

УДК 622.691.48.053(07)

Р.А. Кантюков, к.т.н., генеральный директор, ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, Республика Татарстан, Россия), e-mail: info@tattg.gazprom.ru; **Р.Р. Кантюков**, к.т.н., заместитель главного инженера, ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, Республика Татарстан, Россия), e-mail: glavgeo@mail.ru; **М.Б. Хадиев**, д.т.н., профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет» (Казань, Республика Татарстан, Россия), e-mail: mullagali@gmail.com; **И.М. Тамеев**, начальник отдела, ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, Республика Татарстан, Россия), e-mail: i-tameev@tattg.gazprom.ru; **И.В. Хамидуллин**, к.т.н., ведущий научный сотрудник, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет» (Казань, Республика Татарстан, Россия)

Перспективы внедрения инновационной технологии перекачки газа на основе утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ

Данная статья является завершающей частью цикла статей, посвященных рассмотрению патентованной новой технологии перекачки газа, позволяющей снизить затраты энергии на сжатие перекачиваемого газа благодаря его предварительному охлаждению до входа в технологический компрессор холодом, вырабатываемым в теплоиспользующей турбохолодильной машине на основе утилизации теплоты выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ). Теоретические предпосылки новой технологии перекачки газа и оценка взаимосвязи удельного расхода топливного газа и температуры газа на входе в технологический компрессор в условиях эксплуатации были рассмотрены ранее («Территория «НЕФТЕГАЗ» № 12, 2014; № 3, 2015). Было показано, что новая технология перекачки газа позволяет снижать удельный расход топливного газа на единицу подачи коммерческого газа или увеличить подачу коммерческого газа при неизменном потреблении топливного газа.

Основными элементами утилизационного комплекса являются турбокомпрессорный агрегат, котлы-утилизаторы, конденсаторы, испарители, насосы для подачи хладагента в змеевики котлов-утилизаторов, характеристики и необходимое количество которых определялись в ходе расчетов применительно к газоперекачивающим агрегатам различной мощности.

Приведены оценочные значения затрат на внедрение новой технологии применительно к конкретной компрессорной станции.

Показано, что наибольший экономический эффект достигается при варианте модернизации компрессорной станции, направленном на увеличение подачи коммерческого газа при неизменном потреблении топливного газа. Увеличение производительности технологического компрессора в зависимости от мощности газоперекачивающего агрегата составляет от 1,6 до 7,7%. Отмечено, что для увеличения пропускной способности на всем протяжении участка магистрального газопровода целесообразно модернизировать все компрессорные станции, установленные на этом участке. Оценочные расчеты показали, что использование холода, вырабатываемого на основе утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ, позволяет при неизменном потреблении топливного газа получить дополнительный объем подачи коммерческого газа. Дисконтированный срок окупаемости проекта составляет около 4 лет.

Ключевые слова: компрессорная станция, потребление топливного газа, подача коммерческого газа, срок окупаемости.

.....

R.A. Kanyukov, Gazprom Transgaz Kazan LLC (Kazan, the Republic of Tatarstan, Russia), Doctor of Science (Engineering), General Director, e-mail: info@tattg.gazprom.ru; **R.R. Kanyukov**, Gazprom Transgaz Kazan LLC (Kazan, the Republic of Tatarstan, Russia), Candidate of Science (Engineering), Deputy Chief Engineer, e-mail: glavgeo@mail.ru; **M.B. Khadiyev**, Kazan National Research Technological University Federal State-Funded Educational Institution of Higher Professional Education (Kazan, the Republic of Tatarstan, Russia), Doctor of Science (Engineering), Professor, e-mail: mullagali@gmail.com; **I.M. Tameyev**, Gazprom Transgaz Kazan LLC (Kazan, the Republic of Tatarstan, Russia), Head of Department, e-mail: i-tameev@tattg.gazprom.ru; **I.V. Khamidullin**, Kazan National Research Technological University Federal State-Funded Educational Institution of Higher Professional Education (Kazan, the Republic of Tatarstan, Russia), Doctor of Science (Engineering), leading research associate

Prospects for introduction of the innovative gas pumping technology on the basis of GTU exhaust gas heat recovery

This article is the concluding part of the series of articles dealing with review of the new patent gas pumping technology that allows reduction of power consumption for pumped gas compression due to its precooling upstream of the process compressor with cold generated in heat insulating turborefrigerating unit on the basis of exhaust gas heat recovery of the gas turbine unit (GTU).

