdot K_{ст} \quad (5)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий увеличение массы регенератора за счет корпусных конструкций, в расчетах принимали $k_1 = 1,5$; k_2 – коэффициент, учитывающий затраты на сборку, транспортировку

и монтаж регенератора, в расчетах принимали $k_2 = 1,5$; M – масса теплообменной поверхности, принимали $M = 54 \text{ т}$ [11]; $K_{ст}$ – стоимость стали, в расчетах принимали $K_{ст20К} = 27000 \text{ грн/т}$, $K_{ст15ХМ} = 44000 \text{ грн/т}$.

Тогда оцененная по зависимости (5) стоимость регенератора, выполненного из стали 20К, составила 3240000 грн, из стали 15ХМ – 5280000 грн.

Результаты расчета экономического эффекта в виде дисконтированного денежного потока (ДДП) [2] представлены на рис. 3.

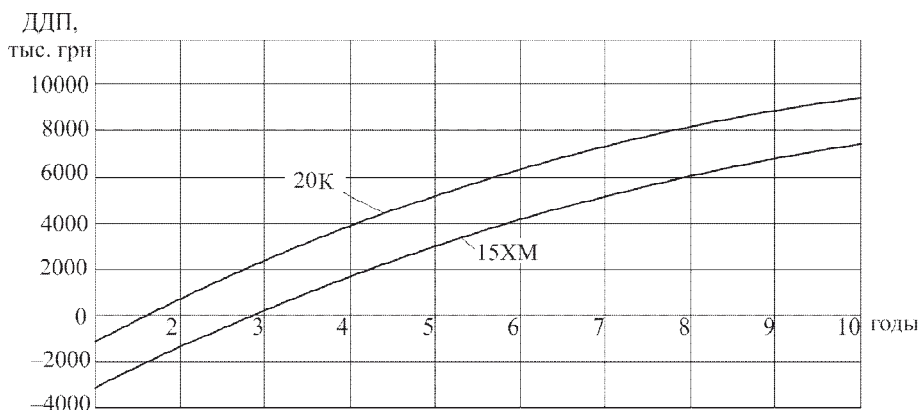


Рис. 3. Изменение дисконтированного денежного потока по годам эксплуатации

Анализ результатов показывает, что срок окупаемости регенератора из стали 20К составляет около 1,6 года, из стали 15ХМ – 2,8 года. При этом за период эксплуатации 7,5 года возможна одна полная замена регенератора из стали 15ХМ за счет полученной прибыли; замена регенератора из стали 20К возможна на четвертый и восьмой годы эксплуатации с дополнительным получением экономического эффекта на уровне 2 млн грн.

Если учесть современные требования к ресурсу газотурбинных установок до капитального ремонта на уровне 35000 ч, то при принятом времени работы в год может быть заменен и регенератор из стали 20К, тогда как при 15ХМ для финансирования замены регенератора за счет полученной прибыли необходима работа на уровне 35300 ч.

Представленные на рис. 3 результаты получены для условия обеспечения капиталовложений без отдачи банковских кредитов (например, за счет собственных

средств предприятия). В случае же банковского кредитования срок окупаемости увеличится в среднем на 1,5–3 года в зависимости от схемы получения кредита.

Если же температура газов на входе в регенератор превышает 530...550 °С, то существует большая вероятность того, что температура стенки трубы превысит 500 °С и сделает невозможным использование стали 20К в качестве материала теплообменной поверхности. В этом случае целесообразно выполнить регенератор частично из стали 15ХМ – как высокотемпературную секцию и стали 20К – как низкотемпературную.

Оценка показывает, что для рассмотренных условий для газоперекачивающего агрегата ГТК-10-04 в случае выполнения 1/4 регенератора из стали 15ХМ и 3/4 из стали 20К его стоимость, оцененная по зависимости (5), составит 3750000 грн. Расчет экономического эффекта для такого варианта исполнения приведен на рис. 4.

