

УДК.621.513.32 + 621.595.952.76 + 621.592.2

Г.С. Горячев*, В.П. Кульбякин, С.Ю. Лебедев

ЗАО «Научно-производственная компания «НТЛ», ул. Ленина, 29, г. Верхняя Салда Свердловской области, РФ, 624760

*e-mail: ntl@nprk-ntl.ru

Н.А. Попов, А.В. Желтобрюхов

Управление «Уралавтогаз» — филиал ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», а/я 315, г. Екатеринбург, РФ, 620007

А.Н. Суслов

«Кавказавтогаз» — филиал ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ул. Гражданская, 7, г. Ставрополь, РФ, 355008

МОДЕРНИЗАЦИЯ АГНКС С ИНТЕГРИРОВАНИЕМ В ЕЁ СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

Большинство автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) в России было сооружено в последней четверти прошлого века. Сейчас оборудование нуждается в основательной модернизации инфраструктуры компрессорных установок. Сообщается о разработке новых эффективных теплообменников для межступенчатого охлаждения компримируемого природного газа. Описаны работы по совершенствованию системы охлаждения тосола. Итоги модернизации — снижение энергопотребления АГНКС на 10-15 % на кубометр природного газа высокого давления и повышение надежности компрессорных установок. Для расширения сферы применения АГНКС разработано и интегрировано в её состав оборудование для производства сжиженного природного газа (СПГ). Созданный СПГ-комплекс введён в опытно-промышленную эксплуатацию с загрузкой до 20 ч в сутки. Производительность комплекса - 580-620 кг/ч СПГ, удельные затраты — 0,95-0,97 кВтч/кг СПГ.

Ключевые слова: Природный газ. Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС). Компримированный природный газ (КПГ). Компрессорная установка. Теплообменник. Система охлаждения. Сжиженный природный газ (СПГ). СПГ-комплекс.

G.S. Goryachev, V.P. Kulbyakin, S.Yu. Lebedev, N.A. Popov, A.V. Jeltobryuhov, A.N. Suslov

AGFCS MODERNIZATION WITH THE INTEGRATION INTO ITS STRUCTURE EQUIPMENT FOR LNG PRODUCTION

Most of the automobile gas-filling compressor stations (AGFCS) in Russia were built in the last quarter century. Now the equipment needs to be solid infrastructure modernization compressors installations. It is reported on the development of new efficient heat exchangers for interstage cooling of natural gas compression. The results of modernization were the reduction in energy consumption on 10-15% AGFCS per cubic meter of high pressure natural gas and improving reliability of compressor units. For expanding the scope of the AGFCS developed and integrated into its structure equipment for production liquefied natural gas (LNG). The created LNG complex was put into pilot industrial operation with a loading up to 20 hours a day. The complex capacity is 580-620 kg/h of LNG specific expenditure of energy 0,95-0,97 kWh/kg LNG.

Keywords: Natural gas. Automobile gas-filling compressor stations (AGFCS). Compressed natural gas (CNG). Compressor unit. Heat exchanger. Cooling system. Liquefied natural gas (LNG). LNG complex.

1. ВВЕДЕНИЕ

Основная масса эксплуатируемых сейчас автомобильных газонаполнительных компрессорных станций

(АГНКС) была построена ещё во времена СССР и была преимущественно оснащена компрессорными установками 2ГМ4-1,3/12-250 завода «Борец» или компрессорными установками 4HR3KN-200/210-5-249WLK произ-

водства ГДР. Исходя из принятой в то время государственной программы развития газобаллонного автотранспорта, практики проектирования и строительства тех лет, станции создавались с расчётом на большое количество заправок. Валовые же показатели в экономике тогда в основном характеризовались затратами и материалоемкостью.

Возникшая в 90-е гг. новая действительность кардинальным образом повлияла на судьбу АГНКС. Программа развития газобаллонного автотранспорта, по крайней мере в России, была предана забвению, станции долгие годы оставались малозагруженными, нерентабельными с устаревающим оборудованием, в реконструкцию которых собственник не особо стремился вкладывать средства.