Theoretical background of the new gas pumping technology and assessment of interrelation between specific consumption of fuel gas and gas temperature at the process compressor inlet in operational conditions were reviewed before (Territorija NEFTEGAZ, No. 12, 2014; No. 3, 2015). It was demonstrated that the new gas pumping technology allows reduction in specific fuel gas consumption per unit of commercial gas supplied or increase in supply of commercial gas with constant fuel gas consumption.

The main elements of the recovery complex are turbo compressor unit, heat recovery steam generators, condensers, evaporators, pumps for coolant feed to heat recovery steam generator coils with characteristics and requirements determined in the course of calculations with regard to the gas pumping units of various capacities.

The estimated values of expenses for new technology introduction with regard to certain compressor station are provided. It is demonstrated that the highest economic effect can be achieved with the option of compressor station modernization aimed at increase in commercial gas feed with constant fuel gas consumption. Increase in process compressor capacity, depending on the gas pumping unit capacity, is from 1.6 to 7.7%. It is noted that to increase the throughput capacity along the whole section of the main gas pipeline it is reasonable to modernize all the compressor stations installed at this section.

The estimated calculations showed that utilization of cold generated on the basis of GTU exhaust gas heat recovery allows, with constant fuel gas consumption, obtaining an additional amount of commercial gas feed. Discounted payback period is about 4 years.

Keywords: compressor station, fuel gas consumption, commercial gas feed, payback period.

Осуществление проекта перекачки газа по инновационной технологии [1] на основе утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ предполагает проведение комплексной реконструкции компрессорной станции (КС) с оснащением газоперекачивающих агрегатов (ГПА) утилизационными тепло-холодильными энергетическими комплексами, позволяющими снижать затраты энергии на сжатие перекачиваемого газа благодаря его охлаждению до входа в технологический компрессор.

При этом экономический эффект может достигаться как за счет уменьшения расхода топливного газа при неизменной подаче коммерческого газа ГПА КС, так и за счет увеличения подачи коммерческого газа при сохранении потребления топливного газа [2].

Утилизационный тепло-холодильный комплекс включает в себя следующие основные элементы: турбокомпрессорный агрегат, котлы-утилизаторы, конденсаторы, испарители, насосы для

подачи хладагента в змеевики котлов-утилизаторов.

Характеристики конкретного оборудования определялись в ходе расчетов,

проведенных применительно к четырем агрегатам: ГПА 25, ГПА 16, ГПА 8, ГПА 6.3.

В качестве исходных данных использовались результаты расчета тепло-

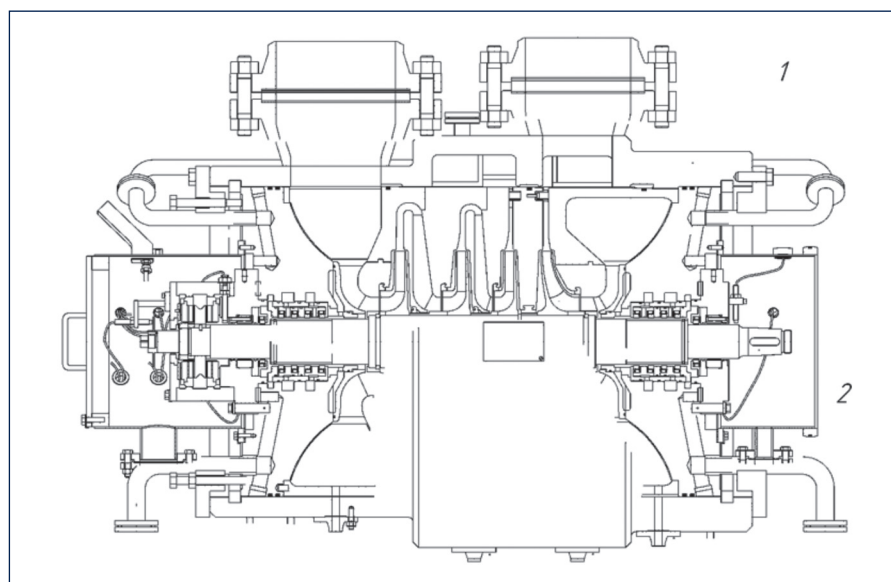


Рис. 1. Турбокомпрессорный агрегат: 1 – корпус; 2 – ротор

Fig. 1. Turbo compressor unit: 1 – casing; 2 – rotor

Ссылка для цитирования (for references):

