

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2024, Том 16, № 4 / 2024, Vol. 16, Iss. 4 <https://esj.today/issue-4-2024.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/14NZVN424.pdf>

2.1.3. Теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение (технические науки)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Куличков, С. В. Получение сжиженного природного газа различных марок на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции / С. В. Куличков, Э. М. Колос, И. И. Малышев, А. И. Гулевич, С. А. Глобенко, Е. А. Максимов // Вестник евразийской науки. — 2024. — Т. 16. — № 4. — URL: <https://esj.today/PDF/14NZVN424.pdf>

For citation:

Kulichkov S.V., Kolos E.M., Malyshev I.I., Gulevich A.I., Globenko S.A., Maximov E.A. Generation of liquefied natural gas of different grades at the automobile gas-filling compressor station. *The Eurasian Scientific Journal*. 2024;16(4): 14NZVN424. Available at: <https://esj.today/PDF/14NZVN424.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.)

УДК 533.2

Куличков Сергей Владимирович

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
Доцент
Кандидат технических наук, доцент
E-mail: kulichkov.sv@dvfu.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9858-2085>
РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=994628

Колос Эдвард Михайлович

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
E-mail: kolos.edvard@yandex.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0216-1559>
РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1175413

Малышев Илья Игоревич

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
E-mail: malyshev.ii@dvfu.ru

Гулевич Александр Игоревич

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
E-mail: gulevich.ai@dvfu.ru

Глобенко Сергей Алексеевич

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
E-mail: globenko.sa@dvfu.ru

Максимов Егор Андреевич

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия
E-mail: maksimov.ean@dvfu.ru

**Получение сжиженного природного
газа различных марок на автомобильной
газонаполнительной компрессорной станции**

Аннотация. Рассматривая отечественную отрасль сжиженного природного газа, необходимо отметить, что значительные успехи были достигнуты в сфере малотоннажного производства. С 1997 года на технологических площадках ряда автомобильных газонаполнительных компрессорных станций и газораспределительных станций вводились в эксплуатацию комплексы сжижения природного газа, работающие на дроссельном, дроссельном высокого давления, детандерном и эжекторном циклах. Продукция этих производств применяется для автономного газоснабжения, бункеровки судов, в качестве газомоторного топлива, силовых установок локомотивов и самолетов. Ключевым фактором, ограничивающим внедрение малотоннажного производства, выступают требования к его качеству. Статья ставит целью разработку схемы производства сжиженного природного газа более с показателями, определенными для различных марок сырья в нормативной документации. Решением послужило двухступенчатое сжижение природного газа: первичное (с получением газа для коммунального и бытового потребления и в качестве газомоторного топлива) и вторичное (с получением топлива для газотурбинных установок). Компьютерная модель двух процессов выполнена с использованием программного комплекса DWSIM, анализ модели позволил получить сведения о потреблении энергии установкой и свойствах получаемой продукции. Другим важным фактором индустрии сжиженного природного газа, которому уделено внимание в исследовании, выступает энергоэффективность производства. С учетом того, что стандартные отечественные установки работают с энергетическими затратами в пределах 400–800 кВт·ч/т, авторами проведена сравнительная оценка изучаемого процесса на основе данных, полученных в других исследованиях. Удельные энергозатраты на производство сжиженного природного газа марки А составили наиболее высокую величину, сопоставимую с азотным циклом.

Ключевые слова: малотоннажное производство; автомобильная газонаполнительная компрессорная станция; комплекс сжижения природного газа; удельные энергозатраты; коэффициент ожижения; норматив качества сжиженного газа; двухэтапное сжижение

Введение

Малотоннажный сжиженный природный газ (СПГ) является нижним ярусом СПГ-индустрии, включающим локальные криогенные комплексы производительностью менее 80 тыс. т/год или 20 т/час. В отличие от крупно- и среднетоннажной, малотоннажная СПГ-индустрия участвует непосредственно в процессе распределения сырья между потребителями, в числе которых выступают: транспорт на газомоторном топливе, домохозяйства, а также промышленные предприятия наряду с теплоисточниками и электростанциями.

