

УДК (536.71+533.24)::621.592.2/3
DOI: 10.15372/PMTF202215090

АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

О. М. Соковнин, С. Н. Загоскин

Муромский институт (филиал) Владимирского государственного университета
им. А. Г. и Н. Г. Столетовых, Муром, Россия
E-mails: osokovnin@mail.ru, diss01@mail.ru

Рассмотрены теоретические аспекты сжижения природного газа на газораспределительной станции высокого давления с использованием открытого цикла Клода. На основе термодинамического анализа цикла показано, что существует два режима сжижения газа: в случае если начальное давление газа выше критического, процесс сжижения посредством дросселирования продукционного потока может рассматриваться как изоэнтальпический; в случае если начальное давление газа ниже критического, процесс дросселирования и сжижения газа следует рассматривать как совокупность процессов изозетропического расширения и последующего адиабатического расширения и торможения продукционного потока. Для обоих режимов разработаны математические модели и алгоритмы численного расчета процесса сжижения природного газа. Проведена оценка величины максимального выхода сжиженного газа с учетом его реальных свойств и существующих ограничений. Показано, что полученные результаты расчетов хорошо согласуются с известными экспериментальными данными.

Ключевые слова: природный газ, открытый цикл Клода, режимы сжижения, математическая модель

Введение. Сжиженный природный газ (СПГ) — один из наиболее перспективных видов энергоресурсов: объем потребления этого экологически чистого и безопасного топлива растет быстрее общего объема потребления природного газа. В настоящее время наряду с крупнотоннажным производством СПГ, локализуемым обычно в местах добычи газа, быстро развивается малотоннажное производство СПГ (до 10 т/ч), применяемого в качестве моторного топлива [1, 2].

Малотоннажное производство СПГ целесообразно размещать в районах использования, что приводит к необходимости сжижения природного газа на газораспределительных станциях (ГРС). Наличие на ГРС перепада давлений в магистральном и распределительных газопроводах позволяет существенно сократить затраты энергии на сжижение газа и как следствие стоимость СПГ для потребителей [3, 4]. Одним из эффективных способов производства СПГ на ГРС является турбодетандерный цикл среднего давления — открытый цикл Клода (рис. 1).

Поток природного газа g_1 , сжатый компрессором 1, поступает на ГРС и разделяется на турбодетандерный g_2 и продукционный g_3 потоки, направляемые в блок теплообменных аппаратов 2, где они охлаждаются обратным потоком газа g_6 . Далее поток g_2 совершает

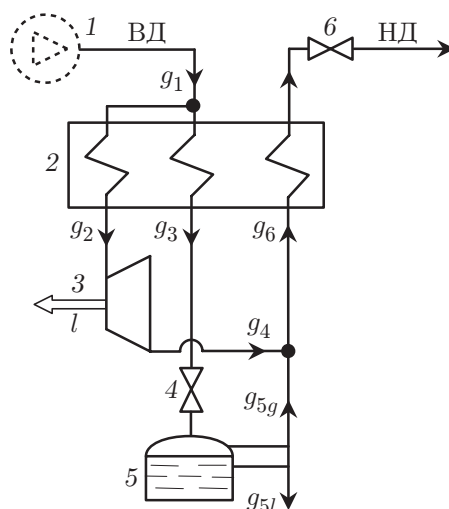


Рис. 1. Схема открытого цикла Клода для сжижения природного газа на ГРС:

1 — удаленный компрессор, 2 — блок теплообменных аппаратов, 3 — турбодетандер, 4, 6 — дроссельные редуцирующие клапаны, 5 — сборник СПГ; g_1, g_2, g_3, g_4, g_6 — входной, турбодетандерный, продукционный, охлаждающий и обратный потоки, g_{5l}, g_{5g} — потоки сжиженного и несконденсированного газов; ВД, НД — газопроводы высокого и низкого давления

техническую работу l в турбодетандере 3, расширяясь и еще более охлаждаясь, а поток g_3 дросселируется в клапане 4, затем частично конденсируется в сборнике сжиженного газа 5 (поток g_{5l}). Обратный поток g_6 (сумма охлаждающего потока g_4 из турбодетандера и потока несконденсированного газа g_{5g}) после прохождения блока теплообменных аппаратов редуцируется в клапане 6 до давления распределительной сети и по газопроводу низкого давления подается потребителям.

