

УДК (UDC) 67.019

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕРЬ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ЕГО
ТРАНСПОРТИРОВКЕ В КАЛИНИНГРАДСКУЮ ОБЛАСТЬ И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ
РЕГАЗИФИКАЦИИINVESTIGATION OF LIQUEFIED NATURAL GAS LOSSES DURING ITS
TRANSPORTATION TO THE KALININGRAD REGION AND FURTHER
REGASIFICATIONЩербань П.С., Мазур Е.В., Сеницын О.А.
Shcherban P.S., Mazur E.V., Sinitsyn O.A.Балтийский федеральный университет им. И. Канта (Калининград, Россия)
I. Kant Baltic Federal University (Kaliningrad, Russian Federation)

Аннотация. В современных геополитических условиях транспортировка энергоресурсов и, в том числе, сжиженного природного газа в Калининградскую область приобрела ключевое значение. Существующие объекты инфраструктуры и технические средства, в частности, подземное хранилище газа «Романово» и плавучая регазификационная установка «Маршал Василевский», позволяют во многом преодолеть сложившиеся кризис. Вместе с тем следует учитывать, что реализуемый способ транспортировки сжиженного природного газа до Калининградской области и последующей регазификации не лишен недостатков. Вследствии естественной убыли и несовершенства технологических решений часть сжиженного газа может быть потеряна. В статье представлены результаты исследования причин и предварительных прогнозируемых объемов потерь сжиженного природного газа) в ходе его перевозки плавучей регазификационной установкой «Маршал Василевский» от порта Усть-Луга до подземного хранилища газа «Калининград» с последующей регазификацией и закачкой в подземные резервуары. Проведен анализ возможных технических и технологических решений, позволяющих сократить объемы потерь и сохранить транспортируемый сжиженный природный газ для последующего использования.

Ключевые слова: транспортировка газа, энергобезопасность, потери газа, газовозы, регазификация.

Дата принятия к публикации: 02.06.2022
Дата публикации: 25.06.2022

Сведения об авторах:

Щербань Павел Сергеевич – кандидат технических наук, доцент образовательно-научного кластера «Институт высоких технологий», Балтийский Федеральный Университет им. И. Канта,
e-mail: ursa-maior@yandex.ru.

ORCID: 0000-0001-5106-7852

Мазур Екатерина Владимировна – ассистент образовательно-научного кластера «Институт высо-

Abstract. In modern geopolitical conditions, the transportation of energy resources and, in particular, liquefied natural gas to the Kaliningrad region has acquired key importance. The existing infrastructure facilities and technical devices, in particular the underground gas storage "Kaliningrad" and the floating Storage Regasification Unit "Marshal Vasilevskiy", make it possible to overcome the current crisis in many ways. At the same time, it should underline that the implemented method of liquefied natural gas transportation to the Kaliningrad region and its regasification has different drawbacks, as a result of natural losses and imperfections of technological solutions, part of the liquefied gas may be lost. The article presents the results of a study of the causes and preliminary projected volumes of losses of liquefied natural gas during its transportation by the floating Storage Regasification Unit "Marshal Vasilevskiy" from the port of Ust-Luga to the Romanovo underground gas storage with subsequent regasification and injection into underground reservoirs. The analysis of possible technical and technological solutions allowing to reduce the volume of losses and save the transported liquefied natural gas for subsequent use is carried out.

Keywords: gas transportation, energy security, gas losses, gas carriers, regasification.

Date of acceptance for publication: 02.06.2022
Date of publication: 25.06.2022

Authors' information:

Pavel S. Shcherban – PhD in Technical Sciences, Associate Professor of the educational and scientific cluster "Institute of High Technologies", I. Kant BFU,
e-mail: ursa-maior@yandex.ru
ORCID: 0000-0001-5106-7852

Ekaterina V. Mazur – Assistant of the educational and scientific cluster "Institute of High Technologies", I.

ких технологий», Балтийский Федеральный Университет им. И. Канта,
e-mail: ekaterina.mazur@gmail.com.

ORCID: 0000-0003-2657-6369

Синицын Олег Алексеевич – студент специальности «Сервис на предприятиях нефтегазового комплекса» образовательно-научного кластера «Институт высоких технологий», Балтийский Федеральный Университет им. И. Канта,
e-mail: sinitsyn-aa@yandex.ru

Kant BFU, *e-mail: ekaterina.mazur@gmail.com*
ORCID: 0000-0003-2657-6369

Oleg A. Sinitsyn – student of the specialty "Service at the enterprises of the oil and gas complex" of the educational and scientific cluster "Institute of High Technologies", I. Kant BFU,
e-mail: sinitsyn-aa@yandex.ru

1. Введение

Энергобезопасность Калининградской области как эксклавного субъекта является задачей федерального значения. Учитывая высокую зависимость региона от газа и энергоснабжения, на протяжении ряда лет государством реализуется комплекс мероприятий по созданию альтернативных каналов поставок газа и генерации электрической энергии. Создание подобных мощностей требует одновременного применения передовых технологий – минимизирующих потери как в процессе транспортировки, так и в процессе хранения энергоресурсов.

