



*С.П. Пантилеев, В.С. Мальшиев*  
 Мурманский государственный технический университет

### **ТЕХНОЛОГИЯ СОПУТСТВУЮЩЕГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ И ПОЛУЧЕНИЯ ИЗ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ ИЛИ ТЭЦ ВОДЯНОГО КОНДЕНСАТА И ТВЕРДОГО УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА**

Авторами предлагается вариант выполнения установки с турбо-детандерным агрегатом. В установке магистральный газ при расширении в детандере совершает полезную работу и охлаждается с одновременным производством электроэнергии генератором. Применение установки предпочтительно для котельных, где требуется дополнительная электрическая энергия, но не требуется повышенный выход СПГ. Магистральный газ перед входом в детандер охлаждается в спаренных теплообменниках (вымораживателях), работающих попеременно. Охлаждение продуктов сгорания позволяет выделить из них конденсат водяного пара, твердый углекислый газ (сухой лед) и азот, что позволит значительно уменьшить материальные и энергетические издержки попутного производства СПГ. Себестоимость произведенного СПГ на предлагаемой установке позволит сделать газификацию удаленных от газопроводов поселений рентабельной, что позволит местной администрации не выделять дополнительные дотации на теплоснабжение.

Сжиженный природный газ (СПГ), автономная газификация с СПГ, турбо-детандерный агрегат, электрогенератор, газорегулировочная станция, котельная, уходящие продукты сгорания, конденсат водяного пара, твердый углекислый газ (сухой лед), коммерческая привлекательность.

Последние постановления правительства предписывают решение задачи стимулирования внутреннего спроса на сжиженный природный газ – он сможет обеспечить энергетическую безопасность территорий, отдаленных от магистральных газовых сетей, до сих пор использующих в качестве топлива мазут и уголь. При существующих технологиях сжижения природного газа стоимость поставок СПГ доходит до 30000 рублей за тонну, что делает проблемной проведение газификации при помощи СПГ удаленных от газопроводов поселений.

Существующие в настоящее время технологии сжижения природного газа (ПГ) на крупнотоннажных заводах делают поставку СПГ удаленным потребителям крайне дорогой. В мире и в России активно развиваются технологии малотоннажного производства. Строительство большого числа малотоннажных установок в Китае показало значительное снижение удельных капитальных затрат при их производстве: (500 долларов США за тонну СПГ), в то время как в США удельные затраты на выпуск СПГ, производимый на крупнотоннажном производстве, составляют порядка 1500 долларов. Одновременно срок строительства малотоннажного завода составляет в среднем три года, а средний срок строительства крупнотоннажных заводов уже пять лет. Эти обстоятельства делают более привлекательным активное строительство малотоннажных установок, так как это приводит к уменьшению срока окупаемости малотоннажных проектов.

Вместе с тем экономически альтернативная газификация с использованием СПГ дороже сетевой. В случае, когда затраты на сжижение, транспортировку и регазификацию СПГ ложатся на плечи конечного

потребителя, стоимость такого газа в конце цепочки в 3–4 раза выше стоимости сетевого газа.

В постановлении правительства указано: «Важным направлением развития автономной газификации является формирование новых центров потребления газа на базе "якорных потребителей" (котельные, небольшие промышленные потребители, автономные источники электроснабжения и т.п.), которые в первую очередь будут принимать регазифицированный газ на начальном этапе газификации, а на последующих этапах к трубопроводной инфраструктуре будут подключены прочие потребители» [1].

Авторами предложено располагать «якорные станции» сжижения при котельных или ТЭЦ и получать СПГ как сопутствующий продукт в газорегулировочной установке. При этом предлагается использовать разницу потенциальной энергии давления магистрального газа и давления трубопроводного газа для питания котлов только для привода электрогенератора при помощи турбо-детандерного агрегата, а не для привода компрессора, как это реализуется в существующих схемах. Как будет показано ниже, это позволит не только получать дополнительную электрическую энергию, но обеспечить более экономичное производство попутного СПГ. Холод остатка насыщенного газа СПГ можно полезно использовать при нагреве ПГ уходящими продуктами сгорания котлов, одновременно получая из них конденсат водяных паров, твердый углекислый газ (сухой лед) и технический азот в виде остатка. Эти продукты представляют востребованные на рынке товары, реализация которых значительно сократит издержки на производство СПГ и повысит рентабельность котельной. Себестоимость получения СПГ при этом значительно снизится.

