



УДК 621.575.9

## ТЕПЛОНАСОСНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ЗАВОДОВ

М.А. Таймаров<sup>1</sup>, В.К. Ильин<sup>1</sup>, А.Л. Осипов<sup>1</sup>, А.Н. Долгова<sup>1,2</sup>, А.В. Ахмеров<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия  
<sup>2</sup>Ростовский государственный университет путей сообщения,  
г. Ростов-на-Дону, Россия

**Резюме:** Созданный теплонасосный комплекс позволяет утилизировать одновременно различные виды вторичных энергоресурсов нефтехимических производств. Основным потенциалом по используемым ресурсам для разработанного теплонасосного комплекса служит теплота горючих сбросных газов и теплота оборотной воды, а конечными получаемыми энергоресурсами являются теплота теплофикационной воды с температурой 150<sup>0</sup>С и электроэнергия для внутреннего и внешнего потребления.

**Ключевые слова:** теплонасосный комплекс, вторичный энергоресурс, тепловой насос, энергопотенциал, теплота.

## HEAT PUMPS COMPLEX FOR RECYCLING OF SECONDARY ENERGY RESOURCES OF PETROCHEMICAL PLANTS

М.А. Taimarov<sup>1</sup>, V.K. Ilyin<sup>1</sup>, A.L. Osipov<sup>1</sup>, A.N. Dolgova<sup>1,2</sup>, A.V. Akhmerov<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia  
<sup>2</sup>Rostov State Transport University, Rostov-on-Don, Russia

**Abstract:** The created heat pump complex allows to utilize simultaneously different types of secondary energy resources of petrochemical industries. The main potential for the resources used for the developed heat pump complex is the heat of flammable waste gases and heat of circulating water, and the final received energy resources are heat of heating water with a temperature of 150<sup>0</sup>С and electricity for internal and external consumption.

**Keywords:** heat pump complex, secondary energy resource, heat pump, energy potential, heat.

**For citation:** Taimarov M.A., Ilyin V.K., Osipov A.L., Dolgova A.N., Akhmerov A.V. Heat pumps complex for recycling of secondary energy resources of petrochemical plants. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2019;21(3-4):7-14. (In Russ). doi:10.30724/1998-9903-2019-21-3-4-7-14.

### Постановка задачи исследования

При глубокой переработке нефтехимического сырья образуется много побочных вторичных энергетических ресурсов в виде теплоты сбросной воды очистных сооружений, циркуляционной воды градирен, теплоты спутниковой воды, невозвратного конденсата. Значительная часть вторичных энергетических ресурсов образуется в виде углеводородных горючих соединений в виде сбросного и топливного газа, метано-водородной фракции, тяжелых смол, поддимерной воды, «желтого» масла и коксового остатка после установок замедленного коксования [1–5].

По данным ПАО «Нижнекамскнефтехим» за 2016 г. неиспользуемые горючие отходы в виде «желтого» масла составили 600 т/год, в виде жидкого горючего сорбента А-2 – 2 т/час, в виде теплоты сбросной воды с температурой 27 °С по очистным сооружениям – 50000 м<sup>3</sup>/час [6–7].

В ПАО «Казаньоргсинтез» по данным 2016 г. объемы тепловых вторичных ресурсов, сосредоточенные в оборотной воде градирен с температурой 25 °С, составили 5000 м<sup>3</sup>/час, в виде горючих отходов смол пиролиза – 400 т/год, в виде сбросных горючих газов – 150 м<sup>3</sup>/час.

В ПАО "Нижнекамскнефтехим" и ПАО "Казаньоргсинтез" целевой показатель сжигания сбросных газов на факелах и свечах за 2017 г. составил 5 % от объема всего используемого в технологии газообразного углеводородного сырья.

В АО «ТАНЕКО» по данным на 2017 г. вводимая установка замедленного коксования с мощностью по сырью составит 2 млн. т в год. Наряду с основными товарными продуктами: кислый газ, нестабильный бензин, легкий и тяжелый газойль производится побочный вторичный горючий продукт – нефтяной кокс в количестве 700 тыс.т/год [8–10].