В результате запуска системы плавучей регазификационной установки сопряженной с подземным хранилищем газа, открылся новый энергетический канал для Калининградской области. В работе анализируется ряд особенностей функционирования оборудования плавучей регазификационной установки и возможные потери транспортируемого газа, исследуются варианты сокращения данных потерь.

2. Оценка потребностей Калининградской области в дополнительном газоснабжении

В настоящее время Калининградская область ежегодно расходует порядка 2,5 млрд куб. м природного газа [1]. Около трети от данного объема расходуется непосредственно для выработки тепловой энергии, остальной поставляемый газ задействован в промышленном производстве и выработке электричества.

Фактически существующая газотранспортная система (газопровод Минск-Каунас-Калининград) работает на полную мощность.

При этом в регионе имеется существенный дефицит объемов поставок газа.

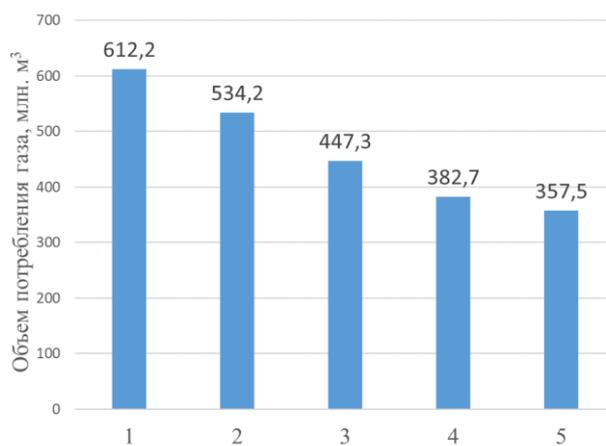


Рис. 1. Дополнительные потребности Калининградской области в природном газе: 1 - разработка месторождений калийно-магниевых солей; 2 - доведение теплоэлектроцентрали до максимальных мощностей; 3 - догазификация области; 4 - увеличение объемов производства предприятий строительной промышленности; 5 - увеличение объемов производства предприятий пищевой промышленности

Так реализация ряда проектов (строительство Нивенского горно-обогатительного комбината, поднятие мощности производства электроэнергии на Теплоэлектроцентраль-2, увеличение производственной мощности предприятий региона и в целом подключение новых абонентов) невозможны без дополнительного снабжения природным газом. Общий дополнительный объем природного газа на покрытие всех потребностей области составляет 2,33 млрд. куб. м. (рис. 1).

Стоит учитывать, что реализация представленных проектов планировалась в течение 2022-2030 гг., что требует оперативной

работы по удовлетворению потребности региона в дополнительных поставках природного газа [2]. Текущий дефицит природного газа в регионе складывался не один десяток лет и на протяжении всего этого времени рассматривались различные варианты его покрытия (табл. 1).

Таблица 1.

Варианты решения проблемы поставки газа в Калининградскую область

№ п/п	Вариант решения проблемы
1	Проведение дополнительной ветки от газопровода Ямал-Европа
2	Проведение дополнительной ветки от газопровода Северный Поток (1,2)
3	Завоз сжиженного природного газа железнодорожными цистернами или автомобильным транспортом
4	Добыча и переработка газа в Калининградской области (Ладушкинское месторождение)
5	Завоз газа морскими судами

По различным геополитическим, экономическим и технологическим соображениям все данные варианты были отброшены, за исключением дополнительного снабжения региона посредством регазификационного терминала [2]. С другой стороны, создание подобного альтернативного маршрута поставок, не привязанного к трансграничному сотрудничеству, дает определенную гибкость и

вариативность в обеспечении потребности области в газе.

На текущий момент для работы на линии по поставкам сжиженного газа в Калининградскую область используется только плавучая регазификационная установка «Маршал Василевский» с мощностью по перевалке газа в 170 млн. куб. м за рейс. В случае прекращения поставок газа в регион через существующий газопровод потребуется 15 рейсов установки в год, для обеспечения дополнительных потребностей – 13-14 рейсов в год. Как было указано ранее, транспортировка и регазификация газа не лишена ряда технологических недостатков. Так, в частности во время данных мероприятий, часть транспортируемого продукта может быть потеряна. Это связано с технологическими процессами сжижения и регазификации, а также с устройством системы подачи газа в подземное хранилище (рис. 2). Последовательно рассмотрим причины возникновения потерь при транспортировке газа морским транспортом и последующей его регазификации, а также проведем предварительную оценку объемов возможных потерь при осуществлении дополнительного снабжения Калининградской области сжиженного природного газа от г. Усть-Луга по средством плавучей регазификационной установки «Маршал Василевский» [2].