Предлагаемая авторами технология позволяет сжигать 10–20 % перекачиваемого трубопроводного газа, что реально достаточно для обеспечения СПГ всех удаленных в данном районе потребителей. Одновременно, при непосредственном использовании СПГ на котельных, авторами предлагается воспользоваться заложенным в СПГ потенциалом холода, что повысит рентабельность реализации схемы «сопутствующее производство СПГ – газификация СПГ». По нашему мнению, свое место в обеспечении СПГ такие установки займут по праву, так как значительно уменьшат издержки при использовании СПГ в качестве топлива удаленных потребителей.

*Характеристика существующих технологий использования трубопроводного ПГ.*

В настоящее время для подачи трубопроводного газа из магистрального газопровода различным потребителям используются традиционные схемы газоредуцирующих установок (ГРУ), газораспределительных (газоредуцирующих) станций (ГРС) и газорегулирующих пунктов (ГРП) на распределительных газопроводах, подающих газ. При этом давление газа, подаваемого потребителям, ступенчато понижается на ГРС, ГРП этих газопроводов. ГРС, ГРП содержат газоредуцирующую арматуру и предвключенный подогреватель газа, в котором в качестве греющей используется технологическая среда (вода, тосол и пр.), которая, в свою очередь, нагревается в газовом котле. При этом дополнительно сжигается газ, отбираемый из газопровода (схема ГРС, рис. 12.27 [2, с. 716]).

Недостатком такой установки являются значительные потери потенциальной энергии газа при понижении его давления редуцирующей арматурой, недостаточная экономичность вследствие необходимости дополнительно сжигания газа в котле, а также дополнительное загрязнение окружающей среды парниковыми газами ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ) продуктов сгорания газа в котле.

Частично указанные недостатки устраняются схемой полезной модели РФ [3], в которой в дополнение к ГРУ используется детандер (газорасширительная турбина), приводящий электрогенератор, что улучшает экономические показатели газоредуцирующей установки газопровода. Еще одним недостатком этой модели является использование специального подогревателя газа, работающего на тепле дополнительно сжигаемого топлива.

Авторами предлагается установка по производству попутного СПГ на ГРУ, схема которой представлена на рисунке 1. В предлагаемом варианте схемы в установку перед детандером (1) дополнительно вводят два спаренных теплообменника (2) и (3) природного газа, выполняющих при соответствующем переключении арматуры по очереди то функцию вымораживателей из природного газа водяных паров, углекислого газа и углеводородных соединений перед подачей газа в детандер, то функции подогревателя для очистки теплообменника от собранных в нем продуктов заморозки.

Вымораживание проводится насыщенным газом, выходящим из детандера (1) при удалении из него СПГ в сепарационном устройстве (4).

Подогрев в теплообменнике (2) или (3) производится газом, поступающим из спаренных, последова-

тельно соединенных по газу и по продуктам сгорания котла теплообменников (5) и (6).