Однако в последние годы все активнее становится проблема возрождения газобаллонного автотранспорта. Появились частные перевозчики, которые в инициативном порядке переоборудуют автомобили, создаются предпосылки государственной поддержки развития. Соответственно, собственникам АГНКС, — а это дочерние общества ОАО «Газпром», — становится выгодным вкладывать средства в переоборудование станций, а параллельно, для увеличения их загрузки и повышения рентабельности, искать новые пути использования данного оборудования.

2. МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ АГНКС

Проблемы компрессорных установок (КУ), а также и оборудования АГНКС в целом известны. Отметим низкую эффективность системы межступенчатого охлаждения газа в компрессоре 2ГМ4-1,3/12-250 производства завода «Борец». В системе охлаждения используется ничем не обоснованный с технической точки зрения значительный объём тосола. Применяемое несовершенное межступенчатое охлаждение снижает эффективность компрессора, а наличие большого объёма тосола ведёт к дополнительным затратам на его перекачку, возобновление, периодическую замену, а также содержание всей системы.

Именно совершенствованием системы охлаждения компрессоров АГНКС на первом этапе сотрудничества с управлением «Уралавтогаз» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» занялась компания «НТЛ».

При ознакомлении с оборудованием выяснилось, что межступенчатый охладитель газа после первой ступени в КУ 2ГМ4-1,3/12-250, несмотря на свои значительные размеры, совершенно не охлаждал газ. При температуре газа до 140 °С на выходе из первой ступени его температура на выходе из охладителя составляла 110-115 °С. Практически также работали охладители и последующих ступеней.

На основании имеющегося опыта был спроектирован унифицированный теплообменник для межступенчатого охлаждения газа в КУ 2ГМ4-1,3/12-250. Он представляет собой малогабаритный теплообменник с витыми трубками из нержавеющей стали. Газ проходит внутри трубок, навитых на сердечник. С на-

ружной стороны трубки омываются тосолом. Трубки располагаются в два ряда, по несколько штук в каждом. Площадь теплообмена — 1 м². Теплообменник рассчитан на рабочее давление по газу до 25 МПа (рис. 1).

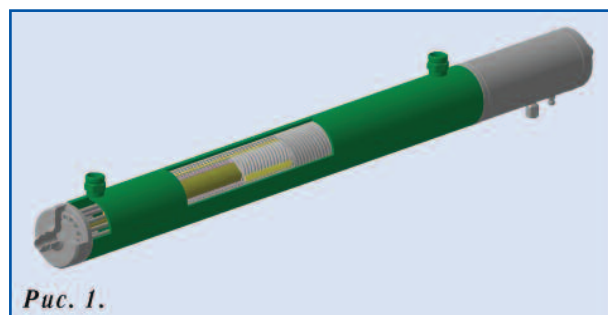


Рис. 1.

На основе разработанного теплообменника была спроектирована новая система межступенчатого охлаждения газа, в состав которой, кроме теплообменников, после каждой ступени были введены дегульсаторы и масловлагоотделители. Система располагается на собственной раме. В систему включены трубопроводы обвязки КУ по газу и тосолу (рис. 2).

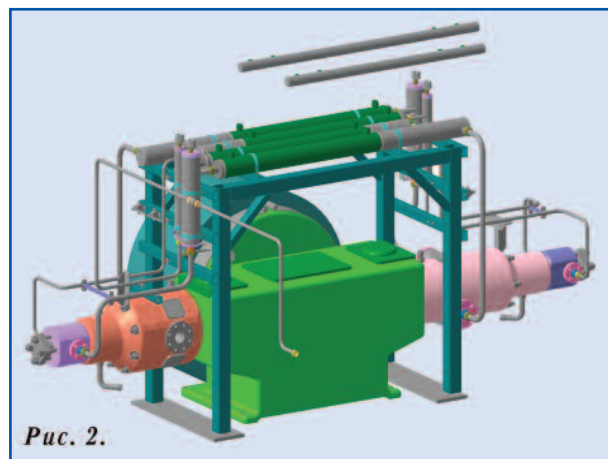


Рис. 2.