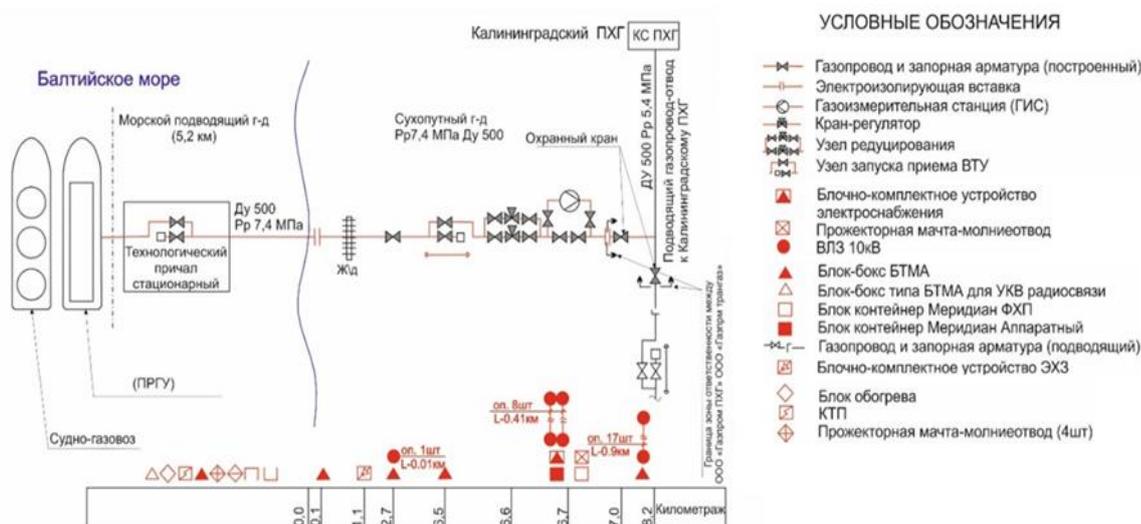


Рис. 2. Размещение плавучей регазификационной установки и инфраструктур

3. Оценка потерь сжиженного природного газа при транспортировке и последующей регазификации

Чтобы получить искомые зависимости по определению потерь сжиженного природного газа от испарений во время проведения рейса газотопливного транспортного средства были определены тип и характеристика грузовой емкости, которые использовались в последующих расчетах (табл. 2) [3]. С учетом того факта, что средняя температура во время рейса колеблется незначительно в виду короткого плеча подвоза, можно говорить о том, что изменения температур в рейсе не оказывают существенного влияния на величины суммарных потерь сжиженного природного газа. Для того, чтобы рассчитать количество потерь сжиженного природного газа, необходимо знать продолжительность рейса и среднюю температуру воздуха.

Таблица 2
Основные параметры судового танка для транспортировки сжиженного газа

Параметр	Значение
Геометрический объем, м ³	5618
Максимальное допустимое давление внутри емкости, бар	5
Начальный объем сжиженного природного газа, м ³	5000
Начальная масса сжиженного природного газа, т	2150
Тип изоляции	П
Коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/м ²	0,024
Толщина слоя изоляции, м	0,6
Коэффициент теплопередачи, Вт/м ² *К	0,04

На протяжении года длительность рейса остается неизменной, однако изменяется дата его начала и окончания, а также средняя температура в ходе рейса (табл. 3).

Определить потери сжиженного природного газа M_{xp} в ходе рейса можно с помощью следующей формулы

$$M_{xp} = k \cdot A \cdot T_x^{0,884} \cdot t_{cp}^B, \quad (1)$$

где: k – коэффициент теплопередачи (передачи тепла от окружающей среды в сжиженный природный газ); A – регрессионный коэффициент, зависящий от массы сжиженного

природного газа в грузовой емкости; T_x – время хранения сжиженного природного газа на борту; T_{cp} – среднерейсовая температура воздуха, рассчитанная путем усреднения среднесуточных температур в течение рейса; B – регрессионный коэффициент [4].

Следует принять, что регрессионный коэффициент A представлен в виде зависимости от массы хранящегося на судне сжиженного природного газа. Благодаря этому, можно осуществлять оценку потерь сжиженного природного газа, принимая произвольное значение массы в зависимости от используемой емкости.