В проекте Программы развития малотоннажного производства и использования СПГ в России цикл Клода рекомендуется принять в качестве основной технологии сжижения природного газа на ГРС [4].

Термодинамический анализ цикла Клода показывает, что параметры продукционного потока после дросселирования зависят от соотношения его начального p_1 и критического p_{cr} давлений (для основного компонента природного газа — метана — $p_{cr} = 4,63$ МПа [5]). При $p_1 \geq p_{cr}$ дросселирование с давления p_1 до давления p_2 можно считать изоэнтальпическим (процесс 3–5_l на рис. 2, а). При $p_1 < p_{cr}$ изоэнтальпическое дросселирование продукционного потока не обеспечивает его сжижение. Так, метан с температурой $T_3 = 195$ К и давлением $p_1 = 4,0$ МПа при изоэнтальпическом дросселировании до давления $p_2 = 1,3$ МПа переходит в перегретый пар с параметрами $T_5 = 170,7$ К, $s_5 = 8,943$ кДж/(кг·К) (процесс 3–5_g на рис. 2, б). В этом случае сжижение газа происходит следующим образом. Очевидно, при $p_1 < p_{cr}$ процесс дросселирования включает последовательное изоэнтропическое расширение с давления p_1 до $p_0 = \beta_{cr} p_1$ (процесс 3–0) и адиабатическое расширение и торможение с давления p_0 до p_2 (процесс 0–5) (см. рис. 2, б) [6, 7]. В процессе 3–0 газ переходит во влажный пар, в процессе 0–5 одна часть пара сжижается (процесс 0–5_l), а другая переходит в сухой пар и испаряется (процесс 5_l–5_g). В течение цикла возможно также образование газовых гидратов в турбодетандере и трубопроводной арматуре при охлаждении газа, вследствие чего нарушается технологический режим процесса сжижения. Для решения проблемы “... необходимо или повышать температуру газа перед детандером (что снижает производительность сжижения), или создавать детандер, работающий в области влажного пара (новое конструктивное решение)” [2. С. 214–215].