Опытный образец системы был изготовлен и смонтирован на АГНКС-2 в г. Нижнем Тагиле, принадлежащей ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (фото 3). Были получены следующие результаты.



Фото 3.

Производительность компрессорных установок в среднем увеличилась с 800 до 850 $\text{нм}^3/\text{ч}$. Температуры газа по всем ступеням на выходе из теплообменников превышали температуру тосола в контуре охлаждения не более чем на 7 °С, т.е. при температуре тосола в системе охлаждения 35 °С температура газа составляла 40-42 °С. Сам компрессор стал работать в более щадящем температурном режиме. Повышение производительности дало возможность достичь экономии электроэнергии в 3-5 % на м^3 получаемого компримированного газа.

Положительные результаты проведенных испытаний позволили провести массовую замену систем межступенчатого охлаждения газа. К настоящему моменту произведена замена систем на 56-ти компрессорных установках в нескольких дочерних компаниях ОАО «Газпром».

Следующим шагом в реализации планов модернизации АГНКС стало совершенствование существующих систем охлаждения тосола и формирование предложений по их замене. Применявшиеся системы проектировали из расчёта максимальной загрузки станции в режиме постоянной работы 3-х-5-ти компрессоров. В настоящее время реальный режим загрузки основной части АГНКС таков, что работает одна из пяти КУ с редким подключением второй.

Охлаждение тосола на действующих АГНКС осуществляется через громоздкие охладители с вентилятором мощностью 30 кВт и насосом циркуляции тосола с приводом от электродвигателя мощностью до 11 кВт. Общий объём тосола в системе составляет 3-7 м^3 , несмотря на его высокую стоимость.

Нами была предложена иная концепция построения системы охлаждения тосола. Учитывая, что одновременно на АГНКС практически не работают более трёх компрессоров, для минимизации затрат на проведение реконструкции было предложено сформировать в пределах станции две группы КУ с собственными системами охлаждения тосола.

В результате три компрессора одной группы объединялись в систему охлаждения с двумя модульными агрегатами воздушного охлаждения (МАВО). При этом предусматривалась возможность переключения любой КУ внутри группы на любой МАВО. Два оставшихся компрессора объединялись в другую группу с системой охлаждения с одним МАВО.

Подобная схема была впервые реализована в филиале «Кавказавтогаз» ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» на АГНКС-2 в г. Ставрополе и АГНКС в г. Нальчике (фото 4).

В итоге, объём тосола в системе охлаждения каждой группы составил 300-350 л. За счёт применения индивидуальных на каждый МАВО насосов тосола и снижения как общей мощности вентиляторов, так и подключения их по группам, удалось добиться существенного снижения расхода электроэнергии на м^3 получаемого газа.

Общее снижение энергопотребления станции в результате внедрения модернизированных систем межступенчатого охлаждения газа и системы охлаж-

дения тосола по предварительной оценке составляет 10-15 %. При такой экономии электроэнергии срок окупаемости проведенной модернизации при средней нагрузке станции не превысит 3-х лет. К этому следует добавить снижение расходов на приобретение и периодическую замену тосола, а также повышение надёжности работы АГНКС за счёт полного дублирования систем обеспечения работоспособности её КУ.



Фото 4

Наряду с АГНКС филиала «Кавказавтогаз», к настоящему времени проведена такая же доработка системы охлаждения тосола на АГНКС-2 ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (г. Нижний Тагил).

Аналогичная работа проводится и по модернизации системы межступенчатого охлаждения газа для АГНКС, снабженных компрессорными установками 4HR3KN-200/210-5-249WLK (рис. 5). Проектируемая система при равной эффективности имеет значительно меньшие материалоемкость, габариты и рассчитана на подключение к существующим трубопроводам для газа и тосола.