Для определения регрессионного коэффициента A , необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$A = 2,76 \cdot 10^{-6} \cdot M_{СПГ}^{0,66}, \quad (2)$$

где: $M_{СПГ}$ – масса сжиженного природного газа, хранящегося в емкости].

Для всех типов емкостей значение регрессионного коэффициента, который стоит в качестве показателя степени параметра T_x , одинаковое – 0,884.

Этот факт объясняется тем, что в процессе испарения сжиженного природного газа в емкостях разного типа происходят физические процессы одинакового характера [4]. Регрессионный коэффициент B зависит от коэффициента передачи тепла k . Для определения регрессионного коэффициента B , применяется следующая формула:

$$B = 1,98 - 0,253 \cdot k. \quad (3)$$

Таким образом, по результатам расчетов, общие потери при транспортировке сжиженного природного газа судном «Маршал Василевский» за год составили 301235 кг или 640,9 м³. Поскольку за год судно может перевезти 2436000 м³, то потери сжиженного природного газа при транспортировке составляют 0,026 % от этого объема, что соответствует норме. Расчет по количеству оборудования, арматуры и коэффициентам выбросов дает оценку фугитивным выбросам, испаряющимся в процессе регазификации. Расчет по количеству оборудования, арматуры и коэффициентам выбросов дает оценку фугитивным выбросам, испаряющимся в процессе регазификации.

Таблица 3

Предварительные расчеты потерь сжиженного природного газа для плавучей
 регазификационной установки «Маршал Василевский»

№ рейса	Дата начала рейса	Дата окончания рейса	Длительность рейса, дни	Средняя температура в ходе рейса, С°	Средняя температура в ходе рейса, К	Потери сжиженного природного газа, кг	Потери сжиженного природного газа, м ³
1	10.01	24.01	14	-5,4	267,8	19769	42,1
2	07.02	20.02	14	-5,0	268,1	19821	42,2
3	06.03	19.03	14	1,2	274,4	20742	44,1
4	03.04	16.04	14	3,6	276,8	21100	44,9
5	30.04	13.05	14	5,1	278,3	21331	45,4
6	01.06	14.06	14	10,1	283,3	22092	47,0
7	22.06	05.07	14	14,8	288,0	22817	48,6
8	19.07	01.08	14	17,1	290,2	23169	49,3
9	15.08	28.08	14	18,0	291,2	23316	49,6
10	07.09	20.09	14	16,2	289,4	23035	49,0
11	01.10	14.10	14	10,6	283,8	22169	47,2
12	23.10	05.11	14	6,1	279,3	21482	45,7
13	16.11	29.11	14	-0,9	272,3	20434	43,5
14	10.12	23.12	14	-4,1	269,0	19951	42,5

Данный подход соответствует требованиям American Petroleum Institute [5], он заключается в подсчете количества разных видов оборудования и арматуры, таких как краны, измерительные приборы, запорная арматура, и др., а также на использовании соответствующих им коэффициентов выбросов вне зависимости от того герметична арматура или нет. Обладая данными о количестве сжиженного природного газа и диффузных выбросов, можно оценить потери с применением коэффициентов, характерных для природного газа [4]. Это самый простой способ для определения потерь при регазификации, так как для его использования необходимо обладать информацией только о количестве применяемого оборудования. К недостаткам этого метода можно отнести то, что он дает оценку исключительно потенциальным выбросам, а не фактическим. Поскольку для расчета выбросов используется лишь она переменная величина - количество оборудования и арматуры, которая в процессе эксплуатации практически не меняется, становится невозможным определение тенденций, характеризующих изменение величины потерь.

Согласно схеме (рис. 2), в процессе регазификации используется следующее основное оборудование с соответствующими для них коэффициентами выбросов, (табл. 4.). Эти коэффициенты показывают осредненное количество выбросов, которое приходится на определенный вид оборудования и арматуры в час. При определении общего количества суммарных фугитивных выбросов необходимо обладать данными о количестве оборудования, а также о времени его работы в часах.

Процесс регазификации на плавучей регазификационной установке «Маршал Василевский» в среднем занимает 7 дней [2].

Суммарные диффузные выбросы от одного вида оборудования рассчитываются с помощью следующей формулы:

$$E = \sum (N_i E_{fi}) \cdot t, \quad (4)$$

где: E - суммарные фугитивные выбросы от определенного вида оборудования; N_i - количество определенного вида оборудования; E_{fi} - удельные выбросы от определенного вида оборудования; t - количество часов работы оборудования в течение года [4]

Таким образом, по результатам расчетов, общие потери в процессе регазификации за

год составили 10381163 кг, что в переводе на метры кубические – 7526,4 м³.