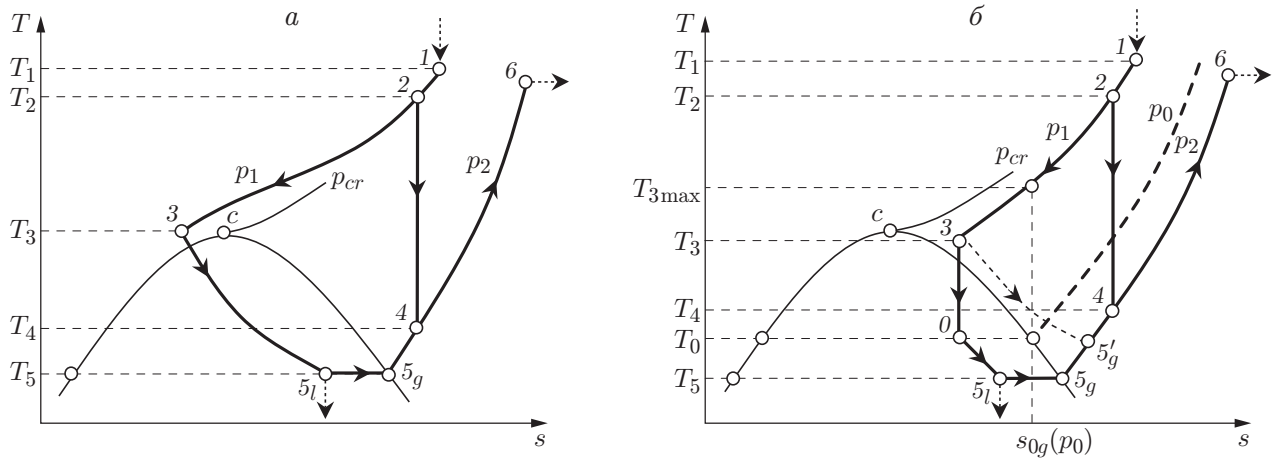


Рис. 2. $(T-s)$ -диаграмма открытого цикла Клода для различных значений начального давления:

$a — p_1 \geq p_{cr}$, $b — p_1 < p_{cr}$

Оба этих способа имеют существенные недостатки: нагрев газа, охлаждаемого затем в турбодетандере, требует дополнительных затрат энергии и противоречит самой сути процесса сжижения, а для разработки принципиально нового устройства необходимы время и значительные средства. Более целесообразно не допускать конденсации потока g_4 после прохождения турбодетандера. При этом температура газа может быть достаточно низкой и обеспечивать необходимое охлаждение потока g_3 перед дросселированием.

Выход СПГ в цикле Клода увеличивается при уменьшении температуры продукционного потока g_3 в блоке теплообменных аппаратов вследствие увеличения доли конденсата после дросселирования (на рис. 2 кривые процесса $3-5_l$ смещаются влево). Это достигается путем увеличения расхода турбодетандерного (охлаждающего) потока, что, в свою очередь, снижает расход продукционного потока (см. рис. 1) и выход СПГ. Таким образом, необходима оптимизация расходов турбодетандерного и продукционного потоков при исключении образования газовых гидратов в турбодетандере и за ним.

Целью настоящей работы является определение оптимальных режимов сжижения природного газа в открытом цикле Клода с учетом соотношения начального и критического давлений газа и имеющихся технологических ограничений.

1. Постановка задачи. Будем полагать, что процесс сжижения природного газа происходит стационарно при давлении на входе p_1 и температуре T_1 , перепаде давлений газа в турбодетандере и дроссельном клапане p_1/p_2 , относительном расходе продукционного потока g_3 (расходе природного газа на входе $g_1 = 1$).

При существующих значениях давлений p_1 и p_2 природного газа порядка нескольких мегапаскалей используем уравнение состояния реального газа

$$pv = zRT,$$

где v — удельный объем, $\text{м}^3/\text{кг}$; z — коэффициент сверхсжимаемости реального газа; R — газовая постоянная, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$. В качестве физических характеристик газа используем характеристики метана [5], объемная доля которого в природном газе может достигать 98 % [8].

1.1. *Массовый и тепловой баланс процесса сжижения газа при $p_1 \geq p_{cr}$.* Выразим относительные расходы газа через расход потока g_3 :

$$g_2 = g_4 = 1 - g_3; \quad (1)$$

$$g_{5g} = (1 - y)g_3;$$

$$g_{5l} = yg_3; \quad (2)$$

$$g_6 = g_4 + g_{5g} = 1 - yg_3. \quad (3)$$

Здесь y — степень влажности газа, определяемая из соотношения

$$y = (h_{5g} - h_3)/(h_{5g} - h_{5l}). \quad (4)$$

Уравнение теплового баланса процесса сжижения имеет вид

$$g_1 h_1 = g_2(h_2 - h_4) + g_{5l} h_{5l} + g_6 h_7. \quad (5)$$

Из (5) с учетом уравнений (2), (3) получаем

$$h_1 = g_2(h_2 - h_4) + yg_3 h_{5l} + (1 - yg_3) h_7. \quad (6)$$

Поскольку давление p_2 задается, энтальпии h_{5l} и h_{5g} известны и уравнения (4), (6) содержат неизвестные величины h_2 , h_3 , h_7 (энтальпия h_4 охлаждающего потока g_4 однозначно определяется величиной энтальпии h_2 изоэнтропически расширяющегося турбодетандерного потока g_2). Для замыкания системы уравнений выразим количество теплоты q_2 и q_3 , передаваемое в блоке теплообменных аппаратов обратному потоку g_6 потоками g_2 и g_3 , следующим образом:

