

## Scheme for Processing Mainline Gas at Gas Distribution Stations Using Regenerative Heat Exchangers

<sup>1,2</sup>Baranov A.Yu., <sup>1</sup>Kravchenko Yu.A., <sup>1</sup>Kravchenko D.V., <sup>1</sup>Baranov M.V.

<sup>1</sup>ITMO University

<sup>2</sup>Scientific and Production Enterprise «KRYON»

Saint Petersburg, Russian Federation

**Abstract.** The article presents the results of a study on optimization of the natural gas purification and drying process in the production of liquefied natural gas (LNG) at gas distribution stations (GDS). The aim of the work is to reduce energy costs at a small-scale natural gas liquefaction plant. To achieve this goal, the following tasks were solved: analysis of existing process flow charts for obtaining LNG at GDS and formulation of their advantages and disadvantages, description of a mathematical model of a recuperative heat exchanger. As part of the study, an analysis of small-scale LNG production technologies was carried out, which showed that the most attractive in terms of energy costs is obtaining liquefied gas in a throttle cycle, and their disadvantages associated with the organization of the processes of drying and cleaning natural gas before liquefaction are shown. The most important result of the study is the development of a process flow chart for processing main gas at GDS using recuperative heat exchangers. The significance of the results lies in reducing energy costs for the processes of gas preparation for liquefaction in the liquefied gas production unit at gas distribution stations. The paper describes a mathematical model of a recuperative heat exchanger developed for setting up a computational experiment to assess the efficiency of recuperative heat exchangers in a natural gas liquefaction cycle, as well as for modeling the processes occurring in recuperative heat exchangers of liquefied natural gas production plants.

**Keywords:** liquefied natural gas, gas distribution stations, main gas, energy efficiency, gas preparation for liquefaction.

**DOI:** <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2025.1-65.06>

**UDC:** 621.593

### Schemă de procesare a gazului din conductele magistrale la stațiile de distribuție a gazelor cu ajutorul schimbătoarelor de căldură regenerative

<sup>1,2</sup>Baranov A.Iu., <sup>1</sup>Kravcenko Yu.A., <sup>1</sup>Kravcenko D.V., <sup>1</sup>Baranov M.V.

<sup>1</sup>Universitatea ITMO,

<sup>2</sup>Întreprindere științifică și de producție «KRYON»

Saint Petersburg, Federația Rusă

**Rezumat.** Articolul prezintă rezultatele unui studiu privind optimizarea procesului de purificare și uscare a gazelor naturale în producția de gaz natural lichefiat (GNL) la stațiile de distribuție a gazelor (GDS). Scopul lucrării este reducerea costurilor energetice la o fabrică de lichefiere a gazelor naturale la scară mică. Pentru atingerea acestui scop au fost rezolvate următoarele sarcini: analiza diagramelor de flux de proces existente pentru obținerea GNL la GDS și formularea avantajelor și dezavantajelor acestora, descrierea unui model matematic al unui schimbător de căldură recuperator. În cadrul studiului, a fost efectuată o analiză a tehnologiilor de producție de GNL la scară mică, care a arătat că cea mai atractivă din punct de vedere al costurilor energetice este obținerea de gaz lichefiat într-un ciclu de accelerație, precum și dezavantajele acestora asociate cu organizarea proceselor de sunt prezentate uscarea și curățarea gazelor naturale înainte de lichefiere. Cel mai important rezultat al studiului este dezvoltarea unei diagrame de flux de proces pentru procesarea gazului principal la GDS folosind schimbătoare de căldură recuperative. Semnificația rezultatelor constă în reducerea costurilor energetice pentru procesele de preparare a gazelor pentru lichefiere în unitatea de producere a gazelor lichefiate din stațiile de distribuție a gazelor. Lucrarea descrie un model matematic al unui schimbător de căldură cu recuperare dezvoltat pentru realizarea unui experiment de calcul pentru a evalua eficiența schimbătoarelor de căldură recuperatoare într-un ciclu de lichefiere a gazelor naturale, precum și pentru modelarea proceselor care au loc în schimbătoarele de căldură recuperatoare de substanțe naturale lichefiate. instalatii de producere a gazelor.

**Cuvinte-cheie:** gaze naturale lichefiate, statii de distributie gaze, gaze principale, eficienta energetica, prepararea gazelor pentru lichefiere.

## Схема переработки магистрального газа на газораспределительных станциях с использованием регенеративных теплообменников

<sup>1,2</sup>Баранов А.Ю., <sup>1</sup>Кравченко Ю.А., <sup>1</sup>Кравченко Д.В., <sup>1</sup>Баранов М.В.

<sup>1</sup>Университет ИТМО

<sup>2</sup>ООО Научно-производственное предприятие «КРИОН»

Санкт-Петербург, Российская Федерация

**Аннотация.** В статье представлены результаты исследования по оптимизации процесса очистки и осушки природного газа при получении сжиженного природного газа (СПГ) на городских распределительных станциях (ГРС). Целью работы является снижение энергозатрат в малотоннажной установке сжижения природного газа. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи: анализ существующих технологических схем получения СПГ на ГРС и формулирование их недостатков и преимуществ, описание математической модели регенеративного теплообменного аппарата. В рамках исследования был проведен анализ малотоннажных технологий получения СПГ, который показал, что наиболее привлекательным способом с точки зрения энергозатрат является получение сжиженного газа в дроссельном цикле, а также показаны их недостатки, связанные с организацией процессов осушки и очистки природного газа перед ожижением. Выполнена оценка затрат топливного газа при давлении в трубопроводе от 3 до 10 МПа. Наиболее важным результатом исследования является разработка схемы переработки магистрального газа на ГРС с использованием регенеративных теплообменников. Значимость полученных результатов заключается в снижении энергетических затрат в процессах подготовки газа к сжижению в установке получения сжиженного газа на газораспределительных станциях. Определена доля потока, которая может быть переведена в жидкое состояние при заданных значениях давления газа в сети высокого и низкого давления. Рассмотрены основные эксплуатационные различия регенеративного теплообменного аппарата в воздуходелительных установках и установке получения сжиженного природного газа. Описана математическая модель регенеративного теплообменного аппарата, разработанная для постановки вычислительного эксперимента по оценке работоспособности регенеративных теплообменников в цикле ожижения природного газа, а также для моделирования процессов, протекающих в регенеративных теплообменных аппаратах установок получения сжиженного природного газа.