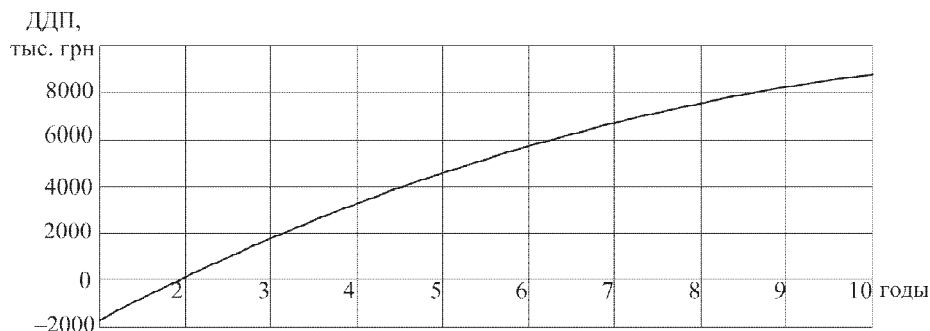


Рис. 4. Изменение ДДП по годам эксплуатации при выполнении регенератора из высокотемпературной и низкотемпературной секций

Результаты показывают, что срок окупаемости капиталовложений составляет около 1,9 года, а за 4,5 года возможна замена регенератора за счет полученной прибыли.

ВЫВОДЫ

1. Из полученных результатов следует, что если температура стенки трубы не превышает 500 °С, то теплообменную поверхность целесообразно выполнять из стали 20К. Это позволит обе-

спечить необходимый запас прочности, снижение срока окупаемости капиталовложений и последующие замены регенераторов за счет получаемой прибыли.

2. В случае превышения температуры отработавших газов 550 °С регенераторы целесообразно выполнять из двух секций – высоко- и низкотемпературной, что снизит их стоимость и уменьшит срок окупаемости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Высокоэффективная газотурбинная установка для ГПА [Текст] / В. Е. Спицын, А. Л. Боцула, В. Н. Чобенко, Д. Н. Соломонюк // Вестник национального технического университета «ХПИ». – Х. : НТУ «ХПИ», 2008. – № 35. – С. 3–6.

[2] **Ендовицкий, Д. А.** Инвестиционный анализ в реальном секторе экономики [Текст] / Д. А. Ендовицкий ; под ред. Л. Т. Гиляровской. – М. : Финансы и статистика, 2003. – 352 с.

[3] Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы и методы расчета на прочность. Общие положения по обоснованию толщины стенки [Текст] : ОСТ 108.031.08-85. – М. : ЦКТИ им. Ползунова, 1985.

[4] Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Методы определения толщины стенки [Текст] : ОСТ 108.031.09-85. – М. : ЦКТИ им. Ползунова, 1985.

[5] **Мовчан, С. Н.** Этапы развития стационарных и судовых ГТУ с регенерацией теплоты [Текст] / С. Н. Мовчан, Ю. В. Бочкарев, Д. Н. Соломонюк // Газотурбинные технологии. – 2008. – № 8. – С. 8–11.

[6] **Огнев, В. В.** Газоперекачивающий агрегат «Надежда» [Текст] / В. В. Огнев, А. В. Зуев, Н. Н. Бухарин // Турбины и компрессоры. – 2004. – № 1–2. – С. 5–9.

[7] **Патон, Б. Е.** Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины? [Текст] / Б. Е. Патон, А. А. Халатов // Зеркало недели. – 2008. – № 47 (726).

[8] **Патон, Б. Е.** Какие промышленные газотурбинные двигатели нужны украинской ГТС? [Текст] / Б. Е. Патон, А. А. Халатов // Зеркало недели. – 2008. – № 26 (705).

[9] Проектирование судовых парогенераторов [Текст] / К. С. Дементьев, В. А. Романов, А. С. Турлаков, Д. И. Волков. – Л. : Судостроение, 1986. – 336 с.

[10] **Райзер, М.** Всемирный банк обеспокоен разницей в ценах на газ для населения и промышленности в Украине [Электронный ресурс] / М. Райзер. – Режим доступа: <http://www.rbc.ua/rus/top/show/m-rayzer-vb-obespokoen-raznitsey-v-tsenah-na-gaz-dlya-naseleniya-15042011153700>.

[11] **Шевцов, А. П.** Модульные регенераторы для газотурбинных установок [Текст] / А. П. Шевцов, В. В. Кузнецов // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2010. – № 3/3 (45). – С. 12–15.

© В. В. Кузнецов

Надійшла до редколегії 12.04.13

Статтю рекомендує до друку член редколегії ЗНП НУК

д-р техн. наук, проф. Б. Г. Тимошевський