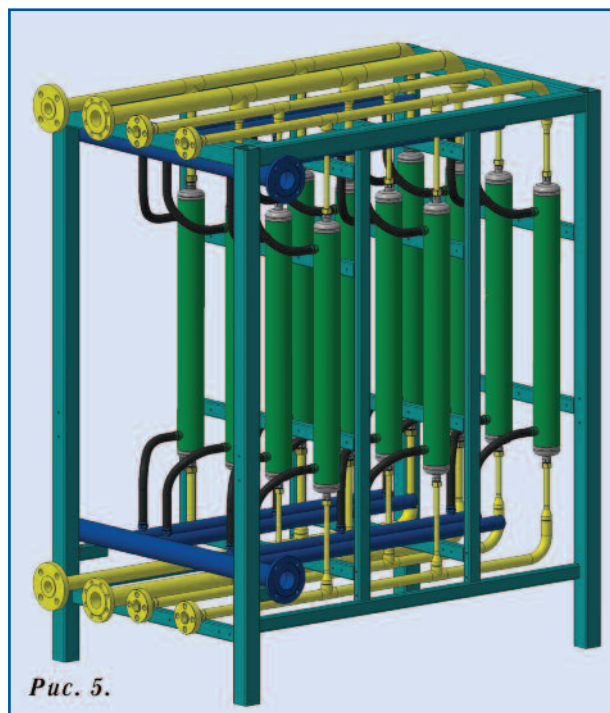
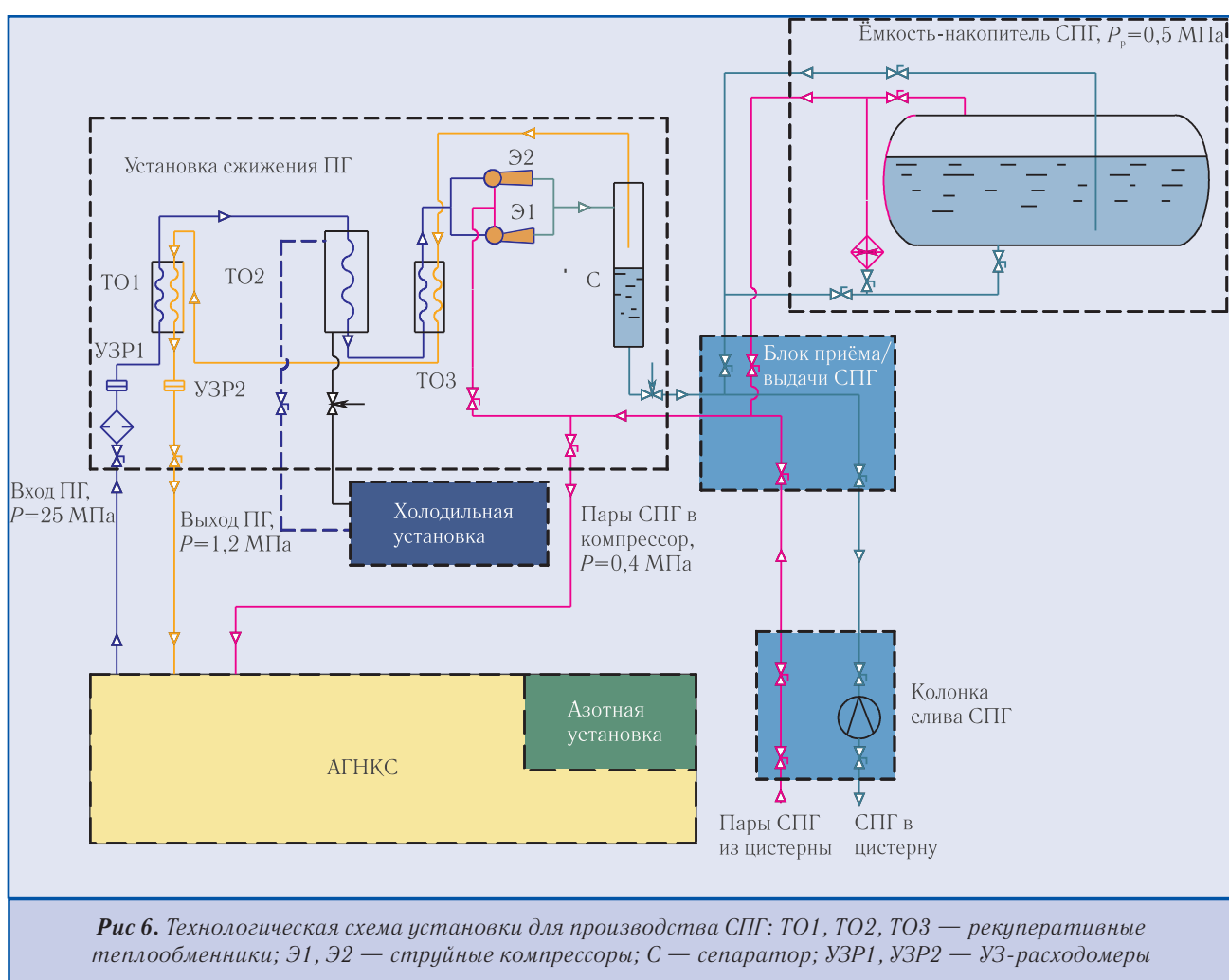