Производство СПГ на АГНКС (автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях) чаще всего тяготеет к крупным логистическим коридорам, узлам и промышленным кластерам [1]. Основное преимущество таких систем — использование высоких давлений, получаемых на выходе компрессоров, для получения низких температур при расширении основного потока газа или его части [2]. На таком принципе основываются ключевые криогенные циклы: дроссельный высокого давления, дроссельно-детандерный, дроссельно-эжекторный [3; 4] — где в качестве хладагента используется обратный поток газа, расширяемого в дроссельных, детандерных или эжекторных агрегатах. Простота реализации и содержания указанных малотоннажных производств позволяет достичь более низкого срока окупаемости проектов в целом [5].

В России активно развивается практика организации малотоннажного производства, берущая свое начало в 1997 году, когда был реализован проект комплекса сжижения природного газа (КСПГ) на базе АГНКС-500 в городе Петергоф производительность 1 т/ч

(8 тыс. т/год). На данный же момент суммарная мощность российских малотоннажных СПГ-комплексов составляет свыше 260 тыс. т/год.

На данный момент хорошо изучено влияние перепадов давления [6; 7] и расхода [8] на работу КСПГ на базе газораспределительных станций (ГРС) и АГНКС, а также влияние наличия высокомолекулярных соединений газа на криогенный процесс [9]. В качестве ключевых контролируемых параметров устанавливаются коэффициент ожижения цикла и удельные энергетические затраты. Меньшее внимание уделяется характеристикам получаемого газа и подтверждению его соответствия нормативным показателям.

Основной целью исследования является получение характеристик криогенного цикла производства СПГ на АГНКС и анализ возможности производства СПГ-сырья с заданным качеством. Задачи исследования заключались в поиске программных средств для построения компьютерной модели, определении характеристик работы процесса и свойств производимого сырья, оценка соответствия их нормам, а также заключение о возможности конфигурации КСПГ, производящего СПГ различного качества.

1. Методы и материалы

Основной характеристикой криогенных процессов выступает коэффициент ожижения, равный отношению массовой производительности сжижаемого газа к исходному потоку:

$$K_L = \frac{G_{СПГ}}{G_{ПГ}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $G_{СПГ}$ — массовый расход сжиженного природного газа, кг/час; $G_{ПГ}$ — массовый расход природного газа на входе установки, кг/час.

Оценка экономичности работы технологии производится по величине удельных энергозатрат:

$$W = W_k + W_{bc}, \quad (2)$$

где W_k — расход энергии непосредственно на процесс сжижения (на работу компрессоров, криогенных насосов, холодильной машины), кВт·ч/т; W_{bc} — расход энергии на вспомогательные нужды предприятия (отопление, вентиляцию, работу адсорбционных установок), кВт·ч/т. Примечательно, что последний показатель относительно мал в сравнении с энергией [3], расходуемой технологическими комплексами непосредственно для получения СПГ, а следовательно, может быть задан на уровне 10 кВт·ч/т.

Основным ограничением применения СПГ выступают требования к его качеству. В ГОСТ 34894-2022 «Газ природный сжиженный. Технические условия» выделяются три марки: А — для авиационных газотурбинных двигателей; Б — для газомоторных автомобильных двигателей; В — для энергетических установок и удовлетворения индивидуальных бытовых и коммунальных нужд.

В целом же, схема КСПГ, производящего одновременно СПГ различных марок для удовлетворения различных нужд, может выглядеть следующим образом (рис. 1). Газ, подаваемый из магистрального газопровода или газораспределительной сети, содержащий значительное содержание высокомолекулярных углеводородных газов, компримируется до 25 МПа, проходит очистку от серосодержащих соединений, двуокиси углерода и механических примесей, а затем охлаждается в многоходовом теплообменнике обратными потоками газа (схематично не представлены). Дополнительно температура потока понижается в фреоновой холодильной машине, и на выходе блока сжижения 1 получают СПГ марок Б, В.