$$q_2 = g_2(h_1 - h_2), \quad q_3 = g_3(h_1 - h_3).$$

В предположении, что условия теплопередачи являются одинаковыми (т. е. потоки g_2 и g_3 движутся в конструктивно идентичных трубных пучках с одинаковой скоростью), отношение q_2/q_3 передаваемой потоку g_6 теплоты равно отношению площадей поверхностей теплопередачи S_2/S_3 трубных пучков потоков g_2 и g_3 :

$$\frac{q_2}{q_3} = \frac{(1 - g_3)(h_1 - h_2)}{g_3(h_1 - h_3)} = \frac{S_2}{S_3}. \quad (7)$$

При равной длине трубных пучков потоков g_2 и g_3 $q_2/q_3 = g_2/g_3$ и $h_2 = h_3$. Поскольку температура T_3 продукционного потока g_3 ниже температуры T_2 турбодетандерного потока g_2 (см. рис. 2), длина трубного пучка потока g_3 больше, чем для соответствующей длины потока g_2 , а отношение $S_2/S_3 < g_2/g_3$.

Для исключения образования гидратов температура T_4 потока g_4 должна быть выше температуры конденсации газа T_5 (1,05 — коэффициент запаса):

$$T_4 \geq 1,05T_5. \quad (8)$$

Также согласно второму закону термодинамики температура T_3 потока g_3 на выходе из блока теплообменных аппаратов должна быть выше температуры T_6 потока g_6 на входе в этот блок, а температура T_7 потока g_6 на выходе из него — ниже (не менее чем на $3 \div 5$ °C [9. С. 341]) температуры T_1 потока g_1 :

$$T_3 > T_6; \quad (9)$$

$$T_7 \leq T_1 - 5. \quad (10)$$

Входящая в (9) температура $T_6(h_6)$ определяется из уравнения

$$g_2 h_4 + g_{5g} h_{5g} = g_6 h_6. \quad (11)$$

1.2. *Алгоритм решения системы уравнений (4), (6), (7).* Алгоритм включает следующие шаги.

1. По начальной температуре T_1 и давлению p_1 природного газа (метана) находим его энтальпию h_1 , по конечному давлению p_2 — энтальпии h_{5l} и h_{5g} [5], по перепаду давлений p_1/p_2 — число ступеней турбодетандера $n \geq (p_1/p_2)\beta_{cr}$, обеспечивающее изоэнтропическое расширение турбодетандерного потока.

2. Задавая расход продукционного потока g_3 и варьируя для каждого его значения степень влажности y , из уравнений (2), (4) находим энтальпию h_3 и расход СПГ g_{5l} , а зная энтальпию h_3 — температуру T_3 .

3. Задавая отношение площадей поверхностей теплопередачи S_2/S_3 трубных пучков потоков g_2 и g_3 , из уравнения (7) для каждого значения энтальпии h_3 определяем величину энтальпии h_2 .

4. По энтальпии h_2 находим температуру T_2 и энтропию $s_2(p_1) = s_4(p_2)$ потока g_2 , затем — энтальпию h_4 и температуру T_4 потока g_4 и проверяем условие (8).

5. Из уравнений (11), (6) рассчитываем энтальпию h_6 и h_7 , по этим значениям находим температуры $T_6(h_6)$ и $T_7(h_7)$ и проверяем выполнение условий (9), (10).

1.3. *Массовый и тепловой баланс процесса сжижения газа при $p_1 < p_{cr}$.* В данном режиме сжижение газа возможно, если температура потока g_3 до дросселирования ниже температуры $T_{3\max}$, соответствующей энтропии сухих насыщенных паров газа $s_{0g}(p_0)$ (см. рис. 2,б).