Из представленного анализа видно, что вторичные энергоресурсы нефтехимии содержат топливную составляющую в виде жидких, газообразных, твердых горючих отходов и тепловую в виде теплоты оборотной воды градирен и теплоты сбросной воды очистных сооружений.

Поэтому разработка технологии и установки комплексного использования вторичных энергетических ресурсов является основным направлением исследования потенциала энергосбережения нефтехимических предприятий.

В данной статье рассматривается применение газотурбинных и теплонасосных установок для создания модуля универсального комплекса по утилизации вторичных энергоресурсов нефтехимических заводов.

#### **Определение мощности и параметров работы универсального теплонасосного комплекса по утилизации вторичных горючих и вторичных тепловых энергоресурсов**

Теплоэнергетические характеристики вторичных энергоресурсов нефтехимических заводов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Теплоэнергетические характеристики вторичных энергоресурсов нефтехимических производств

Наименование энергоресурса	Теплота сгорания $Q_n^p$		Энтальпия, кДж/кг	Средний энергопотенциал ресурса, МВт
	кДж/кг	кДж/м <sup>3</sup>		
Оборотная вода градирен при 25 °С	-	-	105	15
Сбросная вода очистных сооружений при 27 °С	-	-	114	30
Невозвратный конденсат при 90 °С	-	-	377	10
Обратная теплоспутниковая вода при 95 °С	-	-	399	20
Сбросные горючие заводские газы	-	27255	-	227
Топливный газ	-	33369	-	220
Тяжелые смолы пиролиза с отработанным пиробензином и «желтым» маслом	39300	-	-	10
Жидкий горючий сорбент А-2	41636	-	-	23
Метано-водородная фракция	-	28526	-	200
Нефтяной кокс	30180	-	-	200
Обратная теплоспутниковая вода при 70 °С	-	-	294	14,7
Конденсат с производства поликарбонатов при 130 °С	-	-	547	11

Из табл. 1 видно, что на нефтехимических производствах наибольший потенциал имеют вторичные энергоресурсы с топливной составляющей в виде горючих газов.

К настоящему времени на нефтехимических производствах, кроме собственного технологического заводского потребления, топливные и сбросные вторичные горючие газы в достаточно больших количествах сжигаются в факелах и в технологических свечах [8–9].

Бездымное сжигание на факеле №768 сбрасываемых аварийных и отработанных газов в количестве 230 т/час освоено в 2009 г. на блоке Э-500 на 3-й очереди завода ПЭВД ПАО «Казаньоргсинтез». Недостатками такого технического решения являются:

1. Загрязнение атмосферы и окружающей среды экологически вредными антропогенными загрязняющими выбросами.

2. Неиспользование потенциала энергосбережения для удешевления себестоимости выпуска товарной продукции.

Тяжелые обводненные смолы пиролиза и горючий жидкий сорбент сжигаются в котлах в смеси с топливным газом.

На заводе СКИ ПАО "Нижнекамскнефтехим" работает установка утилизации жидких вторичных горючих отходов, в виде сорбента А-2 в количестве 0,8 т/час, которые, в смеси с топливным газом в количестве 12000 м<sup>3</sup>/час, сжигаются в двух паровых котлах КВГ-ЗГМ с выработкой пара энергетических параметров в количестве 120 т/час и подачей этого пара на турбину, соединенную с электрогенератором.

На заводе СКИ ПАО "Нижнекамскнефтехим" запущена вторая установка такого же типа для утилизации жидких отходов с двумя котлами по 75 тонн пара в час [8].

Недостатками такого решения является невысокая эксплуатационная надежность сжигания жидких отходов в котлах с получением водяного пара энергетических параметров и последующей подачей этого пара на паровую турбину, соединенную с электрогенератором.