Рис. 5.



3. КОМПЛЕКС ПРОИЗВОДСТВА, ХРАНЕНИЯ И ВЫДАЧИ СПГ

Для расширения сферы применения оборудования и обеспечения дополнительной загрузки АГНКС компании «НТЛ» в рамках программ НИОКР ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» было предложено спроектировать и изготовить комплекс малотоннажного производства сжиженного природного газа (СПГ), интегрированный в состав станции.

Основные параметры, указанные в техническом задании, предусматривали доведение производительности комплекса до 600 кг/ч, что отвечало коэффициенту ожижения природного газа (ПГ) не менее 40 %. Исходя из заданных параметров, была определена схема сжижения природного газа, основу которой составляла установка дроссельного типа с дополнительным охлаждением газа фреоновой холодильной установкой. Кроме этого, комплекс должен был иметь в своём составе технологическую ёмкость-накопитель СПГ и колонку выдачи СПГ в транспортные цистерны.

Следуя современным тенденциям создания блочно-модульных конструкций [1], комплекс проектировался и изготавливался в виде блоков заводской готовности, чтобы на объекте оставалось только установить их на подготовленные фундаменты и связать между

собой.

Комплекс включает в себя следующие структурные элементы:

- установка сжижения, состоящая из блока входа/выхода природного газа с блоком теплообменников; блока струйных компрессоров; блока сепарации;
- фреоновая холодильная установка;
- блок приёма/выдачи СПГ; технологическая ёмкость-накопитель СПГ; колонка выдачи СПГ в транспортную цистерну;
- вспомогательные системы обеспечения работы комплекса (система подогрева паров СПГ; азотная установка; дренажные устройства безопасности).

Три блока установки конструктивно объединены в единый технологический блок и установлены на общем фундаменте. Технологическая схема установки приведена на рис. 6.

Компримированный до давления 25 МПа и прошедший осушку природный газ из технологических систем АГНКС поступает в блок входа/выхода установки сжижения (фото 7). В блоке производится дополнительная очистка газа от механических примесей, а также измерение расхода природного газа на входе в установку (прямой поток) и выходе из неё (обратный поток). Далее газ поступает в блок теплообменников. В нём газ последовательно охлаждается в трёх теплообменниках: в первом и третьем — охлаждение про-

водится обратным потоком паров СПГ, во втором — жидким фреоном при температуре (минус 65-минус 75) °С.



Охлажденный в блоке теплообменников до температуры (минус 75- минус 80) °С природный газ поступает на дросселирование. В качестве устройства дросселирования газа с давления 25,0 МПа до давления обратного потока 1,2 МПа выбраны струйные компрессоры. Данное техническое решение позволяет кроме дросселирования прямого потока производить откачку паров СПГ из технологической ёмкости-накопителя и обеспечивать поддержание давления в ней не более 0,4 МПа.

Парожидкостная смесь природного газа после струйных компрессоров направляется в блок сепарации, где разделяется на СПГ и его пары. Пары СПГ формируются в обратный поток и, пройдя через теплообменники блока входа/выхода, где нагреваются до температуры (5-10) °С, поступают на вход в АГНКС.

СПГ из сепаратора дополнительно дросселируется до давления 0,4 МПа и через блок приёма/выдачи СПГ поступает в технологическую ёмкость. По мере накопления, СПГ отгружается криогенным насосом в транспортные цистерны через колонку выдачи (фото 8).