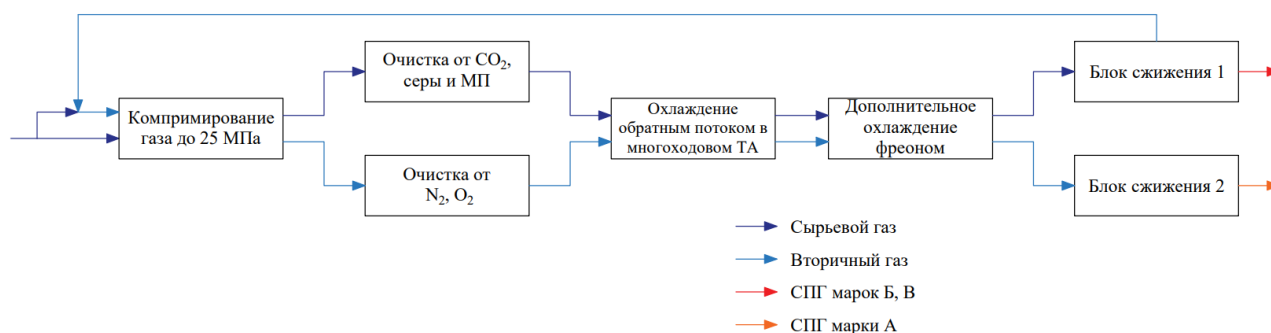


Рисунок 1. Принципиальная схема процессов на КСПГ при двухэтапном сжижении (составлено авторами самостоятельно)

Обратный поток испарившегося газа, поступающий из блока сжижения 1, смешивается с первичным газом и поступает на вход компрессоров. После этого из газа удаляются низкокипящие компоненты: азот и, при необходимости, кислород и водород. Затем, проведя уже стандартный процесс переохлаждения и сжижения, на выходе блока сжижения 2 получают СПГ марки А. Испарившийся поток газа из блока сжижения 2 используется для технологических нужд: в качестве топливного газа приводных двигателей компрессоров, для отопления; а также поставляется потребителям в виде компримированного газа на АГНКС.

Модель криогенного процесса выполнена в ПК-симуляторе химических процессов DWSIM. Дроссельный цикл высокого давления (рис. 2) устроен следующим образом. Газ из газораспределительной сети высокого давления (1,2 МПа) при температуре 15°C поступает на всас компрессора К, где нагнетается до 25 МПа. Излишний нагрев снимается холодильником X1, после чего газ проходит блок очистки и осушки, где отделяются негорючие компоненты, влага и механические примеси. Очищенный газ подается в теплообменный аппарат высокого давления ТА1, где охлаждается обратным потоком газа до 2,5°C. После этого газ поступает в блок дополнительного охлаждения фреоном. В качестве хладагента в системе используется R22. После этого газ при температуре — 37,5°C попадает в теплообменный аппарат ТА3, отдавая теплоту потоку испарившегося газа, далее — в дроссель Др, где расширяется до 0,7 МПа, понижая свою температуру до -128,6°C. После этого поток в виде влажного пара поступает в сепаратор С, где происходит отбор жидкой фазы. Обратный поток из сепаратора проходит последовательно ТА3, ТА1 и подается в рецикл — на всас КА.