**Ключевые слова:** сжиженный природный газ, газораспределительные станции, магистральный газ, энергоэффективность, подготовка газа к сжижению.

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие отрасли по производству сжиженного природного газа продвигается высокими темпами, но несмотря на это на внутреннем рынке Российской Федерации имеется очевидный дефицит этого перспективного энергоносителя. Прежде всего это связано с труднодоступным расположением заводов по производству СПГ, в связи с чем его доставка в регионы РФ не является рентабельной. Большинство таких заводов экспортноориентированы, и несмотря на политическую ситуацию они продолжают поставлять газ по существующим долгосрочным контрактам, а сбыт СПГ на внутреннем рынке РФ для таких предприятий не является выгодным. Использование СПГ в качестве газомоторного топлива стимулировало рост спроса на сжиженный газ, но для его повсеместного использования также необходим и источник по производству этого энергоносителя. В работах [33–37] отмечены основные направления использования СПГ. Их анализ показывает, что для увеличения производственных мощностей необходимо не только увеличивать мощность отдельно взятого объекта, но и количество

установок по производству СПГ [32]. Российская Федерация нуждается в создании сети производства и доставки СПГ, способной удовлетворить потребности децентрализованных потребителей газа. Для того чтобы найти выход из этой ситуации можно рассмотреть 2 альтернативных способа снабжения потребителей. Первый – развитие обширной логистической схемы по доставке сжиженного газа от крупных производителей СПГ на примере доставки нефтепродуктов во все регионы России или второй – производство СПГ на газораспределительных станциях. Перевод части газа в жидкое состояние позволит его доставлять на расстоянии до 300 километров, что даст возможность снабдить регионы РФ с низким уровнем газификации этим энергоносителем.

Получение сжиженного газа на газораспределительных станциях относится к малотоннажному производству. Традиционно на заводах малой производительности реализуются следующие технологические решения: использование внешнего источника охлаждения или непосредственно, потока или части потока природного газа [18]. В качестве ис-

точника внешнего охлаждения может выступать смешанный хладагент [3,5,11,12] или азот [5]. Открытые циклы, где теплоносителем является поток газа или его часть, представляют собой различные модификации дроссельных циклов [10,19-26], а также комбинированные циклы с использованием детандеров. Авторы отмечают [27] что, основная проблема, связанная с малотоннажным производством СПГ это разработка энергоэффективных и экономически выгодных процессов. В работах [28-31] представлены исследования по оптимизации циклов с предварительным охлаждением азотом и смешанным хладагентом СЗМР с целью повышения их энергоэффективности и снижению стоимости производства СПГ.

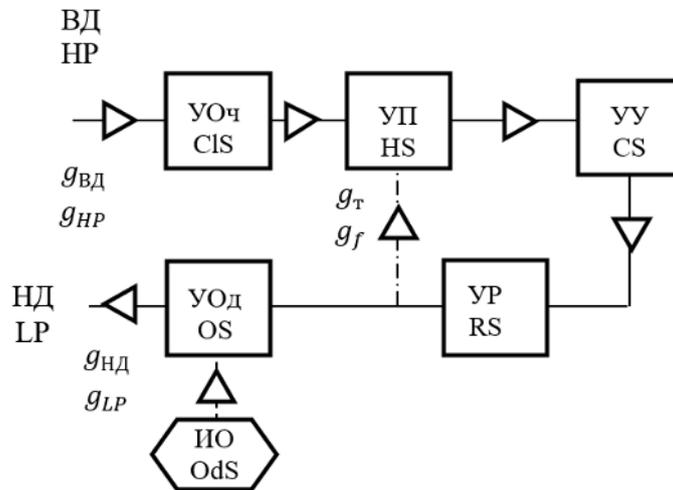
Для формирования внутреннего потребления СПГ необходим дешевый энергоноситель. Наличие большого количества магистральных газопроводов, в которых поддерживается высокое давление газа, а также газораспределительных станций, на которых происходит его редуцирование создают условия малотоннажного для производства СПГ на ГРС. В работах [7, 9,11,12] приведены удельные затраты энергии на производ-

ство сжиженного газа, которые сведены в таблицу 1.

Исходя из данных, представленных в таблице 1, можно сделать вывод, что наиболее привлекательным циклом для получения СПГ на ГРС являются дроссельные циклы, ввиду их низких удельных энергозатрат на производство сжиженного газа по сравнению с другими, исходя из этого в работе для исследования процессов повышения энергоэффективности будут рассматриваться дроссельные циклы различных модификаций.

### ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Ежегодно в России потребляется около 500 млрд м<sup>3</sup> (billion m<sup>3</sup>) природного газа, перед его доставкой потребителю весь этот объем газа проходит через газораспределительные станции, предназначенные для понижения давления газа от магистрального уровня до уровня городской сети от 7.5 МПа (МПа) до 1 МПа (МПа)). Технологическая схема ГРС представлена на рисунке 1.



ВД линия высокого давления, УОч участок очистки газа, УП участок подогрева, УУ участок учета, УР участок редуцирования, УОд участок одоризации газа, ИО источник одоранта, НД линия низкого давления

HP high pressure line, CIS cleaning section, HS heating section, CS counting section, RS reduction section, OS odorization section, OdS odorant source, LP low pressure line

Рис.1. Блок-схема газораспределительной станции.<sup>1</sup>

Основная технологическая задача ГРС состоит в снижении давления природного газа

от уровня, поддержанного в магистрали высокого давления, линия ВД, до уровня в распределительной сети, линия НД. Проходя

<sup>1</sup> Appendix 1

сквозь участки газораспределительной станции газ подвергается механической очистке на участке очистки УОч, затем, для предупреждения процессов гидратообразования, подогревается на участке подогрева УП. После этого газ высокого давления поступает на участок редуцирования УР, где давление потока газа снижается от уровня сети высокого давления первой категории (от 3 до 10 МПа (МПа) до уровня сети низкого давления, городской распределительной сети 1 МПа (МПа).

При этом за счет дросселирования газа происходит его охлаждение, которое в зависимости от перепада давления в сетях может

составлять от 12 до 57 К (К), которое связано с проявлением дроссельного эффекта Джоуля – Томпсона. Часть газа низкого давления  $g_T$  отбирается в нагреватель, который обеспечивает соответствующий подъем температуры потока на участке подогрева.

Основной поток газа направляется в сеть низкого давления через участок одоризации, на котором в газовый поток подмешивается некоторое количество ароматического вещества одоранта, которое поступает из источника одоранта ИО.