Газ из сепарационного устройства (4) направляется по двум трубопроводам: один направляется в теплообменники (2) или (3), а другой через регулирующий орган (7) в подогреватели (5) и (6) газа продуктами сгорания. Подогрев газа в теплообменниках (5) и (6) производится уходящими из котла (8) продуктами сгорания. Теплообменники (5) и (6) выполнены по последовательной противоточной схеме по движению газа и продуктов сгорания с нисходящим движением продуктов сгорания и восходящим движением газа. Теплообменники (5) и (6) подключены к газоходу котла через регулирующий шибер (9). В первом по ходу продуктов сгорания теплообменнике (6), он же второй по ходу газа, выполнено сепарационное устройство (4) для отделения из продуктов сгорания конденсата водяных паров в конденсатный бак (на рисунке не показан). За первым по ходу продуктов сгорания теплообменником (6), он же второй по ходу газа, выполнен отделитель (10) конденсата водяных паров. За вторым по ходу продуктов сгорания теплообменником (5), он же первый по ходу газа, выполнен циклон (11) для отделения твердого углекислого газа («сухого льда»). Очищенные продукты сгорания после теплообменников (5) и (6) направляются в газоход (12) котла (8) через теплообменник (13) перед дымососом (на схеме не показан). Теплообменник (13) служит для предварительного охлаждения продуктов сгорания, идущих в теплообменники (5) и (6) продуктами сгорания, выходящими из теплообменников (5) и (6). Часть охлажденных в теплообменниках (5) и (6) продуктов сгорания, представляющих из себя технический азот, может отбираться отдельным трубопроводом для реализации (на рисунке не показана). Подогретый в теплообменниках (5) и (6) газ через дроссельное устройство (14) подается в общую магистраль (15) пониженного давления, из которой питаются котлы котельной и близлежащие потребители. Часть нагретого газа, взятая перед дроссельным устройством (14), направляется при переключении соответствующей запорной арматуры в один из теплообменников (2) или (3) для подогрева последнего с целью плавления и испарения в нем замороженных компонентами природного газа. Газ вместе с испарившимися компонентами сбрасывается из теплообменников (2) или (3) в трубопровод (16), связанный с магистралью (15) низкого давления и трубой (17) подачи газа в котел (8). Переключение работы теплообменников (2) или (3) с одного режима на другой проводится при помощи соответствующей запорной арматуры. Охлаждение газа, входящего в детандер (1), проводится насыщенным газом, выходящим из сепарационного устройства (4), что позволяет понизить температуру газа за детандером (1) до температуры конденсации метана при данном давлении и получать сжиженный природный газ (СПГ). Для работы на насыщенном газе детандер (1) должен иметь специальную конструкцию, например такую, которая описана в [4]. Количество полученного СПГ регулируется изменением расхода насыщенного газа, идущего из сепарационного устройства (4) в теплообменники (5) и (6) и в детандер (1) при помощи обводного трубопровода с регулирующим вентилем (7).

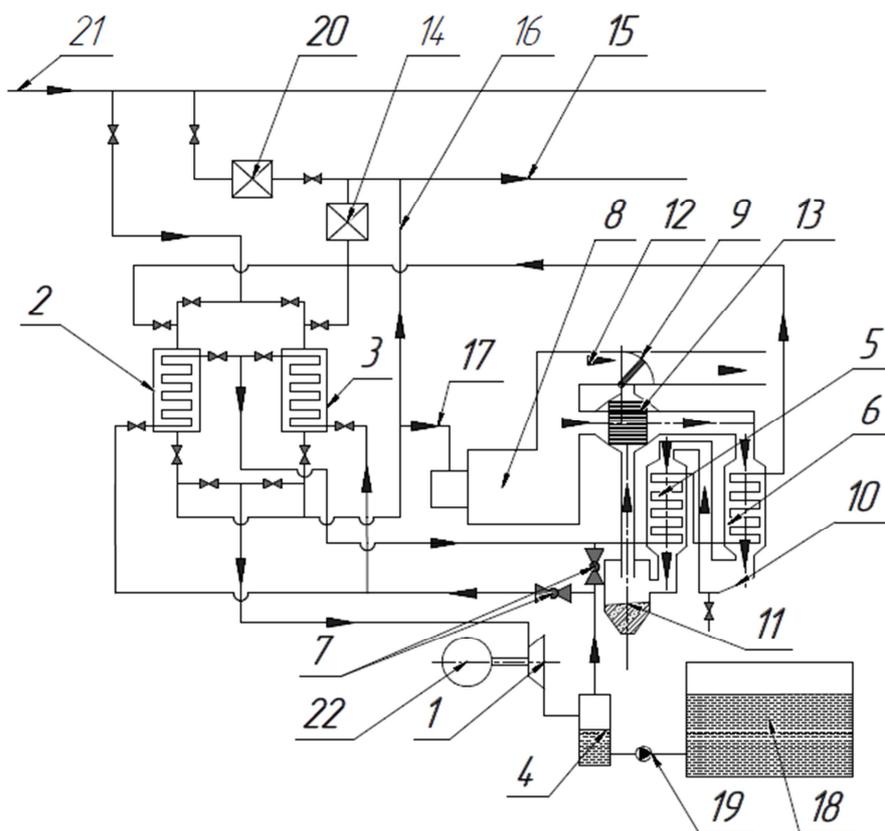


Рис. 1. Схема предлагаемой установки

СПГ из сепарационного устройства (4) перекачивается в криогенные емкости (18) насосом (19).