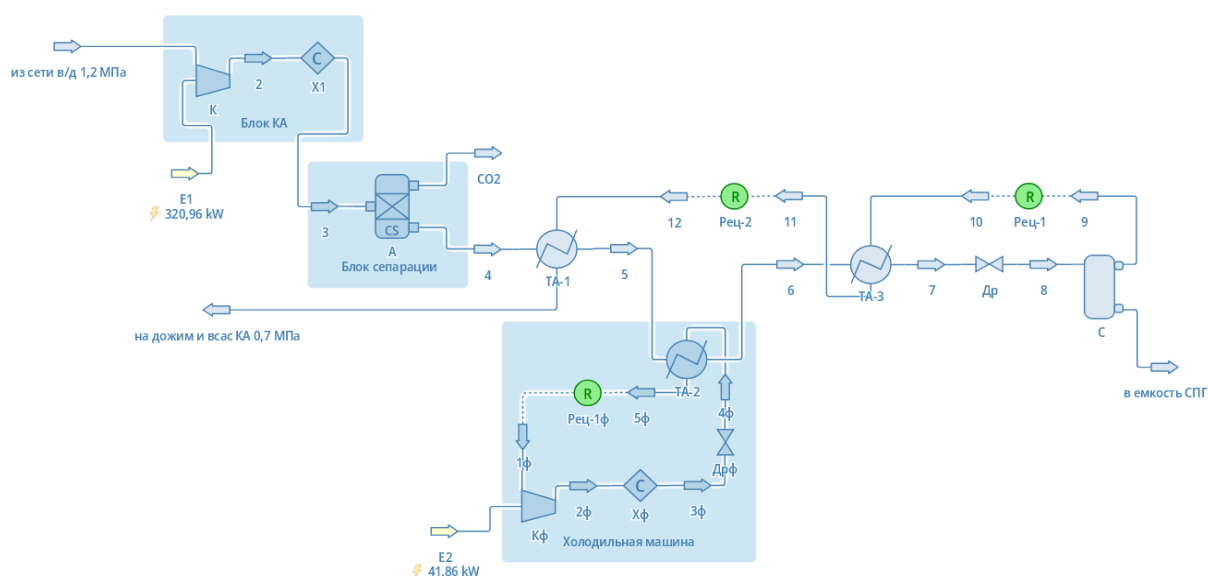


Рисунок 2. Модель дроссельно-детандерного процесса с дополнительным фреоновым охлаждением (получено авторами при работе в ПО DWSIM)

Для исходного природного газа был задан следующий мольный состав: метан — 93,1769 %, этан — 4,1493 %, пропан — 1,2707 %, н-бутан — 0,19 %, и-бутан — 0,1918 %, и-пентан — 0,0346 %, н-пентан — 0,0245 %, неопентан — 0,0016 %, гексан — 0,0173 %, двуокись углерода — 0,3824 %, кислород — 0,0043 %, азот — 0,5566 %. Массовый расход потока на входе составляет 1 500 кг/ч. В адсорбере А происходит удаление негорючих компонентов (в данном случае — двуокиси углерода) с эффективностью 98,5 %.

Эффективность работы процесса определяется по величине удельных энергозатрат, рассчитываемых из значения мощности на валу компрессора блока компримирования и компрессора холодильной машины. Расчет полных энергозатрат производится согласно выражению (2).

Стабильность и адаптивность работы цикла изучается путем задания различных значений исходных величин: давления, массовой производительности, температуры входящего потока.

Следующим этапом является определение свойств полученного сырья. Для этого используется блок Compound Amounts из свойств материального потока.

Расчет плотности, относительной плотности по воздуху, низшей объемной теплоты сгорания, числа Воббе регазифицированного СПГ производится в соответствии с методикой ГОСТ 31369-2021.

Нормативная методика определения метанового числа приведена в ГОСТ 34704-2020. Однако, для оценки может быть применена упрощенная методика расчета через октановое число с использованием эмпирических зависимостей [10]:

$$MI = 1,624MON - 119,1 \quad (3)$$

$$MON = 137,78x_{C1} + 29,948x_{C2} - 18,193x_{C3} - 167,062x_{C4} + 181,233x_{CO_2} + 26,994x_{N_2} \quad (4)$$

где MI — метановое число газа; MON — октановое число газа; x_{C1} — мольная доля метана; x_{C2} — мольная доля этана; x_{C3} — мольная доля пропана; x_{C4} — мольная доля бутана и высших компонентов; x_{CO_2} — мольная доля двуокиси углерода; x_{N_2} — мольная доля азота.

Полученные показатели сопоставляются с нормативными требованиями ГОСТ 34894-2022. Авторами предполагается, что в ходе отделения компонентов с более высокой температурой кипения, после прохождения цикла будет получен поток газа с большим содержанием низкокипящих газов, следовательно, целесообразно производить повторное сжижение по идентичной схеме. Итоговые энергозатраты установки можно оценить следующим образом:

$$W = W_{исп} + W_2, \quad (5)$$

где $W_{исп}$ — удельные энергозатраты процесса компримирования и охлаждения, рассчитанные по расходу потока испарившегося газа при первичном сжижении части потока, кВт·ч/т; W_2 — удельные энергозатраты вторичного процесса, рассчитанные по расходу потока СПГ, кВт·ч/т.