Таблица 1<sup>2</sup>.

Удельные затраты энергии при малотоннажном производстве СПГ<sup>3</sup>.

Смешанный хладагент Mixed refrigerant		Циклы с расширением азота в детандере Cycles with nitrogen expansion in the expander		Дроссельные циклы Throttle cycles	
Технология Technology	Удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ Specific energy consumption, kW·h/t LNG	Технология Technology	Удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ Specific energy consumption, kW·h/t LNG	Технология Technology	Удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ Specific energy consumption, kW·h/t LNG
Shell MR (DMR–SMR)	348	Однократное расширение в детандере Single expansion in an expander	800	Простой дроссельный цикл Simple throttle cycle	10
APCI	293	С двумя детандерами With two expanders	600	Дроссельный цикл высокого давления с фреоновым охлаждением High pressure throttle cycle with freon cooling	870
MSMR	411	Параллельный процесс сжижения с расширением азота Parallel liquefaction process with nitrogen expansion	618	Дроссельно-детандерный цикл Throttle-expander cycle	10

Разность энтальпий газа в сети высокого и низкого давления, можно использовать для

перевода части потока газа в жидкое состояние. Определить долю потока, которая может

быть переведена в жидкое состояние, можно с помощью выражения:

$$x = \frac{(h_{lp} - h_{hp}) - (q_{env} - q_{ur})}{h_{lp} - h_{ing}}, \quad (1)$$

Где  $h_{lp}, h_{hp}, h_{ing}$  – энтальпия природного газа трубопроводах высокого, низкого

давления и сжиженном состоянии соответственно,  $q_{env}, q_{ur}$  – потери холода производительности от теплопритоков из окружающей среды и недорекуперации соответственно. При  $h_{lp} = 1$  МПа (МПа),  $h_{hp} = 6$  МПа (МПа),  $T_{env} = 293$  К (К) коэффициент ожижения природного газа составит  $x \approx 0.03$ .

Небольшое значение коэффициента ожижения, не является препятствием для получения СПГ за счет дроссельного эффекта при редуцировании природного газа на ГРС, так как сам процесс ожижения газа может быть организован без дополнительных затрат энергии, только за счет потенциальной энергии потока высокого давления. Кроме этого, использование потенциальной энергии потока высокого давления для получения СПГ позволяет отказаться от подогрева потока магистрального газа перед поступлением на участок редуцирования, так как дроссельный эффект процесса редуцирования будет использован для получения сжиженного природного газа.

Экономию топливного газа можно оценить по известным значениям разности энтальпии природного газа в сети высокого и низкого давления, а также с учетом удельной теплотворной способности природного газа. Удельный расход топливного газа определяется из выражения:

$$g_f = k_f = \frac{g_f}{g_{hp}} = \frac{(h_{ur} - h_{hp})}{q_{HC}} \quad (2)$$

где –  $q_{HC}$  удельная теплота сгорания природного газа МДж/кг (MJ/kg).

Если давление в магистральном трубопроводе составляет от 3 до 10 МПа (МПа), величина удельного расхода топливного газа составляет от 0.065 до 0.29%. Эти относительно небольшие доли, выливаются в серьезные потери товарного газа, если учесть, что через

ГРС России за год проходит более 500 млрд м<sup>3</sup> (bn m<sup>3</sup>) газа.

Страна нуждается в децентрализованном потреблении СПГ. Анализ всех этих соображений показывает, что наиболее привлекательным способом производства сжиженного природного газа являются городские распределительные станции. На настоящий момент в Российской Федерации насчитывается более 4000 ГРС, на которых энергия, содержащаяся в магистральном потоке газа, не только не используется, но и сам газ сжигают для его подогрева из-за эффекта Джоуля - Томпсона. При перепаде давления ( $\Delta p = 6$  МПа (МПа)) температура газа снизится примерно на 35 К (К), что может привести к образованию кристаллогидратов из-за присутствия тяжелых углеводородов в газе.

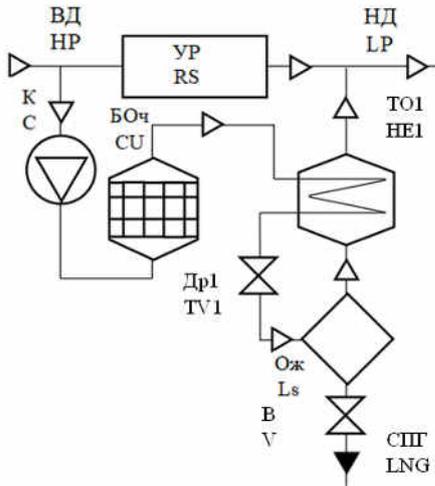
Технология производства сжиженного природного газа на ГРС известна достаточно давно и реализуется за счет существующего перепада давления между магистральным и распределительным газопроводами [1,13].

На рисунке 2 приведена технологическая схема блока получения СПГ на газораспределительной станции «Никольская» Тосненского района Ленинградской [2]. Природный газ отбирается до входа в узел редуцирования (УР), очищается от высококипящих примесей в блоке очистки (БОч), охлаждается за счет отвода теплоты обратному потоку паров СПГ в теплообменнике (ТО1) и дросселируется в отделитель жидкости (Ож). Жидкая фракция СПГ под давлением линии низкого давления (НД), через запорный вентиль (В) отводится потребителям. Паровая фракция через теплообменник (ТО1) направляется в линию низкого давления (НД).

При давлении на входе в блок ожижения  $P_{hp} = 3.5$  МПа (МПа) и объемном расходе природного газа  $g_{hp} = 1880$  кг/час (kg/h), расчетный выход СПГ составил [2] 100 кг/час (kg/h) ( $x = 0.054$  кг / кг (kg/kg)). Авторы указывают на недостатки получения СПГ на базе ГРС, по их мнению, это относительно низкое давление в магистральных трубопроводах, которое для значительной части РФ составляет 3.3–3.5 МПа (МПа) и сезонные колебания расхода газа через ГРС.

Вследствие указанных недостатков коэффициент ожижения установки авторы оцениваю в пределах 2%, что значительно меньше, чем указано выше. Кроме того, в готовой продукции высокое содержание высококи-

пящих углеводородных фракций, что препятствует использованию СПГ в качестве газомоторного топлива.