Кантюков Р.А., Кантюков Р.Р., Хадиев М.Б., Тамеев И.М., Хамидуллин И.В. Перспективы внедрения инновационной технологии перекачки газа на основе утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 5. – С. 80–85.

Kantuykov R.A., Kantuykov R.R., Khadiyev M.B., Tameyev I.M., Khamidullin I.V. Perspektivy vnedreniya innovacionnoy tehnologii perekachki gaza na osnove utilizatsii teploty vyhlopnih gazov GTU [Prospects for introduction of the innovative gas pumping technology on the basis of GTU exhaust gas heat recovery]. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2015, No. 5. P. 80–85.

Таблица 1. Состав агрегатов КС «Арская»

Table 1. Composition of Arskaya compressor station unit

№ цеха Shop No	Название цеха Shop name	Марка агрегата Unit grade	Количество агрегатов Number of units	
			Всего Total	Работающих одновременно Operating in parallel
1	Уренгой – Ужгород Urengoy – Uzhgorod	ГПА-16 GPA-16	3	2
2	Уренгой – Центр 1 Urengoy – Center 1	ГПА-16 GPA-16	6	4
3	Уренгой – Центр 2 Urengoy – Center 2	ГПА-25 GPA-25	3	1
4	Ямбург – Елец 1 Yamburg – Yelets 1	ГПА-25 GPA-25	3	1
5	Ямбург – Елец 2 Yamburg – Yelets 2	ГПА-25 GPA-25	3	1
6	Ямбург – Западная граница Yamburg – Western Boundary	ГПА-25 GPA-25	3	1
7	Н. Тура – Пермь – Горький N. Tura – Perm – Gorkiy	ГПА-6,3 GPA-6,3	5	3
Всего Total			26	13

Таблица 2. Затраты на внедрение технологии, тыс. руб.

Table 2. Technology introduction expenses, RUB thousand

№	Наименование затрат Expenses	Стоимость Cost	Кол-во комплектов Number of sets	Итого Total
1	Затраты на НИР R&D expenses	5 400,00	1	5 400,00
2	Оборудование, в т.ч.: Equipment, including:	190 980,00		3 019 380,00
	2.1. Компрессор Compressor	130 000,00	13	1 690 000,00
	2.2. Котлы-утилизаторы Heat recovery steam generators	41 280,00	26	1 073 280,00
	2.3. Конденсаторы Condensers	10 000,00	13	130 000,00
	2.4. Испарители Evaporators	8 000,00	13	104 000,00
	2.5. Насосы Pumps	1 700,00	13	22 100,00
3	Пусконаладочные работы Commissioning	76 340,00	13	992 420,00
Всего: Total:				4 017 200,00

Примечание: стоимость оборудования и величина затрат на пусконаладочные работы рассчитаны специалистами Проектного института «Союзхимпромпроект» и носят предварительный характер.

Note: cost of equipment and value of expenses for the commissioning works are calculated by the specialists of the Soyuzkhimpromproekt Design Institute and are preliminary.

использующей турбохолодильной машины, приведенные в работе [2]. Были проведены вариантные расчеты турбокомпрессорного агрегата (рис. 1), определены ориентировочные значения поверхностей теплообмена котлов-утилизаторов различных типов (рис. 2, 3), испарителя кожухотрубного типа (рис. 4), необходи-

мое количество котлов-утилизаторов применительно к четырем типам ГПА. Заметим, что число испарителей целесообразно выбирать равным количеству пылеуловителей, что упрощает трубопроводную обвязку. Расчет турбокомпрессорного агрегата выполнен специалистами ЗАО «НИИТурбокомпрессор» (Казань).