На заводе СКИ ПАО "Нижнекамскнефтехим", из-за высокой теплоты сгорания вторичных горючих отходов в виде сорбента А-2, трубки пароперегревателя в котлах КВГ-ЗГМ систематически разрушаются. Состав сорбента не постоянен из-за изменения содержания тяжелых смол и воды; теплота сгорания изменяется от 16000 до 40000 кДж/кг. При низких значениях теплоты сгорания жидких горючих отходов необходима дополнительная подача в топку природного газа для выработки необходимого количества энергетического пара для работы паровой турбины.

Количество вторичных горючих энергоресурсов в виде метано-водородной фракции, получаемой в ПАО «Таиф-НК», по годам на перспективу составляет: в 2019 г. – 381,4 млн.м<sup>3</sup>, в 2020 г. – 382,5 млн. м<sup>3</sup>.

Так как с ростом производственных мощностей нефтехимических заводов увеличивается потребность в электроэнергии, то для снижения себестоимости электрогенерации многие ТЭС планируют переход на сжигание в энергетических котлах смешанного топлива: природный газ в смеси с метано-водородной фракцией. Недостатком такого технического решения является ограничение сжигаемого количества метано-водородной фракции по топливной доле 12 % в смеси с природным газом.

Нефтяной кокс предполагается сжигать в смеси с природным газом. В перспективе к 2030 г. на Нижнекамской ТЭЦ-2 в качестве топлива будет использоваться: газ – 65 %, нефтяной кокс – 33 %, мазу – 2 % [9]. Недостатком такого решения является необходимость подготовки нефтяного кокса к камерному факельному сжиганию в энергетических котлах и наличие высококалорийного газового топлива, сжигаемого совместно с нефтяным коксом.

Использование энергопотенциала 1,5 МВт в виде тепла оборотной воды на заводе ПВД ПАО «Казаньоргсинтез» реализовано в 2007 г. с применением одноступенчатого теплового бромистолитиевого насоса АБХМ-1500П с паровым обогревом. Недостатками этого технического решения является незначительная мощность утилизируемой теплоты и потребность в греющем паре (в количестве 4,31 т/час) с температурой 115 °С. Конечным

результатом данного технического решения является производство холода  $+7^{\circ}\text{C}$ , используемого в технологии.

Известны конструкции АБХМ *Thermax* [10,11], мощностью 5,35 МВт и с коэффициентом преобразования 1,4, работающие на сжигании газа или жидкого топлива, производящие холодную воду  $+2^{\circ}\text{C}$  летом и горячую воду  $+60^{\circ}\text{C}$  зимой. Недостатком является невысокая температура получаемой горячей воды.

Выпускаемый ЗАО «Энергия» парокompрессионный тепловой насос НТ-3000 [12–15] мощностью по теплу утилизируемой воды 2,8 МВт с температурой  $+30^{\circ}\text{C}$  и потребляемой электрической мощностью 0,63 МВт производит нагретую воду  $+55^{\circ}\text{C}$  и холодную воду  $+7^{\circ}\text{C}$  с коэффициентом преобразования 4,45. Недостатком является потребность в электроэнергии и невысокая температура нагретой воды.

С 2005 г. на Мозырском НПЗ эксплуатируется газотурбинная электростанция ГТЭ-15, с электрической мощностью 15 МВт и с КПД в когенерационном цикле, равном 30 %, использующая в качестве топлива метано-водородную фракцию с содержанием водорода до 26 % об. [16]. В составе ГТЭ-15 используется дожимающий винтовой компрессор ZKR-204, сжимающий метано-водородную фракцию с давления 0,9 до 2,0 МПа. Недостатком этой схемы является невозможность использования низкопотенциальной тепловой энергии оборотной и сбросной воды.

Как видно из вышеприведенного анализа, имеющиеся технические решения по использованию вторичных энергоресурсов не являются комплексными и универсальными по конечному результату, пригодному для практического применения с высоким показателем энергосбережения.

Предлагаемая схема комплексного использования вторичных энергоресурсов нефтехимических производств показана на рис 1. Энергетический баланс универсального модуля теплонасосного комплекса для утилизации вторичных энергоресурсов нефтехимических заводов, рассчитанный с учетом материалов работ [12–20], приведен в табл. 2.