Таблица 4
 Коэффициенты выбросов углеводородов для утечек, обнаруженных при регазификации

Оборудование / арматура	Количество, ед.	Коэффициент выбросов газа, м ³ /ч/оборудование
Кран (регулирующий, охранный)	4	0,18
Запорная арматура	13	0,18
Клапан, стравливающий газ	1	0,06
Измерительный прибор	1	0,08

Поскольку за год регазифицируется 2436000 м³ газа, потери сниженного природного газа составляют 0,31% от этого объема, что указывает на превышение нормы. Суммарно за год при транспортировке и регазификации теряется 0,318% сжиженного природного газа от его общего объема.

Согласно расчетам, при регазификации теряется наибольшее количество сжиженного природного газа, что говорит о том, что предприятиям применяют не подходящее для этого процесса оборудование.



Рис. 3. Доля утечек по оборудованию при транспортировке газа от плавучей регазификационной установки к подземному хранилищу

Последовательно рассмотрим оборудование и арматуру, которые уже эксплуати-

руются на Калининградском подземного хранилища газа, а также предложим ряд рекомендаций, включающих в себя варианты для модернизации плавучей регазификационной установки «Маршал Василевский» и регазификационных систем, с целью снижения потерь сжиженного природного газа.

4. Мероприятия по снижению количества потерь сжиженного природного газа в процессе регазификации

Потенциальная вероятность утечек существует всегда, когда речь идет об оборудовании имеющем стыки и герметизацию этих стыков. Минимизировать появление фугитивных утечек возможно при использовании оборудования для регазификационной инфраструктуры со сварными стыками, но не во всех узлах это осуществимо. Особое внимание при определении выбросов уделяется системе клапанов (запорная арматура), задвижкам, вентилям, заслонкам. На рис. 4 показана клиновая задвижка и выделены звенья системы, где чаще всего происходят утечки [6].

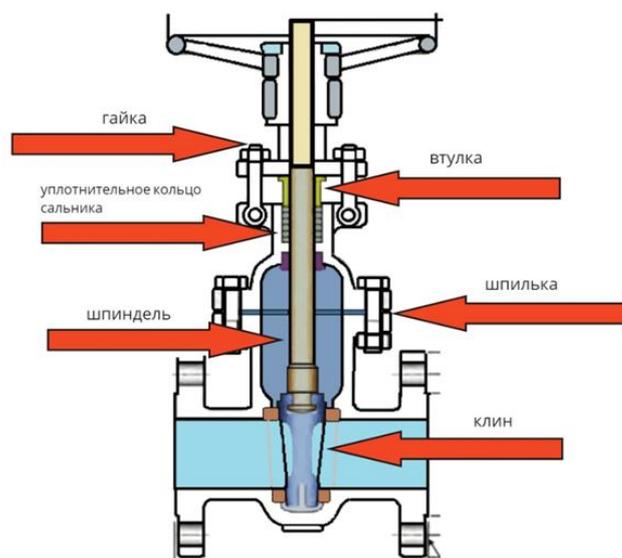


Рис. 4. Клиновая задвижка

Фланцевые соединения корпуса клапана с трубопроводом, соединение крышки клапана с корпусом, а также область уплотнения штока – это основные центры утечки. Эффективная возможность утечки в области уплотнения штока наиболее высокая и связано

это с движением штока вверх-вниз, перепадами температуры окружающей среды, попадание частиц и, как следствие, раннему износу уплотнения [6].

Фланцевые соединения, хоть и в меньшей мере относительно уплотнения штока, но несут в себе риск утечки газа. В этой области клапанной системы соединения происходят за счет затяжки болтов, если понизить или повысить значения момента затяжки, то утечка произойдет либо по причине недостаточной нагрузки при герметизации, либо по причине деформации фланца. Вибрация, чрезмерная нагрузка трубопровода, отклонение болтового соединения, воздействие напряжений – все это факторы, влияющие на возможность диффузных выбросов.

Согласно инструкции по расчету и нормированию выбросов (Стандарт Газпрома 2-1.19-058-2006) объем сбрасываемого газа V_r (м^3) от предохранительного клапана при проверке его работоспособности определяется по формуле:

$$V_r = 37,3 \cdot F \cdot K_k \cdot P \cdot \sqrt{\frac{z}{T}} \cdot t, \quad (5)$$

где: F - площадь сечения клапана; K_k - коэффициент расхода газа клапаном; P , T - рабочее давление и температура; z - коэффициент сжимаемости газа; t - время проверки работоспособности предохранительного клапана; 37,3 - эмпирический коэффициент, $\text{м К}^{0,5} / \text{МПа} \times \text{с}$.