Экономическая целесообразность внедрения новой технологии перекачки газа определяется величиной затрат на проведение работ по реконструкции и сроком их окупаемости. Оценку экономического эффекта от внедрения новой технологии перекачки газа проведем применительно к КС «Арская» ООО «Газпром трансгаз Казань».

Таблица 3. Расчет экономического эффекта, достигаемого за счет увеличения подачи коммерческого газа при неизменном потреблении топливного газа

Table 3. Calculation of economic effect achieved due to increase in commercial gas feed with constant fuel gas consumption

Марка агрегата Unit grade	ГПА-25 GPA-25	ГПА-16 GPA-16	ГПА-6,3 GPA-6,3
Производительность агрегата при существующей технологии перекачки газа, млн $\text{nm}^3/\text{сут}$. Unit capacity with the existing gas pumping technology, mln of nm^3/day	60	32,44	11,28
Глубина охлаждения газа на входе в технологический компрессор, $^{\circ}\text{C}$ Extent of gas cooling at process compressor inlet, $^{\circ}\text{C}$	4,746	7,036	20,81
Отношение удельных расходов топливного газа, б.р. Ratio of specific fuel gas consumption, nondimensional	0,984	0,976	0,928
Коэффициент увеличения производительности технологического компрессора, б.р. Coefficient of increase in process compressor capacity, nondimensional	1,016	1,024	1,077
Производительность агрегата при новой технологии перекачки газа, млн $\text{nm}^3/\text{сут}$. Unit capacity with the new gas pumping technology, mln of nm^3/day	60,96	33,22	12,15
Увеличение производительности агрегата при новой технологии перекачки газа, млн $\text{nm}^3/\text{сут}$. Increase in unit capacity with the new gas pumping technology, mln of nm^3/day	0,96	0,78	0,87

Таблица 4. Расчет дополнительного объема подачи коммерческого газа в целом для компрессорной станции

Table 4. Calculation of additional amount of commercial gas feed for compressor station as a whole

№ цеха Shop No.	Название цеха Shop name	Марка агрегата Unit grade	Количество агрегатов Number of units		Увеличение производительности одного агрегата, млн $\text{nm}^3/\text{сут}$. Increase in one unit capacity, mln nm^3/day	Дополнительный объем подачи коммерческого газа всеми работающими агрегатами цеха за год, млн $\text{nm}^3/\text{год}$ Additional amount of commercial gas feed by all operating units of the shop for the year, mln nm^3/day
			Всего Total	Работающих одновременно Operating in parallel		
1	Уренгой – Ужгород Urengoy – Uzhgorod	ГПА-16 GPA-16	3	2	0,78	569,4
2	Уренгой – Центр 1 Urengoy – Center 1	ГПА-16 GPA-16	6	4	0,78	1138,8
3	Уренгой – Центр 2 Urengoy – Center 2	ГПА-25 GPA-25	3	1	0,96	350,4
4	Ямбург – Елец 1 Yamburg – Yelets 1	ГПА-25 GPA-25	3	1	0,96	350,4
5	Ямбург – Елец 2 Yamburg – Yelets 2	ГПА-25 GPA-25	3	1	0,96	350,4
6	Ямбург – Западная граница Yamburg – Western Boundary	ГПА-25 GPA-25	3	1	0,96	350,4
7	Н. Тура – Пермь – Горький N. Tura – Perm – Gorkiy	ГПА-6,3 GPA-6,3	5	3	0,87	952,65
Дополнительный объем подачи коммерческого газа всеми работающими агрегатами КС «Арская», млн $\text{nm}^3/\text{год}$ Additional amount of commercial gas feed by all operating units of Arskaya compressor station, mln nm^3/day						4062,45

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

- Суммарная мощность парка газоперекачивающих агрегатов (ГПА) КС «Арская» ООО «Газпром трансгаз Казань» составляет 475,5 МВт.
- Плановая потребность в топливном газе составляет 578,2 млн $\text{m}^3/\text{год}$.
- Стоимость топливного газа на собственные нужды со второй половины текущего года составляет 3,59 руб./ m^3 .