2. Результаты

Итоговая производительность установки составила 659 кг/час ($K_L = 44$ %), что весьма выгодно выделяет его на фоне других малотоннажных процессов. В целом, эффективность сжижения полученной схемы соответствует результатам, полученным для дроссельного цикла в других работах [3]. Удельный расход энергии составляет 560 кВт·ч/т.

Анализ модели показал, что доля высокомолекулярных соединений в получаемом СПГ выше, чем в исходном газе (табл. 1), что связано, в первую очередь, с возрастанием температуры кипения компонентов по мере увеличения числа атомов углерода в молекуле. В то же время, газ, подаваемый в рецикл, содержит большее количество низкокипящих компонентов (метан, азот, кислород, водород).

Таблица 1

Мольный состав жидкой и паровой фаз (первичный газ)

Компонент	Мольная доля (СПГ), %	Мольная доля (газ в рецикл), %
Метан	85,6155	98,91222
Этан	10,0165	0,1602
Пропан	3,1354	0,0025
Н-бутан	0,4693	$2,1835 \cdot 10^{-5}$
И-бутан	0,4738	$4,6265 \cdot 10^{-5}$
И-пентан	0,0855	менее 10^{-5}
Н-пентан	0,0605	менее 10^{-5}
Неопентан	$3,9526 \cdot 10^{-5}$	менее 10^{-5}
Гексан + высшие	0,0460	менее 10^{-5}
Диоксид углерода	0,0128	0,0019
Азот	0,0822	0,9002
Кислород	$1,6339 \cdot 10^{-5}$	0,0061
Водород	менее 10^{-5}	0,0168

Составлено авторами

Расчетные и нормативные параметры для СПГ и для газа из рецикла приведены в таблице 2. Расчет параметров произведен для реального газа, т. е. с учетом коэффициента сжимаемости.

Таблица 2

Оценка соответствия первичного СПГ требованиям марки В

Параметр, ед. изм.	Значение		
	норма (В)	норма (Б)	фактическое
Содержание метана, % мольн.	75	80	85,6155
Содержание азота, % мольн.	не более 5,0	не более 5,0	0,0822
Содержание диоксида углерода, % мольн.	не более 0,030	не более 0,015	0,0128
Содержание кислорода, % мольн.	не более 0,020	не более 0,020	$1,6339 \cdot 10^{-5}$
Содержание негорючих компонентов суммарное, % мольн.	—	не более 7,0	0,0950
Объемная теплота сгорания, МДж/м ³	не менее 31,80	не менее 31,80	38,75
Высшее число Воббе, МДж/м ³	41,20–54,50	—	53,01
Расчетное метановое число	—	не менее 70	73,4
Плотность, кг/м ³	—	*	—
Относительная плотность по воздуху	—	0,55–0,70	0,65

Примечание: для ненормируемых показателей знак «-» в ячейке значения норматива означает, что определение величины не проводится, «*» — проводится. Составлено авторами

При вторичном сжижении потока газа (рецикл) возможно получение СПГ более высокой марки за счет низшего содержания негорючих компонентов в исходном газе. Для этого в компьютерной модели входящему потоку задан мольный состав выходного в первом опыте. Значения мольного состава потоков жидкой испарившейся фазе при вторичном пропуске газа через установки приведены в таблице 3. Все компоненты из таблицы 1, чей мольный состав минимален (менее 10^{-5} %), исключены из состава смеси.

Таблица 3

Мольный состав жидкой и паровой фаз (вторичный газ)

Компонент	Мольная доля (СПГ), %	Мольная доля (газ в рецикл), %
Метан	99,4324	98,5616
Этан	0,3867	0,0060
Пропан	0,0062	менее 10 ⁻⁵
Н-бутан	5,3907 · 10 ⁻⁵	менее 10 ⁻⁵
И-бутан	0,0001	менее 10 ⁻⁵
И-пентан	0	0
Н-пентан	0	0
Неопентан	0	0
Гексан + высшие	0	0
Диоксид углерода	0,0004	2,6626 · 10 ⁻⁵
Азот	0,1711	1,3959
Кислород	0,0026	0,0085
Водород	0,0004	0,0279

Составлено авторами

Анализ свойств в контексте нормативных требований для вторичного СПГ приведен в таблице 4. Итоговые энергозатраты на производство вторичного СПГ равны 1 090 кВт·ч/т, коэффициент ожижения только во вторичном этапе равен 40 %.