Наряду с уравнениями (1), (3), (6), (7) используем соотношения

$$g_{0l} = y_0 g_3; \quad (12)$$

$$g_{5g} = g_3 - g_{5l}; \quad (13)$$

$$g_3 h_0 = g_{0l} h_{0l} + g_{0g} h_{0g} = g_{5g} h_{5g} + g_{5l} h_{5l}. \quad (14)$$

Степень влажности газа y_0 при давлении p_0 определяется по формуле

$$y_0 = (s_{0g} - s_3)/(s_{0g} - s_{0l}). \quad (15)$$

1.4. *Алгоритм решения системы уравнений (6), (7), (12)–(15).* Алгоритм включает следующие шаги.

1. По начальной температуре T_1 и давлению p_1 природного газа (метана) находим его энтальпию h_1 , энтропию s_{1l} и температуру конденсации T_{1l} .

2. Поскольку показатель адиабаты $k(T)$ потока газа g_3 изменяется незначительно (менее чем на 3 %) и его температура T_3 должна быть насколько возможно меньшей, значение k определяем при $1,05T_{1l}$. Затем рассчитываем β_{cr} , давление $p_0 = \beta_{cr} p_1$, а по нему — температуру T_0 , энтропии s_{0l} , s_{0g} и энтальпии h_{0l} , h_{0g} .

3. Задавая степень влажности газа y_0 , для каждого ее значения по формуле (15) находим энтропию $s_0 = s_3$ и проверяем выполнение условия $s_0 < s_{0g}$.

4. Задавая расход потока g_3 , из уравнения (12) определяем расход g_{0l} и энтальпию h_0 потока СПГ, а по значению энтропии $s_3(p_1)$ — температуру T_3 и энтальпию h_3 потока g_3 , затем из уравнений (13), (14) — выход СПГ g_{5l} .

Дальнейшие шаги аналогичны шагам 3–5 алгоритма расчета процесса сжижения газа при $p_1 \geq p_{cr}$.

Разработанные математические модели и алгоритмы использовались для расчета процесса сжижения природного газа с использованием открытого цикла Клода. Задача решалась при следующих значениях параметров: начальная температура газа $T_1 = 280$ К, начальное давление газа $p_1 = 5,5; 4,0$ МПа, начальная энтальпия газа $h_1 = 1093,5; 1111,5$ кДж/кг, начальная энтропия газа $s_1 = 9,238; 9,449$ кДж/(кг · К), конечное давление газа $p_2 = 1,3$ МПа.