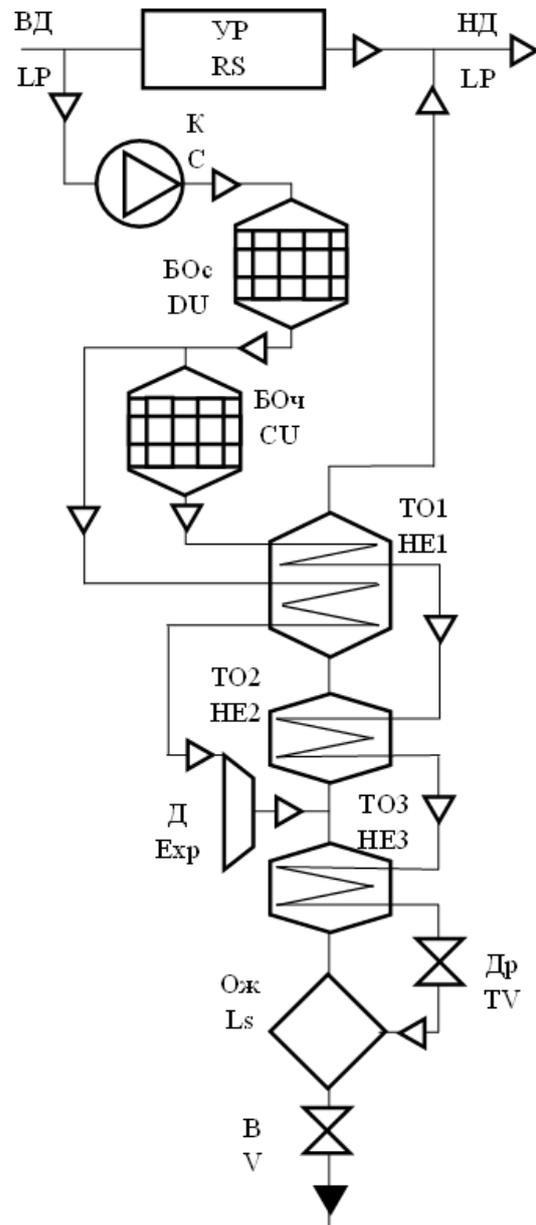


**Рис.2. Технологическая схема получения СПГ в простом дроссельном цикле высокого давления.<sup>4</sup>**

Малый выход СПГ при использовании простого цикла дросселирования, побуждает авторов вводить в состав блока получения СПГ внутренние и внешние ступени ожижения, которые способствуют увеличению производительности по готовому продукту [7]. Примером такого подхода является установка, представленная на рисунке 3.

Сырьевой газ поступает на переработку через газопровод высокого давления (ВД) и разделяется на два потока. Основной поток направляется на узел редуцирования, в котором реализуется основной технологический процесс ГРС – подогрев потока сырьевого газа на 30 °С и редуцирование до уровня сети низкого давления. Меньшая часть перерабатываемого потока направляется в криогенный блок получения СПГ. Сырьевой газ проходит через компрессор К, который компенсирует колебания давления газа в линии высокого давления. Затем из потока газа в блоке осушки (БОс) удаляются пары воды. Далее поток природного газа разделяется на две части, первая из которых, основной поток, направляется в блок очистки (БОч), где очищается от диоксида углерода. Вторая часть предназначена для подачи в детандер Д. Детандеры и основной потоки проходят через трубное пространство предварительного теплообменника (ТО1), где охлаждаются, отдавая теплоту обратному потоку газа низкого давления. Затем детандерный поток расширяется в де-

тандере и направляется в линию низкого давления детандерного теплообменника (ТО2), где смешивается обратным потоком, поступающим из дроссельной ступени охлаждения.



**Рис.3. Схема производства СПГ на ГРС по циклу среднего давления [7].<sup>5</sup>**

Обратный поток, движущийся в межтрубном пространстве теплообменника (ТО2), отводит теплоту от основного потока, движущегося в трубном пространстве. Затем основной поток поступает в дроссельный теплообменник (ТО3), где обменивается теплотой с насыщенными парами СПГ, поступающими из отделителя жидкости (Ож) после теплообменника (ТО3) поток высокого давления, проходит дроссельный вентиль (Д), в кото-

<sup>5</sup> Appendix 1

ром его давление снижается до уровня обратного потока. Полученный в результате дросселирования двухфазный поток природного газа разделяется в отделителе жидкости (Ож). Сжиженный природный газ (СПГ) отбирается из отделителя (Ож) через вентиль В. Паровая фракция проходит через межтрубное пространство теплообменников ТО3, ТО2 и ТО1, отогревается до температуры окружающей среды и направляется в приемную сеть низкого давления.

Включение в технологическую схему дополнительного дожимающего компрессора и турбодетандера значительно усложняет обслуживание установки по получению сжиженного природного газа на газораспределительной станции, очевидно, что эти машины были включены в технологическую схему с целью увеличения коэффициента ожижения. В частности, авторы статьи высказывают мнение о том, что минимальный коэффициент ожижения природного газа на подобных станциях должен быть не менее 10 % [7]. В то же время следует подчеркнуть, что конечной целью установки сжижения природного газа является абсолютное значение количества полученного СПГ, которое зависит не только от эффективности цикла ожижения, но и от величины расхода природного газа через блок ожижения. Как видно из рисунка 4 через блок ожижения проходит только часть природного газа, направляемого на газораспределительную станцию, таким образом конечный выход СПГ можно повысить за счёт увеличения расхода сырьевого газа через блок ожижения. К тому же такой подход позволит уменьшить затраты топливного газа на подогрев магистрального газа перед редуцированием.

На данный момент в РФ уже есть несколько реализованных проектов по производству СПГ на ГРС. В большинстве этих схем разработчики совершают стратегическую ошибку, используя только часть потока для выработки СПГ. Во-первых, при таком подходе не удастся использовать для производства сжиженного природного газа существенную часть холодопроизводительности, скрытой в потоке магистрального природного газа в виде избыточного давления. Кроме того, так как в сжижении используется только часть газа, то оставшуюся часть газа все равно придется подогревать для избежания образования кристаллогидратов. Причиной того, что разработчики схем получения сжиженного природного газа на газораспределительных стан-

циях, как правило, используют для получения СПГ только часть сырьевого потока является необходимость предварительной подготовки газа к ожижению. Каждый кубометр природного газа, направленный в криогенный блок получения СПГ, должен быть предварительно очищен от высококипящих примесей, воды и диоксида углерода. Подготовка природного газа к сжижению дорогой и энергозатратный процесс. Он реализуется методом адсорбции [2,4,6,10], для которого характерно движение сырьевого потока с крайне низкой скоростью, из-за чего адсорберы большой производительности должны иметь значительную площадь поперечного сечения. Затраты энергии, связанные с периодической регенерацией адсорбента, возрастают пропорционально объёмному расходу очищаемого газа.