Используемая фреоновая холодильная установка имеет два контура. Первый контур фреона R404 служит для охлаждения фреона R23 второго контура. Каждый контур содержит по четыре компрессора, ко-

торые по мере необходимости последовательно подключаются к работе с помощью АСУ-комплекса. Использование нескольких компрессоров в каждом контуре позволяет:

- плавно регулировать нагрузку холодильной установки в соответствии с потребностями блока сжижения, что позволяет экономить электроэнергию при получении СПГ;
- обеспечивать резервирование оборудования установки (фото 9).



Необходимо отметить ещё ряд проектно-конструкторских решений, принятых при создании комплекса.

В процессе эксплуатации комплекса предусмотрен возврат природного газа в газопровод при проведении технологических операций. Для этой цели в технологической схеме комплекса используется одна из компрессорных установок АГНКС.

Пары СПГ, образующиеся при захолаживании ёмкостей, трубопроводов, криогенного насоса, а также в режиме хранения СПГ, откачиваются с помощью выделенной из состава АГНКС компрессорной установки, предварительно подогреваясь в отдельном теплообменнике тосолом из общей системы охлаждения. При этом, использование компрессора для откачки паров СПГ построено таким образом, что данная КУ, кроме откачки паров, может применяться и по прямому назначению.

Таким образом при подготовке комплекса к работе и в процессе его работы исключены технологические потери природного газа со сбросом в атмосферу.

Для обеспечения рабочим телом пневмоагрегатов комплекса, а также для создания условий безопасной работы при проведении технологических операций и регламентных работ в его состав включена азотная установка. Производимый азот используется также при отогреве ёмкостей и трубопроводов.

4. ХАРАКТЕРИСТИКИ СПГ-КОМПЛЕКСА

Реализация проекта по созданию СПГ-комплекса началась в конце 2010 г. В течение первого и второго кварталов 2011 г. блоки комплекса были изготовлены в условиях промышленного предприятия. Там они в полном объёме прошли автономные испытания, после чего были отгружены Заказчику — ООО «Газпром

трансгаз Екатеринбург» на площадку АГНКС г. Первоуральска. В течение третьего квартала оборудование было смонтировано и начались пусконаладочные работы.

Первый пуск комплекса состоялся в октябре 2011 г. с учётом программы-методики приёмочных испытаний, а с декабря месяца, вследствие ряда обстоятельств, комплекс был введён в опытно-промышленную эксплуатацию с режимом загрузки 16-20 ч в сутки.

К настоящему моменту комплекс отработал 1800 ч, произведя 720 т СПГ. При работе в штатном режиме двух КУ 2ГМ4-1,3/12-250 с одновременной заправкой компримированным газом автомобилей, производительность установки сжижения достигает 580-620 кг/ч СПГ (примерно 14,5 т/сутки). Удельные затраты электроэнергии составляют 0,95-0,97 кВтч/кг СПГ, что в 1,55 раза ниже, чем у обычной установки дроссельного типа, которая ранее эксплуатировалась на данной АГНКС.[3]. Коэффициент сжижения ПГ при различных режимах работы установки — 47-52 %. Максимальная достигнутая производительность по СПГ — 720 кг/ч.

Указанные характеристики соответствуют техническому заданию на выполненные нами работы.

В настоящее время намечен перечень доработок для оптимизации работы холодильной установки, что должно дополнительно повысить эффективность установки сжижения природного газа в целом.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенные ЗАО «Научно-производственная компания «НТЛ» совместно с ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» работы на нескольких АГНКС подтверждают их высокую эффективность при сравнительно небольших

затратах и возможность существенного расширения сферы применения существующих станций.

2. Комплексное внедрение новых систем охлаждения газа и тосола в компрессорных установках АГНКС позволяет:

- снизить удельные затраты электроэнергии при получении компримированного газа в среднем на 10-15 % со сроком окупаемости в течение 2-3-х лет;
- повысить ресурс работы компрессорного оборудования за счёт смягчения его температурного режима.