Детандер (1) механически связан с электрогенератором (22), вырабатывающем электрическую энергию, которую можно использовать в котельной на собственные нужды.

Установка содержит как дублирующий элемент газоредуцирующую арматуру (20), подключенную к магистральному трубопроводу (21) с одной стороны и к трубопроводу (15) низкого давления с другой стороны, к которой подключен котел (8) котельной и остальные потребители.

Предложенный способ удаления из магистрального газа водяных паров, углекислого газа и углеводородных соединений перед подачей газа в детандер в сравнении с применяемыми повсеместно методами, основанными на абсорбции, упрощает конструкцию установки, уменьшает металлоемкость и повышает общую экономичность процесса производства СПГ.

Применение установки позволяет: получать дополнительную электрическую энергию за счет срабатывания перепада давления магистрального газа; получать СПГ для реализации его удаленным от газопровода потребителям; получать из части продуктов сгорания котлов котельной конденсат водяных паров, твердый углекислый газ «сухой лед» и в остатке технический азот.

Возможны два крайних режима работы установки:

Режим 1 – без производства СПГ, когда весь газ после детандера (1) направляется через регулирующий клапан (7) и подогреватели (5) и (6) в сеть

низкого давления (15) через дросселирующее устройство (14).

Режим 2 – с максимальным производством СПГ, когда весь газ после детандера (1) при закрытом регулирующем клапане (7) направляется через один из охладителей (2) или (3), затем через подогреватели (5) и (6) в сеть низкого давления (15) и к котлу (8).

Установка может работать и в промежуточных режимах, определяемых степенью открытия регулирующего клапана 7.

Режим 1 на диаграмме (рис. 2) представлен кривой 1-2-4, где «1-2» – адиабатический процесс расширения газа в детандере (1); «2-4» – подогрев газа в подогревателях (5) и (6) за счет охлаждения уходящих продуктов сгорания котла (8) с образованием из них «сухого льда» и конденсата водяных паров. Остаток охлажденных продуктов сгорания представляет азот с небольшим содержанием кислорода, которое будет тем меньше, чем качественней будет организован процесс горения газ и чем меньше присосы воздуха.

Режим 2 на диаграмме (рис. 2) представлен кривой 1-3-5-4, где «1-3» – процесс охлаждения газа в одном из охладителей (2) или (3); «3-5» – адиабатический процесс расширения газа в детандере (1); «5-4» – подогрев части газа (без отделившегося СПГ в сепараторе (4)) в подогревателях (5) и (6) за счет охлаждения уходящих продуктов сгорания котла (8) с образованием из них «сухого льда» и конденсата водяных паров. При давлении в магистральном трубопроводе (21) 40 бар и давлении в трубопроводе низкого давления 3 бар в СПГ перейдет около 20 % газа (0,2 кг из 1 кг газа).