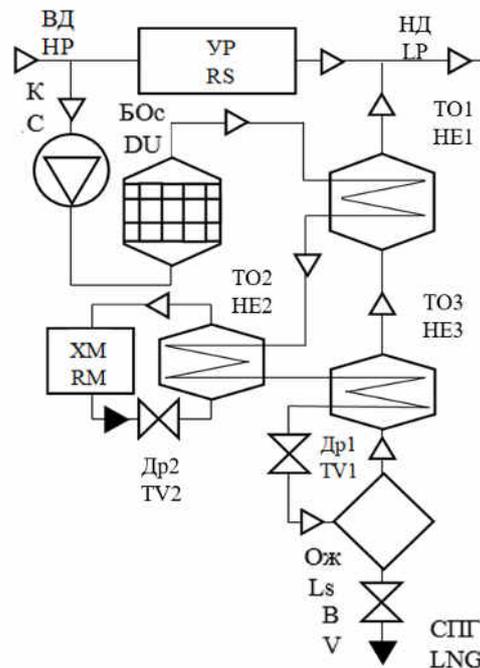


Рис.4. Общая технологическая схема высокого давления с холодильной машиной.<sup>6</sup>

Существует альтернативный способ очистки газовых потоков высокого давления от высококипящих примесей [14,15,16], он широко применяется в воздухоразделительных установках (ВРУ). На крупных воздухо-разделительных предприятиях от паров воды и диоксида углерода очищают до миллиона м<sup>3</sup>/час (m<sup>3</sup>/h), что сопоставимо с объемами природного газа, проходящего через ГРС.

Внедрение в установку получения СПГ на газораспределительных станциях регенера-

тивного теплообменного аппарата позволит избавиться от необходимости использования адсорбционных блоков осушки и очистки, что существенно снизит энергозатраты на подготовку газа к сжижению. На рисунке 5 представлена схема получения СПГ в простом дроссельном цикле с очисткой и охлаждением сырьевого потока в регенеративных теплообменниках. Регенеративный теплообменник (P1) охлаждает и очищает прямой поток газа высокого давления за счет теплоаккумулирующей способности регенеративной насадки, которая была охлаждена за счет отвода теплоты к обратному потоку в предыдущем цикле «холодного дутья». Пары воды и углекислый газ вымораживаются на поверхности насадки в твердом виде, а основной поток газа переохлаждается. Далее газ проходит те же технологические операции что и в схеме с рекуперативным теплообменником (рисунки 1).

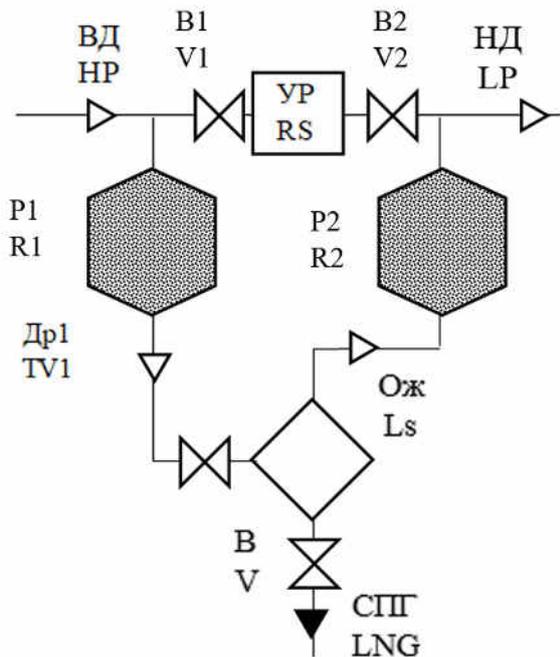


Рис.5. Схема получения СПГ с очисткой сырьевого газа в регенеративных теплообменниках.<sup>7</sup>

Использование регенеративных теплообменных аппаратов в процессе подготовки газа к сжижению позволит сконденсировать все поступающие с прямым потоком природного газа высококипящие смеси на поверхности теплоаккумулирующей насадки, а затем для сублимировать их при прохождении через регенеративный теплообменник обратного потока низкого давления. Для периодической смены направления движения материальных

потоков через регенеративные теплообменники используют систему клапанов, которая на рисунке не показана.

Наиболее подробно описана работа регенеративных теплообменников в системах охлаждения и очистки атмосферного воздуха в ВРУ [15,17]. Время переключения потока высокого давления с одного регенератора на другой обычно составляет от 3 до 9 минут. Продолжительность периода работа генеративного теплообменника в режиме «холодного дутья» зависит от выбора материала теплоаккумулирующей насадки, в качестве которой используются различные материалы от базальтовые крошки до гофрированных алюминиевых лент.

Регенераторы ВРУ хорошо изучены, что позволяет использовать накопленный опыт в сфере производства СПГ.

В то же время существуют существенные различия в составе и параметров технологических потоков очищаемых в регенеративных теплообменниках ВРУ и установках получения СПГ.

В ВРУ низкого давления, где широко используются регенеративные теплообменники давление прямого потока, составляет 0.6 МПа (МПа), обратного 0.06 МПа (МПа). Разность давления прямого и обратного потока составляет порядка 0.54 МПа (МПа). Изменение давления потока является основным стимулом процесса сублимации примесей с поверхности теплоаккумулирующей насадки в режиме «холодного дутья».

В установке получения СПГ на газораспределительной станции давление прямого потока может составлять от 3 до 12 МПа (МПа), а давление обратного потока варьируется в пределах от 0.2 до 1.2 МПа (МПа). Соответственно разность давлений прямого и обратного потока может составлять от 1.8 до 11.8 МПа (МПа), что существенно больше, чем в регенеративных теплообменниках ВРУ. Необходимо проанализировать влияние больших перепадов давления на эффективность контактного теплообмена в насадочных аппаратах.

Кроме этого, в отличие от ВРУ, где расход перерабатываемого воздуха стабилен, ГРС редуцируют магистральный природный газ с переменным расходом, который зависит от потребления газа в распределительной сети. Надо оценить влияние изменения массовых расходов потоков на работу регенеративных теплообменников.