В свою очередь, оценка максимально возможных аварийных выбросов природного газа (утечек) от запорно-регулирующей арматуры (фланцевых соединений и уплотнений) в периоды от обнаружения до их ликвидации определяются в соответствии с руководящим документом № 39-142-00 (Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования):

$$M = A \cdot c \cdot a \cdot n_1 \cdot n_2, \quad (6)$$

$$G = M \cdot t, \quad (7)$$

где: A - расчетная величина аварийного выброса (утечки), равная 0,021 кг/ч; c - массовая концентрация компонента газа в

долях единицы; a - расчетная доля уплотнений, потерявших свою герметичность, 0,293; n_1 - общее количество единиц запорно-регулирующей арматуры; n_2 - количество фланцевых соединений или уплотнений на одном запорном устройстве; t - усредненное время эксплуатации запорно-регулирующей арматуры, потерявшей герметичность.

Эти расчеты не являются сложными и могут предоставить нам прогноз в первом случае и оценить вероятный масштаб выбросов в случае аварийных утечек газа. Но сформировать истинную базу физически существующих потерь, применяя расчетные методы как единственные, не целесообразно.

Неконтролируемые утечки углеводородного сырья, в том числе, места уплотнения штока клапана, места болтовых и фланцевых соединений, могут быть обнаружены, в частности, при помощи программы обнаружения и устранения утечек (разработанная программа для контроля выбросов применяется в США, Европейском союзе и Канаде с 1980-х годов). Реализация программы детектирования утечек показала высокую эффективность в управлении фугитивными утечками, а также в направлении разработки планов по сокращению выбросов [6].

В многоступенчатых исследованиях и углубленном анализе методов определения выбросов газа, были задействованы, кроме традиционных на сегодняшний день, таких как установка датчиков для измерения деформации (тензодатчики, линейные потенциометры и т.д.), демонстрирующих высокую надежность при потере герметичности, и экспериментальные программы применяемые к болтовым фланцевым соединениям. К таким программа относится анализ волоконно-оптических брегговских решеток применяемых к болтовым соединениям при циклических нагрузках [7]. Помимо способов управления неконтролируемыми утечками, стоит также обратить внимание на повышение качества материалов уплотнений для фланцевых соединений [8].

Использование таких материалов, как графит в сочетании с высокоэффективной

смазкой может обеспечить герметичное фланцевое соединение при различных внешних факторах, таких как высокая скорость скольжения, температура и т.д.

Усовершенствование системы крепления болтов, обеспечивающей равномерную нагрузку на уплотнение, поможет добиться герметичного фланцевого соединения с предсказуемой и точной нагрузкой [9].

Таблица 5

Методики по учету потерь углеводородных газов

Наименование документа
Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах и автогазозаправочных станциях. Разработана ОАО «Гипрониигаз»
ОСТ 153-39.2-046-200.3. Методика определения нормативов технологических потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья при его компримировании и переработке
СТО Газпром 11-2005. Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром». Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
СТО Газпром 2-1.19-128-2007. Технические нормы выбросов и утечек природного газа от технологического оборудования. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
СТО Газпром 2-1.19-060-2006. Инструкция по расчету и нормированию выбросов газонаполнительных станций (ГНС). Разработан ОАО «Промгаз»
СТО Газпром 2-1.19-307-2009. Инструкция по расчету объемов выбросов, сбросов и промышленных отходов на объектах транспорта и хранения газа. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
СТО Газпром 2-1.19-540-2011. Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа. Разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Основными критериями оценки клапанной системы газопроводов могут служить: тип клапана, уровень примесей в перекачиваемом продукте, состав летучих выбросов, доступ к месту установки клапана, тип фланцевого соединения и т.д. Анализ российских и зарубежных методов, инструкций и стандартов в области предотвращения и сокращения потерь природного газа (табл. 5) дает направление

для дальнейшего развития национальной базы нормативов [10]. Зачастую, отсутствие надежных данных о количестве, точном месте утечки, результативных путях управления процессом потерь, среди прочих факторов, несет в себе сложность в эффективной оценке рисков фугативных утечек в газопроводной системе.

Подходы в управлении рисками, направленные на снижение их частоты возникновения, применение которых возможно при ограничении полного перечня условий для их проведения, были разработаны и опробованы за счет модификации классического подхода анализа видов и последствий отказа [11].

На примере анализа видов и последствий отказов для магистральных нефтегазопроводов был разработан новый подход путем интеграции выделенных преимуществ универсальной системы с базой нечетких правил [12] и алгоритмом реляционного анализа "серых" систем [13]. Предложенное комплексное применение методов в рамках системы газопроводов показало такие преимущества как работа с ограниченными входными данными, компенсацию слабых звеньев классического подхода в части данной отрасли. Рассмотрение такой интеграции может стать полезным дополнительным инструментом в работе по повышению надежности газопроводной системы.