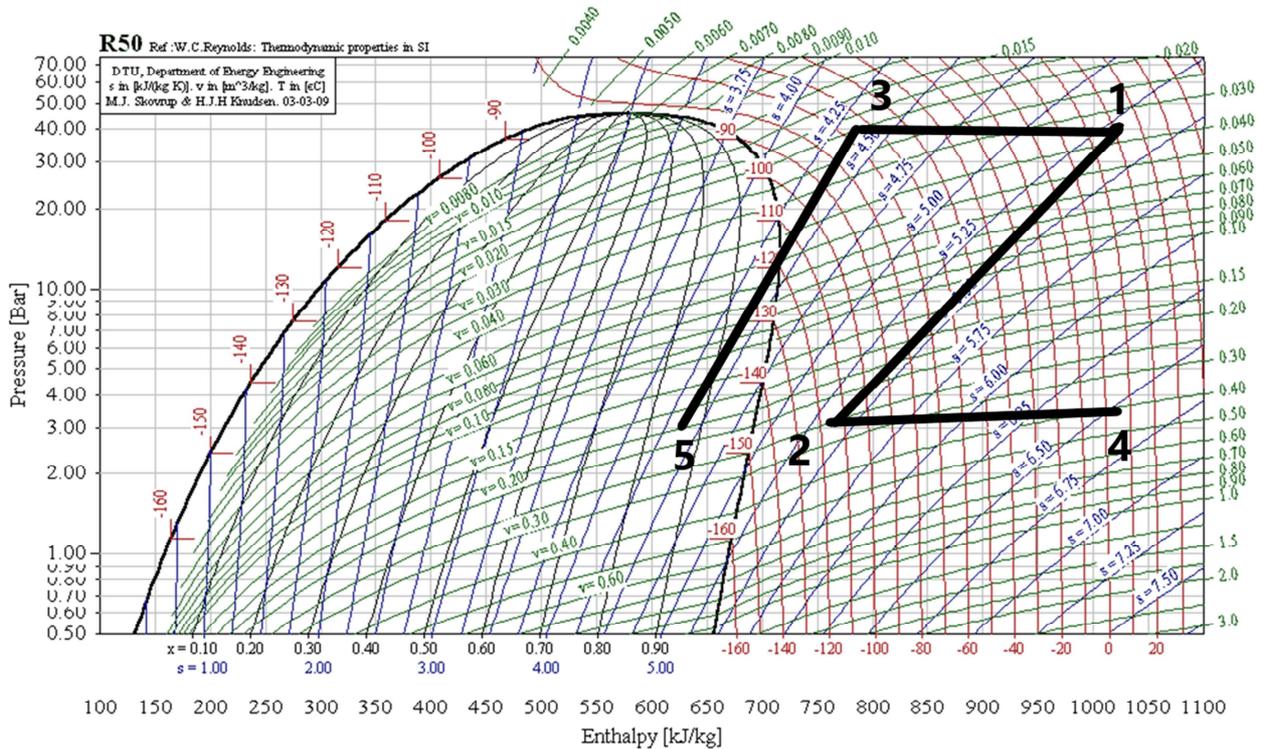


Рис. 2. Цикл работы установки в двух режимах.

При расходе газа через установку  $G_r=1\text{кг/с}$  мощность электрического генератора составит:

$$N_3 = G_r \cdot \Delta h \cdot \eta_d \cdot \eta_g = 1 \cdot 160 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 108 \text{ кВт},$$

где  $\Delta h = 160 \text{ кДж/кг}$  – разница энтальпий в точках 3 и 5;  
 $\eta_d = 0,7$  – теоретический КПД детандера;  
 $\eta_g = 0,9$  – механический и электрический КПД генератора.

Для полного охлаждения продуктов сгорания с получением твердого углекислого газа «сухого льда» необходимо их охладить до температуры  $-79^\circ\text{C}$ . Для этого температура газа за теплообменником (5) должна быть не выше  $-85^\circ\text{C}$ . Количество тепла, которое при этом должен получить газ, составит

$$Q_{-85} = (h_{-85} - h_{-145}) \cdot 0,8 \cdot G_r = (830 - 680) \cdot 0,8 \cdot 1 = 120 \text{ кДж/с},$$

где  $h_{-85} = 830 \text{ кДж/кг}$  и  $h_{-145} = 680 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия газа соответственно при температурах  $-85^\circ\text{C}$  и  $-145^\circ\text{C}$ ;

$0,8$  – доля газа, идущего в теплообменники (5) и (6).

Газ необходимо нагреть в подогревателях (5) и (6) до температуры  $+50^\circ\text{C}$ . Для этого потребуется следующее количество тепла

$$Q_{+50} = 0,8 \cdot G_r \cdot c_{\text{CH}_4} \Delta t = 0,8 \cdot 1 \cdot 2,05 \cdot 135 = 221,4 \text{ кВт},$$

где  $c_{\text{CH}_4} = 2,05 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$  – теплоемкость метана при давлении 3 бар и температуре  $0^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t = 50 + 85 = 135^\circ\text{C}$ .