- Розничная цена перекачиваемого (коммерческого) газа с 1 июля 2013 г. согласно Постановлению Государственного комитета РТ по тарифам № 4-4/Э от 25.12.2012 «Об установлении розничных цен на природный газ, реализуемый населению РТ» составляет 4,61 руб/ nm^3 .
- Состав агрегатов КС «Арская» приведен в таблице 1.

- При расчете затрат на модернизацию парка газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции «Арская» будем исходить из того, что в работе одновременно находятся 13 агрегатов и любой из 26 агрегатов компрессорной станции должен быть готов к работе по новой технологии перекачки газа. Поэтому представляется целесообразным для снижения затрат

Таблица 5. Дисконтированные денежные потоки при ставке дисконтирования 12%
Table 5. Discounted cash flows with 12% discount rate

Наименование Description	Периоды, годы Periods, years						
	0	1	2	3	4	5	6
Денежный поток (чистая прибыль), млн руб. Cash flow (net profit), RUB mln	-40172,0	12999,84	12999,84	12999,84	12999,84	12999,84	12999,84
Коэффициент дисконтирования, б.р. Discount factor, nondimensional		0,8929	0,7972	0,7118	0,6355	0,5674	0,5066
Дисконтированный денежный поток, млн руб. Discounted cash flow, RUB mln	-40172,0	11607,56	10363,47	9253,29	8261,4	7376,11	6585,72
Накопленный денежный поток, млн руб. Cumulative cash flow, RUB mln	-40172,0	-28564,44	-18200,97	-8947,68	-686,28	6689,83	13275,55

предусмотреть возможность подключения к каждой теплоиспользующей холодильной машине по крайней мере двух газоперекачивающих агрегатов. Эти требования выполнимы, если котлы-утилизаторы будут установлены на всех 26 агрегатах, а количество теплоиспользующих холодильных машин будет равно 13.
Затраты на модернизацию компрессорной станции приведены в таблице 2.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА, ДОСТИГАЕМОГО ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ ПОДАЧИ КОММЕРЧЕСКОГО ГАЗА ПРИ НЕИЗМЕННОМ ПОТРЕБЛЕНИИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Исходя из данных, приведенных в работе [2], определим увеличение производительности различных агрегатов при новой технологии перекачки газа. При этом будем рассматривать наименьшие значения коэффициентов увеличения производительности, полученные при рассмотрении вариантов с различными хладагентами. Результаты расчета приведены в таблице 3.

Результаты расчета дополнительного объема подачи коммерческого газа в целом для компрессорной станции приведены в таблице 4.

При определении стоимости дополнительного объема подачи коммерческого газа будем исходить из того, что отпускная цена газа должна быть ниже розничной цены. Принимаем стоимость коммерческого газа равной ~ 4,0 руб./нм³.

С учетом этого экономический эффект от внедрения новой технологии пере-

качки газа, достигаемый за счет увеличения производительности технологических компрессоров, составит 4062,45 млн нм³/год · 4,0 руб./нм³ = 16249,8 млн руб./год. Налог на прибыль (20%) составит 16249,8 · 0,2 = 3249,96 млн руб. Чистая прибыль после уплаты налога составляет 16249,8 – 3249,96 = 12999,84 млн руб./год.

При определении срока окупаемости варианта проекта модернизации компрессорной станции, направленного на увеличение производительности газоперекачивающих агрегатов, следует рассматривать по крайней мере определенный участок магистрального газопровода со всеми компрессорными станциями, установленными на

этом участке. Это позволяет увеличить пропускную способность на всем протяжении газопровода.

Ввиду отсутствия конкретных данных по участку магистрального газопровода для оценки срока окупаемости проекта будем рассматривать газопровод, на котором установлены 10 компрессорных станций. Будем полагать, что все они идентичны КС «Арская». Тогда суммарные затраты на модернизацию всех компрессорных станций составят 4017,2 млн руб. · 10 = 40172,0 млн руб. Простой срок окупаемости = суммарные затраты/чистая прибыль = 40172,0/12999,84 = 3,09 года.