Универсальный модуль теплонасосного комплекса для утилизации вторичных энергоресурсов нефтехимических заводов (рис. 1) состоит из трех блоков: газотурбинного блока 1 на базе ГТЭ-2,5 (электрической мощностью 2,5 МВт) с водогрейным котлом-утилизатором, парокompрессионного теплонасосного блока на базе двух тепловых насосов НТ-3000 (единичной мощностью до 2,8 МВт), абсорбционного теплонасосного блока из двух АБХМ *Thermax*, единичной мощностью до 5,35 МВт.

Мощность ресурса  $Q_{\text{н}}$ , полученная в испарителе теплового насоса НТ-3000, определяется по формуле, МВт,

$$Q_{\text{н}} = G(i_{\text{в}2} - i_{\text{в}1}), \quad (1)$$

где  $G$  – расход оборотной воды, кг/с;  $i_{\text{в}2}$ ,  $i_{\text{в}1}$  – энтальпия оборотной воды на выходе и входе испарителя соответственно, кДж/кг.

Мощность, затраченная в парокompрессионном тепловом насосе на передачу тепла от оборотной воды нагреваемой воде  $N_{\text{п}}$ , МВт:

$$N_{\text{п}} = Q_{\text{н}} \cdot \eta / \varphi_{\text{п}}, \quad (2)$$

где  $\eta = 0,8$  – коэффициент, учитывающий степень совершенства термодинамического цикла парокompрессионного теплового насоса [1–5];  $\varphi_{\text{п}} = 4,45$  – коэффициент преобразования энергии для парокompрессионного теплового насоса НТ-3000.

Для абсорбционного теплового насоса затрачиваемая на работу мощность по сжигаемому вторичному топливу  $Q_{\text{т}}$ , МВт, вычисляется как

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{а}} / \varphi_{\text{а}}, \quad (3)$$

где  $Q_a$  – мощность, получаемая потребителем от абсорбционного теплового насоса, МВт;  
 $\varphi_a = 1,4$  – коэффициент преобразования абсорбционного теплового насоса АБХМ *Thermax* [10,11].