Общее количество тепла, необходимое для нагрева газа, составит

$$Q_{\Sigma} = Q_{-85} + Q_{+50} = 120 + 221,4 = 341,4 \text{ кВт}.$$

Долю расхода топлива котла  $\Delta B$ , необходимую для нагрева газа мощностью  $Q_{\Sigma} = 341,4 \text{ кВт}$ , определим из теплового баланса:

$$0,8(J_{120} + V_{\text{H}_2\text{O}} \rho_{\text{H}_2\text{O}} \tau_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{CO}_2} \rho_{\text{CO}_2} \tau_{\text{CO}_2}) - Q_{\Sigma} / \Delta B = J_{70},$$

где  $J_{120} = 2700 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия продуктов сгорания при  $120^\circ\text{C}$  при коэффициенте избытка воздуха 1,2;

$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,8 \text{ м}^3/\text{кг}$  – объем водяных паров в продуктах сгорания;

$\rho_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8038 \text{ кг/м}^3$  – плотность водяных паров в продуктах сгорания;

$\tau_{\text{H}_2\text{O}} = 2500 \text{ кДж/кг}$  – теплота конденсации водяных паров в продуктах сгорания;

$V_{\text{CO}_2} = 1,31 \text{ м}^3/\text{кг}$  – объем водяных паров в продуктах сгорания;

$\rho_{\text{CO}_2} = 1,96 \text{ кг/м}^3$  – плотность углекислого газа в продуктах сгорания;

$\tau_{\text{CO}_2} = 575 \text{ Дж/кг}$  – теплота сублимации углекислого газа при атмосферном давлении в продуктах сгорания;

$$J_{70} = (1,2 V_{\text{N}_2} c_{\text{N}_2} 70) / \rho_{\text{ПГ}} =$$

$$(1,2 \cdot 7,46 \cdot 1,294 \cdot 70) / 0,76 = 811 \text{ кДж/кг},$$

где  $V_{\text{N}_2} = 7,46 \text{ м}^3/\text{м}^3$  – объем азота в продуктах сгорания;

$c_{\text{N}_2} = 1,294 \text{ кДж/(м}^3\cdot\text{K)}$  – теплоемкость азота в продуктах сгорания при температуре  $70^\circ\text{C}$ ;

$\rho_{\text{ПГ}} = 0,76 \text{ кг/м}^3$  – плотность природного газа.

$$\begin{aligned} \Delta B &= Q_{\Sigma} / [0,8(J_{120} + V_{\text{H}_2\text{O}} \rho_{\text{H}_2\text{O}} \tau_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{CO}_2} \rho_{\text{CO}_2} \tau_{\text{CO}_2} - J_{70})] = \\ &= 341,4 / [0,8(2700 + 2,8 \cdot 0,803 \cdot 2500 + \\ &+ 1,31 \cdot 1,96 \cdot 575 - 811)] = 0,047. \end{aligned}$$

Как видно, только из 4,7 % уходящих продуктов можно сконденсировать содержащиеся в них водяные пары и полностью сублимировать  $\text{CO}_2$  в «сухой лед» и подогреть газа до  $+50^\circ\text{C}$ . При использовании всего газа котельной (0,8 кг/с) будет получаться 0,2 кг/с СПГ.

Предпочтительно при работе ГРУ кроме котельной подавать трубопроводный газ еще для близлежащих потребителей. При этом количество уходящих продуктов сгорания, из которых выделяется конденсат водяных паров и «сухой лед», будет пропорционально увеличиваться.

При общем расходе через ГРУ 5 кг/с и на котельную 1 кг/с можно будет очистить  $4,7 \cdot 5 = 23,5\%$  продуктов сгорания (получить 67 кг/ч – «сухого льда» и 190 кг/ч конденсата водяных паров) и получить 1 кг/с (3,6 т/ч) СПГ. При этом будет дополнительно получена электрическая мощность в 540 кВт.

Для удаленных котельных целесообразно доставлять недорогой СПГ, полученный как сопутствующий продукт ГРУ при котельной, в железнодорожных или автомобильных криогенных цистернах. В криогенных цистернах СПГ находится обычно под избыточным давлением порядка 0,3...0,6 МПа. Предлагаемая технологическая схема перевода котельной на СПГ пред-

ставлена на рисунке 3 [5]. СПГ в котельную перекачивают криогенными насосами, которые работают при давлении СПГ в 2–5 МПа. Перекачка СПГ как несжимаемой жидкости требует мизерного расхода энергии. СПГ при высоком давлении подвергается нагреву уходящими из котла продуктами сгорания. Полученный после подогревателя природный газ (ПГ) подается в турбодетандер с электрогенератором. После детандера ПГ и СПГ используются для охлаждения отработавших газов котлов, что позволяет получить из продуктов сгорания твердый углекислый газ, так называемый «сухой лед», и конденсат водяных паров. После отделения из продуктов сгорания «сухого льда» и конденсата водяных паров в них остается технический газообразный азот. Все получаемые побочные продукты имеют достаточно высокий рыночный спрос.