Определим дисконтированный срок окупаемости T_d по формуле

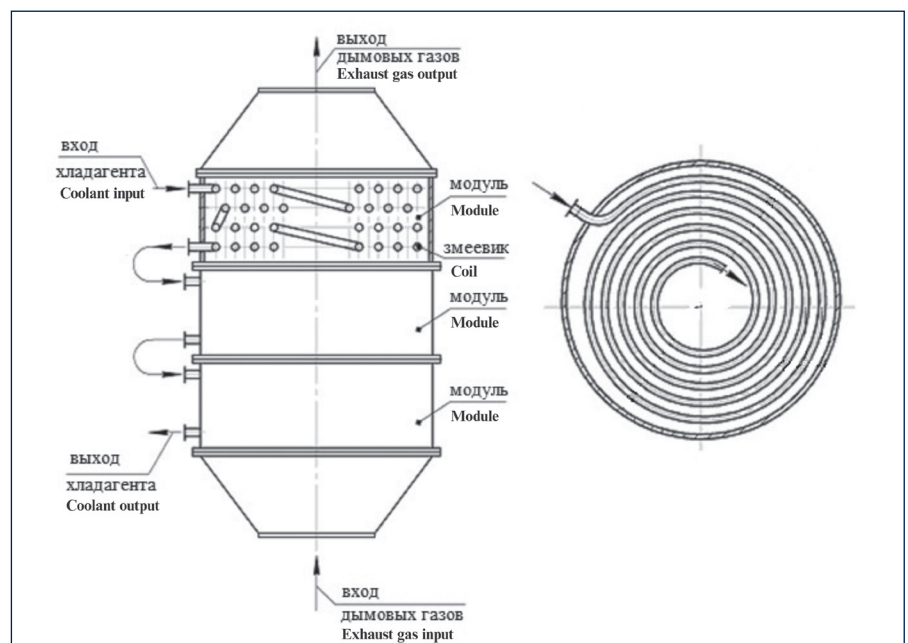


Рис. 2. Схема котла-утилизатора фирмы Clayton
Fig. 2. Clayton heat recovery steam generator diagram

$$T_d = T + C_n / D_{n.o.},$$

где T – период, предшествующий началу окупаемости, C_n – невозмещенная стоимость на начало периода окупаемости, $D_{n.o.}$ – дисконтированный денежный поток на начало периода окупаемости.

Из результатов расчета дисконтированных денежных потоков при ставке дисконтирования 12%, представленных в таблице 5, видно, что начало периода окупаемости приходится на пятый год, а период, предшествующий началу окупаемости, приходится на четвертый год, для которого $C_n = -686,28$ млн руб. Дисконтированный денежный поток на начало периода окупаемости $D_{n.o.} = 7376,11$ млн руб. и $T_d = 4 + 686,28/7376,11 = 4,093$ года, что соответствует допустимым нормам.

Таким образом, при варианте проекта модернизации компрессорной станции, направленном на увеличение производительности газоперекачивающих агрегатов при неизменном потреблении топливного газа, можно получить:

- дополнительный объем подачи коммерческого газа потребителю в размере 4062,45 млн $\text{м}^3/\text{год}$;
- экономический эффект (чистую прибыль) в размере 12999,84 млн руб./год. Проведенные оценочные расчеты показали, что использование холода, вырабатываемого в теплоиспользующей турбохолодильной машине на основе утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ, для охлаждения перекачиваемого газа до его сжатия в технологическом компрессоре позволяет заметно повысить эффективность работы технологического компрессора и компрессорной станции в целом.