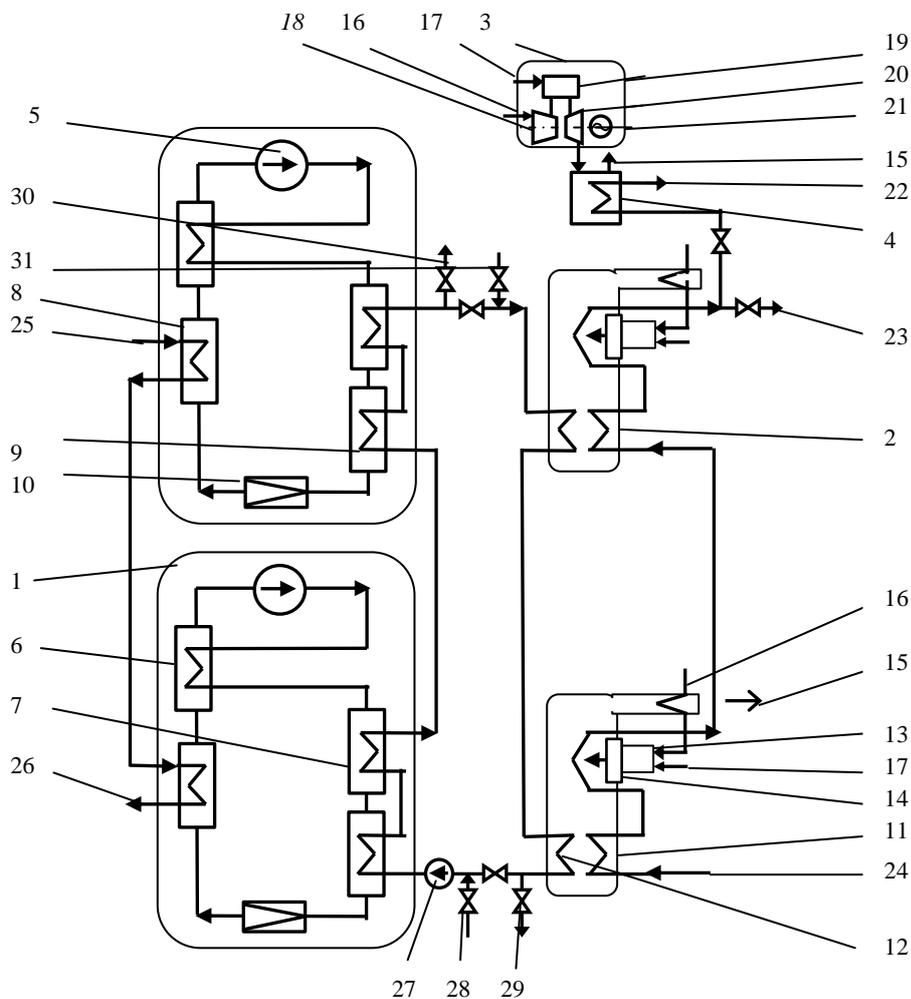


Рис. 1. Схема универсального модуля теплонасосного комплекса для утилизации вторичных энергоресурсов нефтехимических заводов:

- 1 – парокompрессионный тепловой насос; 2 – абсорбционный бромистолитиевый тепловой насос;  
 3 – газотурбинная установка; 4 – водяной котел- утилизатор; 5 – электроприводной компрессор;  
 6 – регенеративный теплообменник; 7 – конденсатор; 8 – испаритель; 9 – переохладитель;  
 10 – дроссель; 11 – абсорбер; 12 – испарительный теплообменник; 13 – генератор;  
 14 – конденсатор; 15 – продукты сгорания; 16 – забор воздуха; 17 – топливо; 18 – компрессор;  
 19 – камера сгорания; 20 – газовая турбина; 21 – электрогенератор; 22 – перегретая  
 теплофикационная вода 150 °С; 23 – теплофикационная вода 130 °С; 24 – обратная вода 70 °С;  
 25 – обратная вода 25 °С; 26 – обратная вода 5 °С; 27 – циркуляционный насос;  
 28 – охлаждаемая вода 40 °С; 29 – охлажденная вода 10 °С; 30 – нагретая вода 70 °С;  
 31 – обратная вода 30 °С

Энергетический баланс универсального модуля теплонасосного комплекса для утилизации вторичных энергоресурсов нефтехимических заводов

Приход		Расход	
Наименование энергоресурса	Значение	Наименование энергоресурса	Значение
Блок газотурбинной установки			
Теплота сжигаемого топливного газа, МВт	10	Электроэнергия для двух парокompрессионных тепловых насосов, МВт	1,26
Тепло, поступающее сводой при 130 °С для нагрева, МВт	7,0	Электроэнергии потребителям, МВт	1,24
		Отпуск тепла с нагретой до 150 °С водой, МВт	13,9
		Потери тепла с уходящими газами, МВт	0,6
Всего полученных энергоресурсов, МВт	17,0	Всего израсходованных энергоресурсов, МВт	17,0
Блок из двух парокompрессионных тепловых насосов			
Электроэнергия для двух парокompрессионных тепловых насосов, МВт	1,26	Энергоресурс, отданный циркуляционной воде для нагрева до 70 °С, МВт	7,0
Тепло, принесенное оборотной водой при 25 °С, МВт	5,74		
Всего полученных энергоресурсов, МВт	7,0	Всего израсходованных энергоресурсов, МВт	7,0
Блок из двух абсорбционных тепловых насосов			
Теплота сжигания сбросного газа в генераторе теплового насоса, МВт	5	Тепло, отданное воде при ее нагреве до 130 °С, МВт	7,0
Энергоресурс, принесенный с циркуляционной водой с температурой °С, МВт	2,3	Потери тепла с уходящими газами, МВт	0,3
Всего полученных энергоресурсов, МВт	7,3	Всего израсходованных энергоресурсов, МВт	7,3
Итого полученных модулем энергоресурсов, МВт	31,3	Итого израсходованных модулем энергоресурсов, МВт	31,3