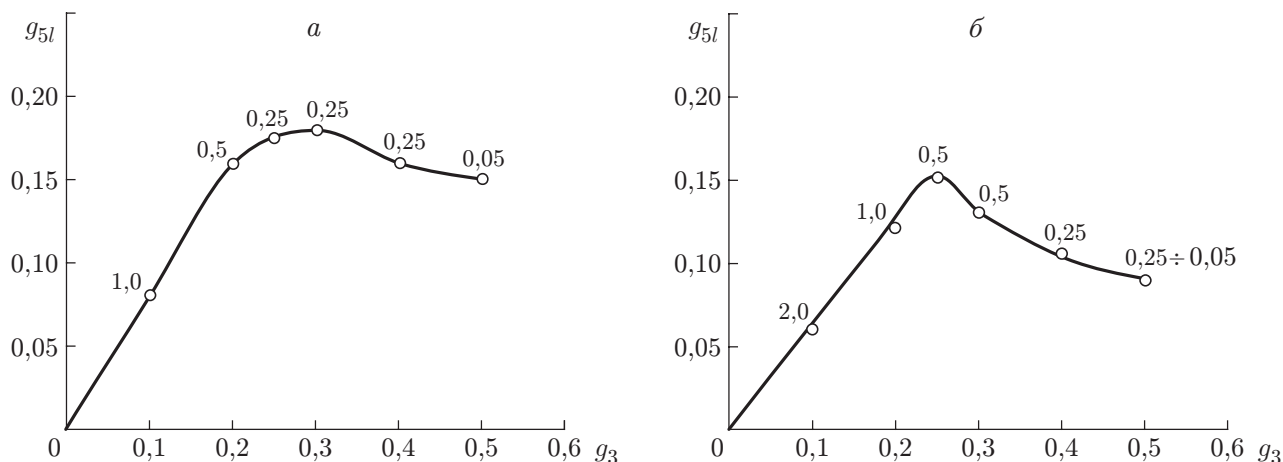


Рис. 3. Зависимость выхода СПГ g_{5l} от относительного расхода продукционного потока g_3 при $p_1 \geq p_{cr}$ (а) и $p_1 < p_{cr}$ (б) (точки — значения отношения площадей поверхностей теплопередачи трубных пучков S_2/S_3 потоков g_2 и g_3 в блоке теплообменных аппаратов)

2. Обсуждение результатов. Зависимости выхода СПГ g_{5l} от расхода продукционного потока g_3 при начальном давлении p_1 сжижаемого газа выше и ниже критического p_{cr} приведены на рис. 3. Видно, что в обоих режимах выход СПГ линейно увеличивается при расходах потока $g_3 \leq 0,2$, затем достигает максимума и уменьшается. В случае $p_1 \geq p_{cr}$ величина $g_{5l \max} = 0,18$ при $g_3 = 0,30$, в случае $p_1 < p_{cr}$ $g_{5l \max} = 0,15$ при $g_3 = 0,25$. Это обусловлено тем, что при $p_1 \geq p_{cr}$ степень охлаждения расширяющегося до фиксированного давления p_2 турбодетандерного потока и количество отводимой им от продукционного потока теплоты больше, чем при $p_1 < p_{cr}$.

Наличие максимума зависимости $g_{5l}(g_3)$ объясняется тем, что сначала при малом расходе потока g_3 обеспечиваются его достаточное охлаждение и высокая степень влажности после дросселирования, при этом выход СПГ g_{5l} увеличивается с ростом расхода потока g_3 . Затем по мере увеличения расхода потока g_3 снижается расход параллельного охлаждающего потока g_4 , а вместе с ним — охлаждение, конечная степень влажности потока g_3 и выход СПГ g_{5l} .

Отношение S_2/S_3 площадей поверхностей трубных пучков потоков g_2 и g_3 при увеличении расхода потока g_3 в обоих режимах уменьшается, так как увеличивается необходимая для его охлаждения площадь поверхности теплопередачи S_3 .

Основным фактором, ограничивающим выход СПГ, является минимальное значение температуры T_3 продукционного потока на выходе из блока теплообменных аппаратов. Условие поддержания температуры T_4 охлаждающего потока выше температуры образования газовых гидратов является менее жестким: расчеты показывают, что минимальное значение температуры T_4 может превышать температуру конденсации метана на 10 % и при рассматриваемых значениях p_1/p_2 составлять приблизительно 170 К.

Следует отметить, что во всем рассматриваемом диапазоне давлений и температур сжижаемого природного газа (метана) (от 5,5 до 1,3 МПа и от 280 К до температуры сжижения) значения его дифференциального коэффициента Джоуля — Томсона α_h (адиабатический дроссель-эффект) остаются положительными (смены знака коэффициента не происходит), и температура дросселируемого газа монотонно уменьшается. Причем с уменьшением давления и температуры значения коэффициента α_h возрастают, т. е. интенсивность и термодинамическая эффективность процесса сжижения увеличиваются. Так,

если при начальном давлении 5,5 МПа и температуре 280 К значение коэффициента равно $\alpha_h = 4,52$ К/МПа, то при давлении 1,3 МПа и температуре 185 К $\alpha_h = 11,3$ К/МПа (табл. II.18 в [5]).