К тому же, в составе природного присутствуют высококипящие компоненты, которые имеют температуру кристаллизации значительно ниже температуры кипения СПГ, поэтому они будут конденсироваться на поверхности насадки в жидком виде, что может влиять на распределение температур по высоте регенератора.

Для оценки влияния указанных факторов на работу регенеративных теплообменников в составе установки получения СПГ необходимо провести численный эксперимент по исследованию процессов переноса теплоты и массы между газовыми потоками.

### МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

Для построения математической модели регенеративного теплообменного аппарата необходимо описать процессы изменения температуры газа и теплоаккумулирующей насадки в период прямого и обратного дутья. Это можно сделать с помощью дифференциального уравнения энергии [8]:

$$f\rho\frac{\partial h}{\partial \tau} + w\rho\frac{\partial h}{\partial x} = uq_w + f\frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda\frac{\partial T}{\partial x}\right) + f\frac{\partial P}{\partial \tau} + fT\sigma \quad (3)$$

где  $F_x$  - проекция плотности массовых сил на ось  $x$ ;  $f$  - площадь поперечного сечения канала;  $\rho$  - плотность при  $T$  и  $P$  в сечении  $x$ ;  $\sigma$  - производство энтропии и единице объема за счет вязкого трения;  $h$  - энтальпия газа при  $T$  и  $P$  в сечении  $x$ ;  $u$  - периметр поперечного сечения канала.

$$(1 - \varepsilon)\rho_w\frac{\partial h_w}{\partial \tau} = a_0\alpha(T_w - T) + (1 - \varepsilon)\lambda_w^*\frac{\partial^2 T_w}{\partial x^2} \quad (4)$$

где  $\varepsilon$  - удельная свободное пространство (пористость) теплоаккумулирующей насадки;  $\rho_w$  - плотность материала теплоаккумулирующей насадки,  $h_w$  - энтальпия материала теплоаккумулирующей насадки,  $a_0$  - удельная теплопередающая поверхность насадки,  $\alpha$  - коэффициент теплоотдачи,  $T_w, T$  - температура насадки и газа соответственно,

$\lambda_w^*$  - эффективная теплопроводность слоя насадки.

Процесс переноса теплоты рассматривается для элементарного участка слоя теплоаккумулирующей насадки (рисунок 6).

Для разработки программного обеспечения моделирующего работу регенеративного теплообменника дифференциальное уравнение энергии для газового потока и насадки преобразуют путём замены производных конечными разностями. Перед заменой из рассмотрения исключаются факторы переноса энергии влиянием которых можно пренебречь.

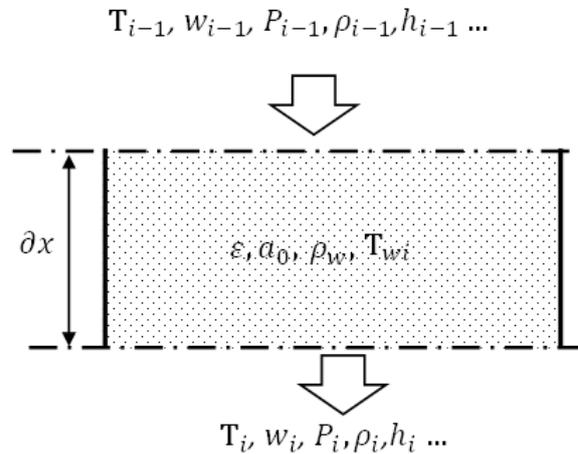


Рис. 6. Физическая модель регенеративного теплообменного аппарата.<sup>8</sup>

К таким факторам относится:

$q_\lambda = f\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\partial T}{\partial x}\right)$  - перенос теплоты теплопроводностью газа;

$q_P = f\frac{\partial P}{\partial \tau}$  - теплота сжатия (расширения) газа;

$q_\sigma = fT\sigma$  - теплота, выделяемая в ходе необратимых процессов.

Применительно к процессам, протекающим в слое регенеративной насадки, можно утверждать, что теплота, переносимая от потока газа поверхности насадки в прямом потоке и от поверхности насадки газу в обратном потоке значительно превышает по величине тепловые потоки, указанные выше:

<sup>8</sup> Appendix 1

$$uq_w \gg \left( f \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + f \frac{\partial p}{\partial \tau} + fT\sigma \right). \quad (5)$$

Поэтому влиянием тепловых потоков, расположенных в правой части уравнения 5 можно пренебречь:

$$\left( f \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + fT\sigma \right) \approx 0. \quad (6)$$

Рассуждая аналогично, можно исключить из рассмотрения количество теплоты, которые переносятся теплопроводностью вдоль слоя теплоаккумулирующей насадки. Элементарные частицы, образующие слой имеют между собой точечный тепловой контакт, что предельно усложняет перенос теплоты за счет эффективной теплопроводности слоя:

$$(1 - \varepsilon) \lambda_w^* \frac{\partial^2 T_w}{\partial x^2} \approx 0. \quad (7)$$

С учётом принятых допущений, уравнения энергии для газа и насадки приобретут следующий вид:

$$\varepsilon \rho \frac{\partial h}{\partial \tau} + w \rho \frac{\partial h}{\partial x} = a_0 \alpha (T_w - T) \quad (8)$$

$$(1 - \varepsilon) \rho_w \frac{\partial h_w}{\partial \tau} = a_0 \alpha (T - T_w) \quad (9)$$

Путём замены производных конечными разностями:

$$\partial \tau \approx \Delta \tau \rightarrow 0 \quad \partial x \approx \Delta x \rightarrow 0.$$

Можно привести уравнения 8 и 9 к виду пригодному для составления алгоритма программы:

$$\varepsilon \rho \frac{\Delta h}{\Delta \tau} + w \rho \frac{\Delta h}{\Delta x} = a_0 \alpha (T_w - T), \quad (10)$$

$$(1 - \varepsilon) \rho_w \frac{\Delta h_w}{\Delta \tau} = a_0 \alpha (T - T_w), \quad (11)$$

$$\text{где } \frac{\Delta h}{\Delta \tau} = \frac{h'_i - h_i}{\Delta \tau}, \quad \frac{\Delta h}{\Delta x} = \frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x},$$

$$\frac{\Delta h_w}{\Delta \tau} = \frac{h'_{wi} - h_{wi}}{\Delta \tau} \quad (12)$$

$h'_i, h_i$ - энтальпия газа на произвольном участке на текущем и последующем вре-

менном слое соответственно,  $h'_{wi}, h_{wi}$ - энтальпия насадки на произвольном участке на текущем и последующем временном слое соответственно,  $h_i, h_{i-1}$  -энтальпия газа на но предыдущем и текущем участках соответственно.