### Обсуждение результатов

Из представленных в табл. 2 результатов видно, что по используемому вторичному энергоресурсу для функционирования универсального модуля в составе ГТЭ-2,5 двух НТ-3000 и двух АБХМ *Thermax* основная доля принадлежит сбросным и топливным газам в количестве 15 МВт. Расходуемая для работы модуля теплонасосного комплекса тепловая мощность оборотной воды с температурой 25 °С составляет 5,74 МВт. Модуль теплонасосного комплекса имеет тепловую мощность по используемым на входе вторичным энергетическим ресурсам  $Q_{\text{вх}}=15,74$  МВт. Конечным продуктом работы теплонасосного комплекса является теплота  $Q_{\text{вых}}=13,9$  МВт в виде нагретой до 150 °С воды и электроэнергия в виде мощности 2,5 МВт.

Коэффициент полезного использования энергоресурсов в модуле теплонасосного комплекса  $\eta_{\text{и.э.}} = Q_{\text{вых}} \cdot 100 / Q_{\text{вх}} = 88,3 \%$ .

По сравнению с известными имеющимися и рассмотренными выше техническими решениями, предлагаемый модуль теплонасосного комплекса является универсальным как по используемым в нем потенциалам вторичных энергетических ресурсов, так и по их видам. Для работы комплекса не требуется внешнего подвода электроэнергии.

Условная конструкционная формула модуля 1ГТУ+1КУ+2НТ+2АБХМ *Thermax* позволяет по имеющимся в промышленности номенклатурам и типам оборудования

создавать блоки, а на их основе – модули теплонасосных комплексов для утилизации вторичных ресурсов в нефтехимии с широким диапазоном используемых мощностей.

### **Выводы**

1. Созданный теплонасосный комплекс позволяет утилизировать одновременно различные виды вторичных энергоресурсов нефтехимических производств.
2. Основным потенциалом по используемым ресурсам для разработанного теплонасосного комплекса служит теплота горючих сбросных газов и теплота оборотной воды, а конечными получаемыми энергоресурсами являются теплота теплофикационной воды с температурой 150 °С и электроэнергия для внутреннего и внешнего потребления.

### **Литература**

1. Таймаров М.А., Ефремов Д.А., Степанова Т.О. Повышение эффективности использования вторичных тепловых энергоресурсов в ОАО "Казаньоргсинтез" // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т.18, № 22. С. 75–78.
2. Таймаров М.А. Направления развития энергосбережения в энергетике. Казань: КГЭУ, 2003. 67 с.
3. Таймаров М.А. Основы физико-химических процессов производства тепловой энергии. Казань: КГЭУ, 2003. 120 с.
4. Григоров В.Г., Нейман В.К., Сураков С.Д. Утилизация низкопотенциальных тепловых вторичных энергоресурсов на химических предприятиях. М: Химия, 1987. 240 с.
5. Калкин И.М. Перспективы развития тепловых насосов // Холодильная техника. 1994. №1. С. 4–8.
6. Слесаренко В.В., Князев В.В., Слесаренко И.В. Перспективы применения тепловых насосов при утилизации теплоты городских стоков // Энергосбережение и водоподготовка. 2012. №3 (77): С. 28–33.
7. Аникина И.Д., Сергеев В.В., Амосов Н.Т., Лучко М.Г. Использование тепловых насосов в технологических схемах генерации тепловой энергии ТЭЦ // Альтернативная энергетика и экология. 2016. №3–4 (191–192): С. 39–49.
8. Информационное агентство REGNUM // URL: <https://www.regnum.ru/news/26965.html> (дата обращения: 16.12.2017).
9. Деловая электронная газета Татарстана «Бизнес online» // URL: <https://www.business-gazeta.ru/news/315798> (дата обращения: 04.02.2018).
10. Алексиков И.Ю. Опыт применения абсорбционного холодильного оборудования для повышения энергоэффективности при модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий // Химическая техника. 2016. №2. С. 18–20.
11. Ковецкий В.М., Ковецкая М.М., Лаврик В.М. Эффективное использование внутренних топливных источников нефтеперерабатывающих заводов // Промышленная теплотехника. 2010. Т.32, №5. С. 72–78.
12. Соколов А.Д., Муzychuk С.Ю., Муzychuk Р.И. Тепловые отходы и их влияние на энергоэффективность российской экономики: территориальный и отраслевой аспекты // Экономический анализ: теория и практика. 2016. №6. С. 44–56.
13. Слесаренко В.В., Князев В.В., Слесаренко И.В. Перспективы применения тепловых насосов при утилизации теплоты городских стоков // Энергосбережение и водоподготовка. 2012. №3 (77). С. 28–33.
14. Аникина И.Д., Сергеев В.В., Амосов Н.Т., Лучко М.Г. Использование тепловых насосов в технологических схемах генерации тепловой энергии ТЭЦ // Альтернативная энергетика и экология. 2016. №3–4 (191–192). С. 39–49.
15. Бондаренко А.С., Каллаш В.Л., Литвин А.А. Эксплуатация судовых газотурбинных двигателей на газойле и водородсодержащем газе, получаемых при переработке нефти // Наукові праці. 2006. Том 61, выпуск 48. С. 218–219.
16. Pedersen S.E. Теплонасосная станция мощностью 18 МВт, утилизирующая низкопотенциальное сбросное тепло сточных вод в Норвегии // Тепловые насосы. 2011. №1. С. 36–37.