Результаты, полученные в настоящей работе, согласуются с известными экспериментальными данными. Так, в [10] указано, что относительный расход турбодетандерного потока g_2 в цикле Клода составляет приблизительно 0,75. В этом случае расход продукционного потока g_3 равен 0,25, что соответствует оптимальному расчетному значению $g_3 = 0,25 \div 0,30$.

Согласно [11] коэффициент сжижения природного газа в открытом цикле Клода составляет $0,12 \div 0,18$. Поскольку коэффициент сжижения определяется как отношение масс сжиженного и исходного газов, т. е. является аналогом относительного расхода СПГ g_{5l} , можно сделать вывод, что экспериментальные и расчетные ($g_{5l \max} = 0,15 \div 0,18$) данные хорошо согласуются.

В работе [12] представлены результаты математического моделирования открытого цикла Клода при переменном входном давлении природного газа $p_1 = 2,5 \div 4,0$ МПа и постоянном давлении обратного потока $p_2 = 0,6$ МПа, что характерно для работы ГРС. Значение коэффициента сжижения газа с учетом изэнтропического КПД турбодетандера, изменяющегося с ростом давления p_1 от 0,65 до 0,80, находится в диапазоне $0,07 \div 0,15$, причем наименьшее значение соответствовало давлению $p_1 = 2,5$ МПа, наибольшее — давлению, равному 4,0 МПа (рис. 3, табл. 2 в [12]). Эти результаты также хорошо согласуются с полученными значениями выхода СПГ, в случае если давление природного газа ниже критического.

Одной из проблем производства СПГ на ГРС является проблема очистки газа от высококипящих компонентов, что обусловлено нормативными требованиями к составу сжиженного газа [13], а также опасностью кристаллизации в нем данных компонентов и нарушением работы технологического оборудования. Так, согласно [13] при использовании СПГ для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок молярная доля метана в нем должна составлять не менее 99,0 % (марка А), 80,0 % (марка Б) и 75,0 % (марка В). Обеспечение указанных норм требует высокой степени очистки исходного природного газа при минимально необходимых затратах.

Для повышения технико-экономической эффективности процесса сжижения природного газа на ГРС в цикле Клода предложено проводить адсорбцию высококипящих компонентов лишь из продукционного потока, а турбодетандерный поток, расход которого достигает 75 % общего расхода обрабатываемого в цикле газа, подвергать только осушке [14].

В работе [15] отмечается высокая энергетическая эффективность детандерных циклов, в которых используется перепад давления между газопроводом и газораспределительной сетью, причем увеличение давления перерабатываемого газа до $7 \div 8$ МПа и предварительное охлаждение детандерного потока обеспечивают значительное снижение энергозатрат. В качестве недостатков этой технологии указаны малое значение коэффициента сжижения ($0,15 \div 0,17$) (по сравнению с каскадными циклами, использующими внешние хладагенты) и большие площади поверхностей теплообменных аппаратов.

Приведенные выше значения коэффициента сжижения природного газа соответствуют полученным в настоящей работе. Заметим, что отмеченная в [15] малая величина коэффициента сжижения в цикле, работающем за счет энергии давления сжижаемого газа, не является его недостатком. Одной из основных характеристик циклов сжижения является энергетическая эффективность, оцениваемая отношением затрат энергии к массе сжиженного газа. Как отмечено в [15], для детандерного цикла это отношение наибольшее.

Показатели работы российских малотоннажных опытно-промышленных установок получения СПГ на ГРС рассмотрены в работе [16]. В частности, реализованный на ГРС-4 г. Екатеринбурга дроссельно-детандерный цикл Клода характеризуется наименьшим энергопотреблением ($10 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ СПГ) при коэффициенте сжижения 0,11 (табл. 1 в [16]), причем энергия расходуется лишь на вспомогательные нужды: привод смазочного насоса турбодетандера, криогенного насоса для отгрузки СПГ, систем контроля и автоматики и т. п. Указанное в [16] значение коэффициента сжижения природного газа в цикле Клода также близко к полученным расчетным значениям.