Реформирование процесса управления в нефтегазовой отрасли на сегодняшний день может быть направлено на предотвращение возникновения утечек, увеличение срока работоспособности газопроводов и постепенный переходу на отечественное технологическое оснащение.

5. Выводы

По результатам исследования определены возможные объемы утечек природного газа при транспортировке его в сжиженной форме плавучей регазификационной установкой «Маршал Василевский» и последующей регазификации. Установлено, что объемы потерь газа непосредственно в ходе транспортировки не превышают нормативно-допустимые показатели, однако, в ходе рега-

зификации выбросы могут составлять до 0,31% от транспортируемого объема. Таким образом, основное внимание должно быть уделено проблеме фугитивных утечек в запорной арматуре газотранспортных линий от плавучей регазификационной установки до подземного хранилища газа.

Учитывая разработки специалистами российских нефтедобывающих компаний методов учета потерь [14] и методов расчета газопроводов, имеющих различные дефекты [15, 16], существует несколько направлений для дальнейшего сокращения фугитивных выбросов в процесс регазификации газа с плавучей регазификационной установки «Маршал Василевский» на подземное хранилище газа «Калининград» с последующей закачкой в подземные резервуары.

На основе существующей отраслевой нормативной базы, а также с учетом нарабатанного объема статистических данных по утечкам и современных методов управления надежностью, необходимо разработать национальные стандарты по методам диагно-

стики и средствам контроля фугитивных утечек.

С учетом текущего положения вещей и острой необходимости в импортозамещении Публичное акционерное общество Газпром необходимо провести исследования по созданию программ аналогичных анализу волоконно-оптических брегговских решеток и обнаружению и устранению утечек, которые будут направлены на повышение надежности конструкции запорной арматуры газопроводов.

Компании эксплуатирующей плавучую регазификационную установку «Маршал Василевский», а также подземное хранилище газа «Калининград» необходимо воспользоваться зарубежным опытом на примере проведения модернизированного анализ видов и последствий отказов системы газопроводов с целью управления рисками, выявления опасных мест и повышения надежности фланцевых соединений. Рассмотреть использование новейших материалов, направленных на предотвращение утечки в основных центрах клапанной системы.

Список литературы

1. Арунянц Г.Г. Основные проблемы регулирования деятельности системы газоснабжения Калининградской области // Балтийский экономический журнал. 2020. № 1(29). С. 72-80.
2. Разгонюк А.С. Анализ некоторых особенностей эксплуатации плавучих регазификационных установок при диверсификации поставок газа в Калининградскую область // Оригинальные исследования. 2020. Т. 10. № 2. С. 104-110.
3. Реуцкий А.С, Павловский О.В., Таровик В.А. Определение потерь СПГ при выполнении бункеровки и сопутствующих технологических операций // Труды Крыловского государственного научного центра. 2020. № 1. С. 122-130. DOI 10.24937/2542-2324-2020-1-S-I-122-130
4. Акопова Г.С., Голушко В.В., Дорохова Е.В. Методические основы определения и нормирования технологических потерь природного газа на объектах малотон-

References

1. Arunyanc, G. G. Osnovnye problemy regulirovaniya deyatelnosti sistemy gazosnabzheniya Kaliningradskoj oblasti. *Baltiyskij ekonomicheskij zhurnal*, 2020. No.1(29), pp. 72-80.
2. Razgonyuk A.S. Analiz nekotoryh osobennostej ekspluatatsii plavuchih regazifikacionnyh ustanovok pri diversifikatsii postavok gaza v Kaliningradskuyu oblast. *Originalnye issledovaniya*, 2020. Vol. 10. No. 2, pp. 104-110.
3. Reuckij A.S, Pavlovskij O.V., Tarovik V.A. Opredelenie poter SPG pri vypolnenii bunkerovki i soputstvuyushchih tekhnologicheskikh operatsii. *Trudy Krylovskogo gosudarstvennogo nauchnogo centra*. 2020. No. 1. pp. 122-130. DOI 10.24937/2542-2324-2020-1-S-I-122-130.
4. Akopova G.S., Golushko V.V., Dorohova E.V. Metodicheskie osnovy opredeleniya i normirovaniya tekhnologicheskikh poter prirodnogo gaza na

нажного производства и потребления СПГ // Вести газовой науки. 2017. № 5(33). С. 77-87.

5. Lindstad E., Rialland A. LNG and cruise ships, an easy way to Fulfil regulations versus the need for reducing GHG emissions // Sustainability. 2020. Vol. 12. №. 5. P. 2080.

6. Ke J., Li S., Zhao D. The application of leak detection and repair program in VOCs control in China's petroleum refineries // Journal of the Air & Waste Management Association. 2020. Vol. 70. №. 9. P. 862-875.