Для вычисления значение энтальпии газа и материала насадки на последующем временном слое используются выражения:

$$h'_i = h_i + \frac{[a_0 \alpha (T_{wi} - T_i) \Delta x - w \rho (h_i - h_{i-1})] \Delta \tau}{\Delta x \varepsilon \rho}; \quad (13)$$

$$h'_{wi} = h_w + \frac{\alpha a_0 (T - T_w) \Delta \tau}{(1 - \varepsilon) \rho_w}. \quad (14)$$

Использование уравнений 13 и 14 позволяет моделировать процессы, протекающие в слое теплоаккумулирующей насадки при движении прямого и обратного потока газа.

Для выполнения численного эксперимента сформулировать условия однозначности, то есть определить граничные и начальные условия модулируемого процесса.

Граничные условия предполагают определение температуры газового потока на входе слой теплоаккумулирующей насадки.

Для прямого потока при  $i = 0$   $T_i = T_{env}$   $T_{e n}$ -температура окружающей среды.

Для обратного потока при  $i = 0$   $T_i = T''$ ,  $T''$  - температура насыщенного пара сжиженного природного газа  $T'' = f(P_{lp})$ , которая зависит от давления, при котором газ направляется в распределительную сеть ( см. рисунок 5).

Для формирования начальных условий необходимо задать температуру теплоаккумулирующей насадки для всех участков моделируемого слоя в момент времени  $\tau = 0$ , то есть вначале периода прямого или обратного дутья.

В первом приближении можно предположить, что слой насадки охлаждён во время предыдущих этапов работы, а температура изменяется по линейному закону:

$$\text{прямой поток } T_{wi} = T_{wi-1} - \frac{T_{w1} - T_{wi=n}}{n - 1}$$

$$T_{w1} = T_{OC} - \Delta T_w, \quad T_{w1=n} = T'' + \Delta T_c,$$

обратный поток  $T_{wi} = T_{wi-1} + \frac{T_{w1=n} - T_{w1}}{n-1}$

$$T_{w1} = T'' + \Delta T_c, T_{w1=n} = T_{env} - \Delta T_w.$$

При переключении модели с прямого потока на обратный происходит изменения положения начала массива данных и всех численных индексов данных:

$$\text{от } j=1 \text{ до } j=n \quad T_{wj}^* = T_{w(n-j+1)},$$

$$T_j^* = T_{(n-j+1)}, \quad h_{wj}^* = h_{w(n-j+1)}, \quad h_j^* = h_{w(n-j+1)}.$$

$$\text{от } i=1 \text{ до } i=n, \quad T_{wi} = T_{wj}^*, T_i = T_j^*,$$

$$h_{wi} = h_{wj}^*, h_i = h_j^*.$$

Разработанный математический аппарат и программное обеспечение для его реализации позволяют поставить численный эксперимент по моделированию процессов, протекающих в регенеративных теплообменных аппаратах установок получения сжиженного природного газа.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Производство сжиженного природного газа на газораспределительных станциях представляет собой актуальную научно-техническую задачу, решение которой позволит создать в Российской Федерации распределённую сеть снабжения потребителей СПГ.

Сжиженный природный газ, полученный за счет редуцирования магистрального газа в местные газораспределительные сети, будет иметь минимальную себестоимость, так как его производство, по предложенным технологическим схемам, будет осуществляться практически без дополнительных затрат электроэнергии.

Выработка сжиженного природного газа на газораспределительных станциях позволит отказаться от затрат части природного газа на участках подогрева газа перед редуцированием, так как дроссельный эффект, возникающий при редуцировании газа, будет реализован криогенном цикле получения СПГ.

Использование в составе установок получения, сжиженного природного газа регенеративных теплообменных аппаратов, позволяет использовать для выработки СПГ весь поток магистрального газа, направляемого в местную распределительную сеть, при таком подходе можно получать существенное объ-

емы СПГ, несмотря на относительную низкую эффективность цикла ожижения.

Использование регенеративных теплообменников позволяет решить задачу очистки магистрального газа от высококипящих компонентов без дополнительных затрат энергии и сложного технологического оборудования.

### APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

<sup>1</sup>Fig. 1. Block diagram of a gas distribution station.

<sup>2,3</sup>Table 1. Specific energy consumption for small-scale LNG production

<sup>4</sup>Fig. 2. Flow diagram for LNG production in a simple high-pressure throttling cycle.

<sup>5</sup>Fig. 3. LNG production cycle diagram at GDS according to the medium pressure cycle.

<sup>6</sup>Fig. 4. General technological scheme high pressure with chiller.

<sup>7</sup>Fig. 5. Diagram of an LNG production plant with feed gas purification in regenerative heat exchangers.

<sup>8</sup>Fig. 6. Physical model of an elementary section of a regenerative heat exchanger.

### Литература (References)

- [1] Akulov L. A. Low-temperature equipment installations and systems. Liquefaction of natural gas and utilization of cold of liquefied natural gas during its regasification. – 2006.
- [2] Kondratenko A.D. et al. Russian small-tonnage production facilities for liquefying natural gas // Oil and Gas Chemistry. - 2016. - No. 4. - P. 31-36.
- [3] Key R. D., Edvardsson T. Choose the best refrigeration technology for small-scale LNG production /Hydrocarbon Processing. – 2014.
- [4] Small-scale LNG // Central Dispatch Office of the Fuel and Energy Complex URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/issue/2021/1/859/](https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/1/859/) (accessed: 08.10.2023).
- [5] Remeljeij C. W., Hoadley A. F. A. An exergy analysis of small-scale liquefied natural gas (LNG) liquefaction processes //Energy. – 2006. – T. 31. – №. 12. – p. 2005-2019.
- [6] Nomenclature list of gas distribution stations of main gas pipelines, VRD 39-1.8-022-2001, Information and Advertising Center of the Gas Industry (IRC Gazprom).
- [7] Gorbachev S. P. et al. Methodological approaches to the formation of programs for small-tonnage production and use of liquefied natural gas // News of gas science. - 2017. - No. 1 (29). - P. 227-240.
- [8] Alekseev V. P. et al. Calculation and modeling of cryogenic installations //L.: Energoatomizdat. Leningrad branch, 1987.–280 p. – 1987.
- [9] Lunkova L. G. et al. The Natural Gas Liquefaction Technology for Small-Scale LNG //IOP Conference Series: Earth and