Таблица 4

Оценка соответствия первичного СПГ требованиям марки В

Параметр, ед. изм.	Значение	
	Норма (А)	Фактическое
Содержание метана, % мольн.	99	99,4324
Содержание азота, % мольн.	*	0,1711
Содержание диоксида углерода, % мольн.	не более 0,005	0,0004
Содержание кислорода, % мольн.	не более 0,020	0,0026
Содержание негорючих компонентов суммарное, % мольн.	—	—
Объемная теплота сгорания, МДж/м ³	—	—
Высшее число Воббе, МДж/м ³	47,20–49,20	49,85

Составлено авторами

С точки зрения, удельных энергозатрат производства, цикл обладает высокой эффективности при первичном сжижении, а при вторичном сопоставим с азотным циклом (табл. 5).

Таблица 5

Удельные энергозатраты малотоннажных СПГ-процессов

Наименование	Коэффициент ожижения, %	Удельный расход энергии, кВт·ч/т	Марка СПГ
Азотный	99	840	А
Дроссельный	1	10	*
Дроссельный в/д (стандартный)	40–47	590–870	Б
Дроссельный в/д (исследуемый)	44 (I этап)	570	Б
	40 (II этап)	1 100	А
Эжекторный	48	360	Б
Детандерный	11	10	В
С вихревой трубой	4	10	В

* Производимый СПГ не соответствует требованиям ГОСТ 34894-2022. Составлено авторами

3. Обсуждение

Анализ дроссельного цикла посредством компьютерного моделирования выявил следующие особенности работы дроссельного цикла высокого давления при постановке задачи получения СПГ высокого качества:

1. Сжижение газа целесообразно производить в несколько этапов (каскадом), сжимая и расширяя поток газа в КА и на дроссельном клапане.
2. При первичном сжижении возможно получение марок Б, В, пригодных для индивидуально-бытового и коммунально-общественного потребления.
3. Во вторичном цикле, основанном на пропускании потока испарившегося газа через установку, соответствующую используемой в первичном процессе, возможно получение более «чистого» СПГ марки А, пригодного для авиационных двигателей.

Следует отметить, что удельные энергозатраты на получение СПГ более высокого качества значительно выше как показателей, полученных в ходе анализа первичного процесса, так и величин, полученных модельным путем в ранее проводимых исследованиях [3]. Примечателен тот факт, что для вторичного процесса молярное содержание метана в СПГ выше, чем в газе из обратного потока, что, вместе с несоразмерно растущими энергозатратами, говорит о нецелесообразности дальнейшего сжижения испарившегося газа для получения более высоких концентраций метана.

В целом, можно заключить, что схема конфигурации основных технологических процессов на КСПГ, приведенная на рисунке 1, применима для производства СПГ и его отпуска различным категориям потребителей в малых объемах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цветков, П.С. Анализ специфики организации проектов малотоннажного производства СПГ / П.С. Цветков, С.В. Федосеев // Записки Горного института. — 2020. — Т. 246. — С. 678–686. — DOI 10.31897/PMI.2020.6.10. — EDN CLWWLE. (дата обращения: 09.07.2024).
2. Фёдорова Е.Б. Современное состояние развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии оборудование. — М.: РГУ нефти газа имени И.М. Губкина, 2011. — 159 с., ил. ISBN 978-5-91961-045-8.
3. А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, А.М. Козлов, И.В. Мещерин Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа // НефтеГазоХимия. 2016. № 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/rossiyskie-malotonnazhnye-proizvodstva-po-szhizheniyu-prirodnogo-gaza> (дата обращения: 09.07.2024).
4. Ишарина, Ю.З. Обзор схем ожижения малотоннажного производства сжижения природного газа // Оригинальные исследования. — 2022. — Т. 12, № 4. — С. 155–163. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=48546835> (дата обращения: 09.07.2024).
5. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России // НефтеГазоХимия. 2015. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-malotonnazhnogo-proizvodstva-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-v-rossii> (дата обращения: 09.07.2024).