Предложенная технологическая схема работы котельной на СПГ предусматривает возможность двух вариантов работы:

Вариант 1 – стандартный, без элементов энергосбережения. СПГ «готовится» при помощи дросселирующего устройства (19), атмосферного подогревателя (11) и газораспределительного пункта ГРП (5) (рис. 3).

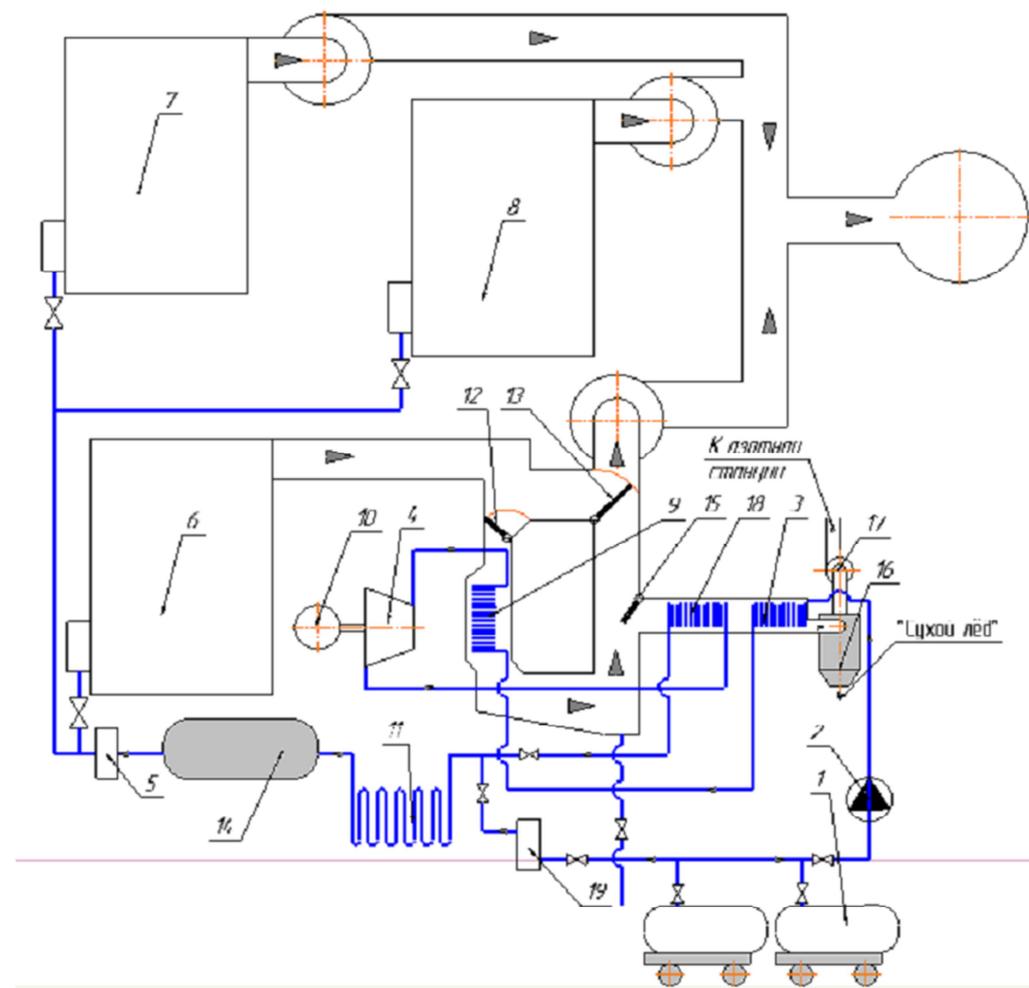


Рис. 3. Предлагаемая технологическая схема работы котельной на СПГ

Вариант 2 – с элементами энергосбережения, в котором СПГ при помощи криогенного насоса (2), подогревателей (3), (9) и (18), шиберов (12), (13) и (15), турбодетандера (4) с электрическим генератором (10), циклона для отделения «сухого льда» (16) и вытяжного вентилятора азота (17).