7. Paolacci F. Bolted flange joints equipped with FBG sensors in industrial piping systems subjected to seismic loads // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2021. Vol. 72. P. 104576.

8. Тюрин А.А. Высоконадежные дисковые уплотнения для фланцевых соединений трубопроводов // Территория Нефтегаз. 2012. №. 11. С. 82-83.

9. Baptista R. Effect of high graphite filler contents on the mechanical and tribological failure behavior of epoxy matrix composites // Theoretical and Applied Fracture Mechanics. 2016. Vol. 85. P. 113-124.

10. Божко Г.В., Продан В.Д., Фокина М.С., Воробьева Н.И. Анализ условий допустимой утечки из разъемных соединений технологического оборудования на основе российских и зарубежных стандартов // Вестник Тамбовского государственного технического университета. 2020. Т. 26. № 3. С. 450-458.

DOI 10.17277/vestnik.2020.03.pp.450-458.

11. Hassan S. Modified FMEA hazard identification for cross-country petroleum pipeline using Fuzzy Rule Base and approximate reasoning // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2022. Vol. 74. P. 104616.

12. Mamaghani A.S., Pedrycz W. Structural optimization of fuzzy rule-based models: Towards efficient complexity management // Expert Systems with Applications. 2020. Vol. 152. P. 113362.

13. Liu T.Y. A GreyART system for grey information processing // Neurocomputing. 2004. Vol. 56. pp. 407-414.

14. Рогачев А.Г. Применяемые техноло-

obektakh malotonnazhnogo proizvodstva i potrebleniya SPG. Vesti gazovoy nauki. 2017. No.5(33), pp. 77-87.

5. Lindstad E., Rialland A. LNG and cruise ships, an easy way to Fulfil regulations versus the need for reducing GHG emissions. Sustainability. 2020. Vol. 12. No.5, pp. 2080.

6. Ke J., Li S., Zhao D. The application of leak detection and repair program in VOCs control in China's petroleum refineries. Journal of the Air & Waste Management Association. 2020. Vol. 70. No. 9, pp. 862-875.

7. Paolacci F. Bolted flange joints equipped with FBG sensors in industrial piping systems subjected to seismic loads. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2021. Vol. 7, pp. 104576.

8. Tyurin A.A. Vysokonadezhnye diskovye uplotneniya dlya flancevykh soedinenij truboprovodov. Territoriya Neftegaz. 2012. No.11, pp. 82-83.

9. Baptista R. Effect of high graphite filler contents on the mechanical and tribological failure behavior of epoxy matrix composites. Theoretical and Applied Fracture Mechanics. 2016. Vol. 85, pp. 113-124.

10. Bozhko G.V., Prodan V., Fokina M.S., Vorobeveva N.I. Analiz uslovij dopustimoy utechki iz razemnykh soedinenij tekhnologicheskogo oborudovaniya na osnove rossijskikh i zarubezhnykh standartov. Vestnik Tambovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. 2020. Vol. 26. No.3, pp. 450-458. DOI 10.17277/vestnik.2020.03.pp.450-458.

11. Hassan S. Modified FMEA hazard identification for cross-country petroleum pipeline using Fuzzy Rule Base and approximate reasoning. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2022. Vol. 74, pp. 104616.

12. Mamaghani A.S., Pedrycz W. Structural optimization of fuzzy rule-based models: Towards efficient complexity management. Expert Systems with Applications. 2020. Vol. 152, pp. 113362.

13. Liu T.Y. A GreyART system for grey information processing. Neurocomputing. 2004. Vol. 56, pp. 407-414.

14. Rogachev A.G. Primenyaemye tehnologii, materialy i oborudovanie - faktory

гии, материалы и оборудование - факторы влияния на снижение объемов потерь газа // Газовая промышленность. 2018. № 2 (770). С. 44-51.

15. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: становление, развитие и современное состояние // Газовая промышленность. 2019. №1 (779). С. 56-68.

16. Методические рекомендации по оценке работоспособности трубопроводов с дефектами. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1996. 34 с.

† vliyaniya na snizhenie obemov poter gaza. †
† *Gazovaya promyshlennost*. 2018. No.2 (770), †
† pp. 44-51. †

† 15. Harionovskij V.V. Nadezhnost †
† magistral'nyh gazoprovodov: stanovlenie, †
† razvitie i sovremennoe sostoyanie. *Gazovaya* †
† *promyshlennost*. 2019. No.1 (779), pp. 56-68. †

† 16. Metodicheskie rekomendacii po ocenke †
† rabotosposobnosti truboprovodov s defektami. †
† Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 1996. 34 p. †