6. Горбачев С.П., Логинов А.А. Особенности производства СПГ на газораспределительных станциях при переменном давлении в магистральном газопроводе // Транспорт на альтернативном топливе. 2008. № 4(4). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-proizvodstva-spg-na-gazoraspredeletelnyh-stantsiyah-pri-peremennom-davlenii-v-magistralnom-gazoprovode> (дата обращения: 09.07.2024).
7. Ванчугов И.М., Ватузов С.М., Резанов К.С., Шестаков Р.А. Модернизация цикла сжижения природного газа на газораспределительных станциях // Нефтегазовое дело. 2023. № 21(2). DOI: 10.17122/ngdelo-2023-2-139-150 (дата обращения: 09.07.2024).
8. Горбачев С.П., Медведков И.С. Технологии производства СПГ на ГРС в условиях ограничений по расходу газа // Газовая промышленность. 2019. № 2(780). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologii-proizvodstva-spg-na-grs-v-usloviyah-ogranicheniy-po-rashodu-gaza> (дата обращения: 09.07.2024).
9. Горбачев С.П., Медведков И.С. Влияние высококипящих компонентов при производстве СПГ на ГРС // Транспорт на альтернативном топливе. 2012. № 2(26). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-vysokokipyaschih-komponentov-pri-proizvodstve-spg-na-grs> (дата обращения: 09.07.2024).
10. Дидманидзе, О.Н. Метановое число природного газа и его влияние на эффективность рабочего процесса газового двигателя / О.Н. Дидманидзе, А.С. Афанасьев, Р.Т. Хакимов // Записки Горного института. — 2021. — Т. 251. — С. 730–737. — DOI 10.31897/PMI.2021.5.12. — EDN ИИЦИО. (дата обращения: 09.07.2024).

Kulichkov Sergey Vladimirovich

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

E-mail: kulichkov.sv@dvfu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9858-2085>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=994628

Kolos Edward Mikhailovich

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

E-mail: kolos.edvard@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0216-1559>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1175413

Malyshev Ilya Igorevich

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

E-mail: malyshev.ii@dvfu.ru

Gulevich Alexander Igorevich

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

E-mail: gulevich.ai@dvfu.ru

Globenko Sergey Alexeevich

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

E-mail: globenko.sa@dvfu.ru

Maksimov Egor Andreevich

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

E-mail: maksimov.ean@dvfu.ru

Generation of liquefied natural gas of different grades at the automobile gas-filling compressor station

Abstract. Considering the domestic LNG industry, it should be noted that significant progress has been made in the field of low-tonnage production. Since 1997, natural gas liquefaction complexes operating on the throttle, high-pressure throttle, detander and ejector cycles have been put into operation at the technological sites of a number of CNG filling stations and gas distribution stations. The products of these facilities are used for autonomous gas supply, bunkering of ships, as gas motor fuel, power units of locomotives and airplanes. The key factor limiting the introduction of low-tonnage production is its quality requirements. The article aims to develop a scheme of LNG production more with the indicators defined for different grades of LNG in the regulatory documentation. The main research question is as follows: «Is it possible to realize such a task in the conditions of CNG filling station operation?». Another important factor of the LNG industry is their energy efficiency. Taking into account the fact that standard domestic plants operate with energy costs in the range of 400–800 kWh/t, a comparative assessment of the studied process with those already studied was carried out. The solution was two-stage liquefaction of natural gas: primary (to obtain LNG for municipal and domestic consumption and as a gas motor fuel) and secondary (to obtain fuel for gas turbines). On this basis, the scheme of natural gas liquefaction at CNG filling stations in two stages is proposed. Specific enegocosts for the production of LNG grade A amounted to the highest value comparable to the nitrogen cycle.

Keywords: low-tonnage LNG production; CNG filling station; natural gas liquefaction complex; specific energy costs; liquefaction coefficient; LNG quality standard; two-stage liquefaction