17. Горшков В.Г., Паздников А.Г., Мухин Д.Г., Севастьянов Р.В. Промышленный опыт и перспективы использования отечественных абсорбционных бромистолитиевых холодильных машин и тепловых насосов нового поколения // Холодильная техника. 2007. №8. С. 23–31.

18. Daniel Brdar R., Robert M. Jones. GE IGCC Technology and Experience with Advanced Gas Turbines // GE Power Systems. Электронный ресурс. Режим входа: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/turbines/refshelf/igcc-h2-sygas>.

19. Nakamura D. N. Global ethylene capacity increases slightly in 2006 // Oil and Gas Journal. 2007. V. 105, № 27. P.45–48.

20. Hisajima D., Kawamura H., Oouchi T. Determination of Thermal Properties of Dilute LiBr-Water Solutions // International Journal of Thermophysics. 1997. Vol. 18, No. 2. P. 397–406.

### Авторы публикации

**Таймаров Михаил Александрович** – д-р техн. наук, профессор кафедры «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» (ЭЭ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: taimarovma@yandex.ru.

**Ильин Владимир Кузьмич** – д-р техн. наук, заведующий кафедрой «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» (ЭЭ), проректор по непрерывному образованию Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: ilinwk@rambler.ru.

**Осинов Айрат Линарович** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» (ЭЭ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: nord7077@yandex.ru.

**Долгова Анастасия Николаевна** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» (ЭЭ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). [dolgova.an@list.ru](mailto:dolgova.an@list.ru). Доцент кафедры «Теплоэнергетика на железнодорожном транспорте» Ростовского государственного университета путей сообщения (РГУПС).

**Ахмеров Артем Владимирович** – канд. химич. наук, доцент кафедры «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» (ЭЭ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: akhm@mail.ru.

### References

1. Taimarov M.A., Efremov D.A., Stepanova T.O. Increase of efficiency of secondary thermal energy resources use in OJSC "Kazanorgsintez" // Bulletin of Kazan Technological University. 2015. V.18, No.22. P. 75–78.

2. Taimarov M.A. Directions for the development of energy conservation in the energy sector. Kazan: KGEU, 2003. 67 p.

3. Taimarov M.A. Fundamentals of physical and chemical processes for the production of thermal energy. Kazan: KGEU, 2003. 120 p.