3. Использование материальной базы и инфраструктуры АГНКС для малотоннажного производства СПГ даёт возможность:

- расширить сферу использования АГНКС и, тем самым, повысить их рентабельность;
- существенно снизить капитальные затраты при создании объектов малотоннажного производства СПГ;
- с учётом распространенности АГНКС в стране приблизить производство СПГ к непосредственному потребителю, тем самым снизив затраты на его транспортировку.

4. Комплексы малотоннажного производства СПГ на базе существующих АГНКС вполне конкурентоспособны по отношению к аналогичным производствам на базе других принципов сжижения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горбачёв С.П. Эффективность технологий производства СПГ на АГНКС// Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. — 2005. — № 2. — С. 42-44.

2. Попов Н.А., Белов М.Б. Создание установок сжижения природного газа и внедрения эффективных СПГ-технологий// Технические газы. — 2010. — № 4. — С. 54-57.

ВСЕ О НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ГАЗАХ И ПРОДУКТАХ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОЗДУХА — В ОДНОМ ЖУРНАЛЕ!
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

“ТЕХНИЧЕСКИЕ ГАЗЫ”

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ — УКРАИНСКАЯ АССОЦИАЦИЯ
 ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКИХ ГАЗОВ “УА-СИГМА”
 СОУЧРЕДИТЕЛЬ — ОДЕССКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ ХОЛОДА
 ЖУРНАЛ ЗАРЕГИСТРИРОВАН В МИНИСТЕРСТВЕ ЮСТИЦИИ УКРАИНЫ —
 СВИДЕТЕЛЬСТВО КВ № 16526-4998ПР ОТ 19.04.2010 Г.
 С 2005 Г. — ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ ВАК УКРАИНЫ.
 ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИЗДАНИЯ — 6 ВЫПУСКОВ В ГОД.
 ОБЪЕМ КАЖДОГО ВЫПУСКА — 72 СТР.
 ПУБЛИКУЕМЫЕ СТАТЬИ РЕФЕРИРУЮТСЯ В РАЗЛИЧНЫХ ЖУРНАЛАХ
 И БАЗАХ ДАННЫХ ВИНТИ РАН (Г. МОСКВА)

ЖУРНАЛ ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ ИНЖЕНЕРОВ, ЗАНИМАЮЩИХСЯ СОЗДАНИЕМ,
 ИЗГОТОВЛЕНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ХОЛОДИЛЬНЫХ И КРИОГЕННЫХ УСТАНОВОК,
 СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА ТЕХНИЧЕСКИХ ГАЗОВ (Гелия, водорода,
 оксида и диоксида углерода, сжиженного природного газа и др.),
 ПРОДУКТОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОЗДУХА, А ТАКЖЕ НАУЧНЫХ РАБОТНИКОВ И СТУДЕНТОВ

РУБРИКИ ЖУРНАЛА

<ul style="list-style-type: none"> – ПРОБЛЕМЫ КРИОГЕННОГО, КИСЛОРОДНОГО, КОМПРЕССОРНОГО И УГЛЕКИСЛОТНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ – ПРОЦЕССЫ, ЦИКЛЫ, СХЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ХОЛОДИЛЬНЫХ И КРИОГЕННЫХ СИСТЕМ – УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПРОДУКТОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОЗДУХА, КОМПРИМИРОВАННОГО И СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, ДИОКСИДА УГЛЕРОДА И ДР. ТЕХНИЧЕСКИХ ГАЗОВ 	<ul style="list-style-type: none"> – ТЕХНИЧЕСКИЕ ГАЗЫ В СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ – ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ И ИХ СМЕСЕЙ. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СИСТЕМАХ – ЭКОНОМИКА ПРЕДПРИЯТИЙ. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. БЕЗОПАСНОСТЬ – ПРАКТИКА. НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ
--	---

Приглашаем к сотрудничеству производителей, учёных, аспирантов и докторантов

Для оформления подписки и размещения рекламы нужно связаться с редакцией журнала по телефону или e-mail.
 Адрес редакции: а/я 188, г. Одесса-26, Украина, 65026
 Тел./факс: +380 (48) 777-00-87; e-mail: uasigma@paco.net; web: www.uasigma.odessa.ua