При работе по обычному варианту 1 СПГ под давлением в цистернах (1) через дросселирующее устройство (19) с пониженным давлением направляется в атмосферный подогреватель (11), где теплом окружающего воздуха переводится в газообразное состояние и затем через ресивер (14) и ГРП (5) подается в горелочные устройства котлов (6), (7), и (8). При этом продукты сгорания котла (6) полностью отсасываются дымососом при закрытых шиберах.

При работе по варианту 2 СПГ криогенным насосом (2) последовательно прокачивается через подогреватели (3), (9) и (18), в которые при помощи шиберов (12), (13) и (15) подается часть продуктов сгорания, достаточная для полной газификации СПГ и нагрева полученного ПГ перед подачей его в детандер (4) и на выходе из него.

Полученная из СПГ и ПГ потенциальная энергия за счет давления, созданного насосом (2), и теплоты, полученной СПГ и ПГ в подогревателях (3) и (9) (до 120–140 °С), срабатывает в газовом турбодетандере. ПГ, охлажденный в детандере (4) до температуры -62 °С, перед подачей в горелки котлов подогревается в подогревателе (18). Продукты сгорания, проходя через шиберы (12) и (13), последовательно освобождаются от сконденсированных паров воды и, после подогревателя (9), от «сухого льда» при помощи циклона (16). На выходе в продуктах сгорания остается азот, который вытяжным вентилятором (17) перекачивается в собственный ресивер (на схеме не показан).

В качестве синергетического мероприятия можно отбирать газообразный CO<sub>2</sub> и использовать его в парниковом хозяйстве при котельной как «питающее» средство для растений.

Предлагаемая технологическая схема перевода удаленных котельных региона на СПГ предусматривает регазификацию за счет теплоты отработавших газом котлов, переводя их на конденсационный режим работы, но и практически утилизировать углеродный след (провести декарбонизацию), а также получить возможность производства и реализации таких востребованных экономикой продуктов, как водяной конденсат, «сухой лед» и технический азот.

Комплексное применение предложенных авторами мероприятий по получению сопутствующего СПГ на ГРУ котельной и его газификация на котельных позволит значительно уменьшить материальные и энергетические издержки и сделает газификацию удаленных от газопроводов поселений рентабельной, не требующей государственных дотаций.

#### Литература

1. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 16 марта 2021 г. № 640-р. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202103230009> (дата обращения: 22.03.2023). – Текст : электронный.
2. Справочник по транспорту горючих газов / под редакцией К. С. Зарембо. – Москва : Гостехиздат, 1962. – 888 с.
3. Полезная модель РФ RU 60689U1 Газоредуцирующая установка.
4. АС СССР № 561853 Турбодетандер для работы на влажном газе : опубл. 15.06.1977, бюл. № 22.
5. Патент РФ №2 772 676. Система регазификации сжиженного природного газа (СПГ) котельной : опубл. 24.05.2022, бюл. № 15 / С. П. Пантлеев, В. С. Малышев.

*S.P. Pantileev, V.S. Malyshev  
Murmansk State Technical University*

#### TECHNOLOGY OF ASSOCIATED LNG PRODUCTION AND PRODUCTION OF WATER CONDENSATE AND SOLID CARBON DIOXIDE FROM BOILER HOUSE OR CHP PLANT COMBUSTION PRODUCTS

The authors propose a variant of the installation with a turbo-expander unit. In the installation the main gas, when expanding in the expander, does useful work and is cooled with the simultaneous production of electricity by the generator. The use of the unit is preferable for boiler houses where additional electrical energy is required, but an increased LNG output is not required. The main gas before entering the expander is cooled in paired heat exchangers (freezers) operating alternately. Cooling of the combustion products makes it possible to separate water vapor condensate, solid carbon dioxide (dry ice) and nitrogen from them. It will significantly reduce the material and energy costs of associated LNG production. The cost of LNG produced at the proposed plant will make it possible to make gasification of settlements remote from gas pipelines profitable, which will allow the local administration not to allocate additional subsidies for heat supply.

Liquefied natural gas (LNG), independent gasification with LNG, turbo-expander unit, power generator, gas control station, boiler house, flue combustion products, steam condensate; solid carbon dioxide (dry ice), commercial appeal.