4. Grigorov V.G., Neiman V.K., Surakov S.D. Utilization of low-potential thermal secondary energy resources at chemical enterprises. M: Chemistry, 1987. 240 p.

5. Kalkin I.M. Prospects for the development of heat pumps // Refrigeration technology. 1994. No. 1. P. 4–8.

6. Slesarenko VV, Knyazev VV, Slesarenko IV. Perspektivy primeneniya teplovykh nasosov pri utilizatsii teplozy gorodskikh stokov. Energoberezeniye i vodopodgotovka. 2012;3(77): 28–33.

7. Anikina ID, Sergeyev VV, Amosov NT, Luchko MG. Ispolzovaniye teplovykh nasosov v tekhnologicheskikh skhemakh generatsii teplovooy energii TETs. Alternativnaya energetika i ekologiya. 2016; 3–4 (191–192): S. 39–49.

8. REGNUM news agency // URL: <https://www.regnum.ru/news/26965.html> (accessed: 16.12.2017).

9. Business electronic newspaper of Tatarstan "Business online" // URL: <https://www.business-gazeta.ru/news/315798> (accessed: 04.02.2018).

10. Alexikov I.Y. Experience in the use of absorption refrigeration equipment to improve energy efficiency in the modernization of oil refining and petrochemical enterprises // Chemical Engineering. 2016. No. 2. P. 18–20.

11. Kovetsky V.M., Kovetsky M.M., Lavrik V.M. Effective use of internal fuel sources of oil refineries // Industrial heat engineering. 2010. V.32, No. 5.. P. 72–78.

12. Sokolov A.D., Muzychuk S.Y., Muzychuk R.I. Heat Waste and Their Influence on the Energy Efficiency of the Russian Economy: Territorial and Branch Aspects // Economic Analysis: Theory and Practice. 2016. No. 6. P. 44–56.

13. Slesarenko V.V., Knyazev V.V., Slesarenko I.V. Prospects for the use of heat pumps in the utilization of the heat of urban effluents // Energy saving and water treatment. 2012. No. 3 (77). P. 28–33.

14. Anikina I.D., Sergeev V.V., Amosov N.T., Luchko M.G. The use of heat pumps in technological schemes for generating thermal energy of CHPP // Alternative energy and ecology. 2016. No. 3-4 (191-192). P. 39–49.

15. Bondarenko A.S., Callas V.L., Litvin A.A. Operation of marine gas turbine engines on gas oil and hydrogen-containing gas obtained from oil refining // Scientific works. 2006. V. 61, issue 48. P. 218–219.

16. Pedersen S.E. The heat pump station with a capacity of 18 MW, utilizing the low-potential wastewater waste heat in Norway // Heat pumps. 2011. No. 1. P. 36–37.

17. Gorshkov V.G., Pazdnikov A.G., Mukhin D.G., Sevastyanov R.V. Industrial Experience and Prospects for Using Domestic Absorption Bromistolithium Refrigeration Machines and Heat Pumps of the New Generation // Refrigerating Equipment. 2007. No. 8. P. 23–31.

18. Daniel Brdar R., Robert M. Jones. GE IGCC Technology and Experience with Advanced Gas Turbines // GE Power Systems. Электронный ресурс. Режим входа : <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/turbines/refshelf/igcc-h2-sygas>

19. Nakamura D.N. Global ethylene capacity increases slightly in 2006 // Oil and Gas Journal. 2007. V. 105, № 27. P.45–48.

20. Hisajlma D., Kawamura H., Oouchi T. Determination of Thermal Properties of Dilute LiBr-Water Solutions // International Journal of Thermophysics. 1997. Vol. 18, No. 2. P. 397–406.

#### **Authors of the publication**

**Taimarov Mikhail Alexandrovich** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

**Ilin Vladimir Kyzmitch** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

**Osipov Ayrat Linarovich** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

**Dolgova Anastasia Nikolaevna** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia, Rostov State Transport University, Rostov-on-Don, Russia

**Akhmerov Artem Vladimirovich** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

**Поступила в редакцию**

**30 октября 2018 г.**