Заключение. В работе установлено, что алгоритмы расчета процесса сжижения газа в цикле Клода при начальных давлениях газа выше и ниже критического качественно различаются. Для обоих режимов на основе термодинамического подхода разработаны математические модели процесса сжижения природного газа с использованием открытого цикла Клода, составлены алгоритмы расчета выхода СПГ с учетом реальных свойств газа, режимных и конструктивных параметров цикла, а также имеющихся термодинамических и технологических ограничений. Проведены анализ и физическое обоснование полученных результатов, их сравнение с известными экспериментальными и расчетными данными.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Кондратенко С. Е.** Перспективы применения сжиженного природного газа в качестве моторного топлива в России // Газовая пром-сть. 2017. № 4. С. 76–82.
2. **Флагман** газовой науки. ВНИИГАЗу — 70 лет. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018.
3. **Горбачев С. П., Люгай С. В., Медведков И. С.** Проблемы и перспективы производства СПГ на газораспределительных станциях // Газовая пром-сть. 2015. Спецвыпуск. № 728. С. 45–49.
4. **Горбачев С. П., Дроздов Ю. В., Кириенко К. И. и др.** Методические подходы к формированию программ малотоннажного производства и использования сжиженного природного газа // Вести газовой науки: Науч.-техн. сб. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. № 1. С. 227–240.
5. **Сычев В. В.** Термодинамические свойства метана / В. В. Сычев, В. А. Вассерман, А. Д. Загорученко, А. А. Козлов, Г. А. Спиридонов, В. А. Цымарный. М.: Изд-во стандартов, 1979.
6. **Соковнин О. М., Загоскина Н. В., Загоскин С. Н.** Использование термодинамического подхода для оценки снижения температуры природного газа в регуляторе давления // ПМТФ. 2019. Т. 60, № 3. С. 60–66.
7. **Соковнин О. М., Загоскин С. Н.** Оценка изменения температуры природного газа в регуляторе давления // Пром. энергетика. 2019. № 8. С. 30–35.
8. **Вяхирев Р. И.** Теория и опыт добычи газа / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев, Н. И. Кабанов. М.: Недра, 1998.
9. **Касаткин А. Г.** Основные процессы и аппараты химической технологии. М.: Химия, 1973.
10. **Dincer I.** Refrigeration systems and applications / I. Dincer, M. Kanoglu. Chichester: John Wiley and Sons, 2010.
11. **Горбачев С. П., Медведков И. С.** Технологии производства СПГ на ГРС в условиях ограничений по расходу газа // Газовая пром-сть. 2019. № 2. С. 66–71.
12. **Горбачев С. П., Логинов А. А.** Особенности производства СПГ на газораспределительных станциях при переменном давлении в магистральном газопроводе // Транспорт на альтернативном топливе. 2008. № 4. С. 66–69.
13. **ГОСТ Р 56021-2014.** Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия. Введ. 15.05.2014. М.: Стандартинформ, 2014.

14. **Горбачев С. П., Люгай С. В., Самсонов Р. О.** Технология производства СПГ на газораспределительных станциях при повышенном содержании диоксида углерода в сетевом газе // Техн. газы. 2010. № 3. С. 48–52.
15. **Лавренченко Г. К., Копытин А. В.** Криогенные комплексы производства и отгрузки СПГ, его приема, хранения и регазификации в системе международной торговли // Техн. газы. 2010. № 3. С. 2–19.
16. **Кондратенко А. Д., Карпов А. Б., Козлов А. М., Мещерин И. В.** Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа // Нефтегазохимия. 2016. № 4. С. 31–36.

*Поступила в редакцию 14/III 2022 г.,
после доработки — 14/III 2022 г.
Принята к публикации 29/VIII 2022 г.*