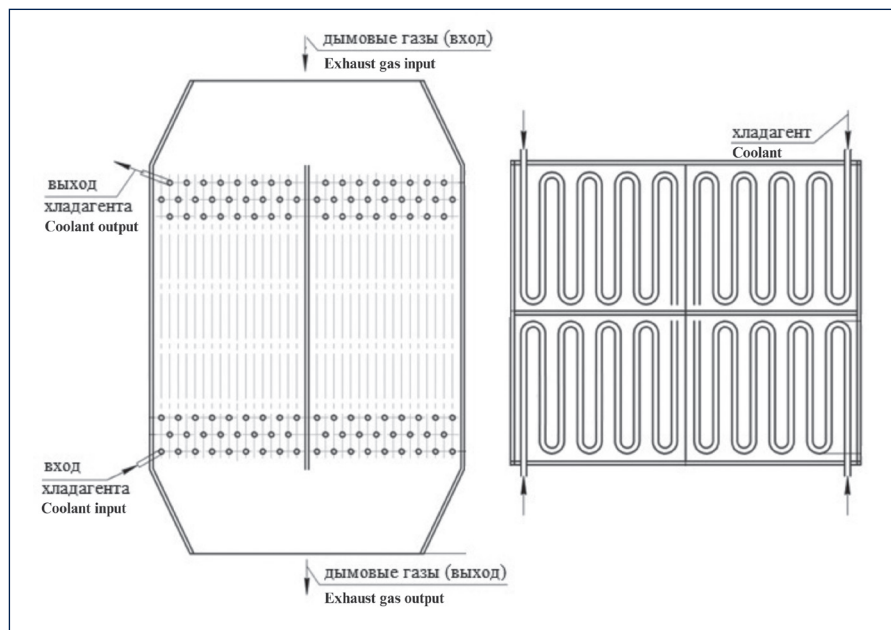


Рис. 3. Схема котла-утилизатора типа трубчатых печей
Fig. 3. Heat recovery steam generator diagram, tube-type furnaces

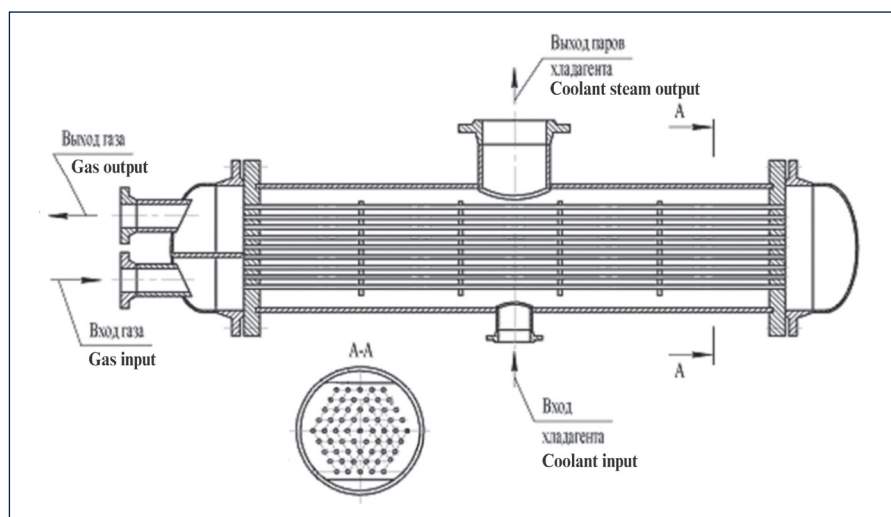


Рис. 4. Схема кожухотрубного испарителя
Fig. 4. Shell-tube evaporator diagram

Литература:

1. Кантюков Р.А., Закиров Р.Ш., Тамеев И.М., Хадиев М.Б., Максимов В.А., Шайхиев Ф.Г. Способ перекачки газа (варианты) и компрессорная станция для его осушительства (варианты). Патент на изобретение № 2418991RU, МПК F04D 27/00. Опубл. 20.05.2011. Бюл. № 14.
2. Кантюков Р.А., Кантюков Р.Р., Хадиев М.Б., Тамеев И.М., Хамидуллин И.В. Теоретические предпосылки новой технологии перекачки газа на основе утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – № 12. – С. 116–124.

References:

1. Kanyukov R.A., Zakirov R.Sh., Tameyev I.M., Khadiyev M.B., Maksimov V.A., Shaykhiyev F.G. *Sposob perekachki gaza (varianty) i kompressornaya stancija dlya ego osushhestvleniya (varianty)* [Method of gas pumping (options) and compressor station for its pumping (options)]. Patent for invention No. 2418991RU, International Patent Classification F04D 27/00. Published on 20.05.2011. Bul. No. 14.
2. Kanyukov R.A., Kanyukov R.R., Khadiyev M.B., Tameyev I.M., Khamidullin I.V. *Teoreticheskie predposylki novej tehnologii perekachki gaza na osnove utilizacii teploty vyhlopnih gazov GTU* [Theoretical background for the new gas pumping technology on the basis of the GTU exhaust gas heat recovery]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and gas territory*, 2014, No. 12. P. 116–124.