- Environmental Science. – IOP Publishing, 2020. – T. 459. – №. 5. – p. 052094.
- [10] Udut V. N. Cryogenic equipment and technologies for small-tonnage production and use of LNG in transport and for autonomous gasification // *Gas Industry*. - 2011. - No. S. - P. 16-19.
- [11] Castillo L., Dorao C. A. Influence of the plot area in an economical analysis for selecting small scale LNG technologies for remote gas production // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2010. – T. 2. – №. 6. – p. 302-309.
- [12] He T. et al. A comprehensive optimization and comparison of modified single mixed refrigerant and parallel nitrogen expansion liquefaction process for small-scale mobile LNG plant // *Energy*. – 2019. – T. 167. – p. 1-12.
- [13] Gorbachev S. P., Kuposov A. M., Lyugay S. V. Evaluation of the efficiency of small-tonnage LNG production at gas distribution stations // *AvtoGazoZapravochny Complex + Alternative Fuel*. - 2009. - No. 2. - P. 59-63.
- [14] Okonskiy I. S., Osokin A. A., Fedyukov Yu. S. Processes and apparatuses of oxygen and cryogenic production: Textbook for schools. – Mechanical Engineering, 1985.
- [15] Arkharov A.M. et al. Cryogenic systems. Volume 2. Fundamentals of designing devices, installations and systems. Moscow: Mechanical Engineering, 1999. — 720 p.
- [16] Epifanova V. I., Akselrod L. S. (eds.) Air separation by deep cooling: Technology and equipment: In 2 volumes. – 1973.
- [17] Grigoriev V. A., Krohin Yu. I. Heat and mass transfer apparatuses of cryogenic engineering: Textbook for universities. – Energy, 1982.
- [18] Fedorova E. B. Current state and development of the world liquefied natural gas industry: technologies and equipment. – 2011.
- [19] Burtsev S. A., Karpenko A. P., Leontyev A. I. Method of distributed production of liquefied natural gas at gas distribution stations // *High Temperature Thermal Physics*. - 2016. - Vol. 54. - No. 4. - P. 605-608.
- [20] Gorbachev S. P., Medvedkov I. S. Features of small-scale LNG production on gas pipelines based on high-pressure throttle cycles // *Technical gases*. - 2016. - V. 16. - No. 1. - P. 29-36.
- [21] Gorbachev S. P., Medvedkov I. S. LNG production technologies at gas distribution stations under conditions of gas consumption restrictions // *Gas industry*. - 2019. - No. 2 (780). - P. 66-71.
- [22] Gorbachev S. P., Lyugay S. V., Samsonov R. O. Technology of LNG production at gas distribution stations with increased content of carbon dioxide in network gas // *Technical gases*. - 2010. - No. 3. - P. 48-52.
- [23] Dovbish A. L. et al. Experience in creating liquefaction units for low-capacity natural gas liquefaction plants // *Gas Industry*. – 2011. – No. S. – P. 21-24.
- [24] Gorbachev S. P., Lyugay S. V., Medvedkov I. S. Problems and prospects of LNG production at gas distribution stations // *Gas industry*. - 2015. - No. S3. - P. 45-49.
- [25] Safin A.Kh., ed. Modern and promising technologies of natural gas liquefaction. Report-reference book. Second edition. St. Petersburg, OOO Prima-khimmash, 2012, 320 p.
- [26] Arkharov A. M., Semenov V. Yu., Likhacheva N. I. Study of efficient small-tonnage natural gas liquefaction plants // *Engineering Journal: Science and Innovations*. - 2017. - No. 4 (64). - P. 10.
- [27] Qyyum M. A. et al. CO<sub>2</sub> precooled dual phase expander refrigeration cycles for offshore and small-scale LNG production: Energy, exergy, and economic evaluation // *Energy*. – 2023. – V. 262. – p. 125378.
- [28] Qyyum M. A., Qadeer K., Lee M. Comprehensive review of the design optimization of natural gas liquefaction processes: current status and perspectives // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 2017. – VT. 57. – №. 17. – p. 5819-5844.
- [29] Cao W. et al. Parameter comparison of two small-scale natural gas liquefaction processes in skid-mounted packages // *Applied Thermal Engineering*. – 2006. – V. 26. – №. 8-9. – p. 898-904.
- [30] Gao T. et al. Coalbed methane liquefaction adopting a nitrogen expansion process with propane pre-cooling // *Applied Energy*. – 2010. – V. 87. – №. 7. – p. 2142-2147.
- [31] Shi Y. , Gu A. , Wang R. , Zhu G. Optimization Analysis of Peakshaving Cycle to Liquefy the Natural Gas // *Proceedings of the Twentieth International Cryogenic Engineering Conference (ICEC20)*. - 2005. - p. 741-744.
- [32] Tsvetkov P. Small-scale LNG projects: Theoretical framework for interaction between stakeholders // *Energy Reports*. – 2022. – V. 8. – p. 928-933.
- [33] Bittante A., Pettersson F., Saxén H. Optimization of a small-scale LNG supply chain // *Energy*. – 2018. – V. 148. – p. 79-89.
- [34] Biscardini G., Schmill R., Del Maestro A. Small going big: Why small-scale LNG may be the next big wave // *Strategy & (Part of the PwC network)*. – 2017.
- [35] Mouette D. et al. Costs and emissions assessment of a Blue Corridor in a Brazilian reality: The use of liquefied natural gas in the transport sector

//Science of the total environment. – 2019. – V. 668. – p. 1104-1116.

[36] Sharples J. LNG supply chains and the development of LNG as a shipping fuel in Northern Europe. – 2019.

[37] Budiyanto M. A. et al. Study on the LNG distribution to mobile power plants utilizing small-scale LNG carriers //Heliyon. – 2020. – V. 6. – №. 7.

**Сведения об авторах.**



**Баранов Александр Юрьевич**

Д.т.н., профессор, область научных интересов: технологии сжиженного природного газа, криомедицина.

E-mail: [abaranov@itmo.ru](mailto:abaranov@itmo.ru)



**Кравченко Денис Владимирович**

Аспирант, область научных интересов: техника и технологии сжижения природного газа, вакуумные технологии в криогенной технике, транспортирование природного газа.

E-mail: [dvkravchenko@itmo.ru](mailto:dvkravchenko@itmo.ru)



**Кравченко Юлия Андреевна**

Аспирант, область научных интересов: криогенная техника, технологии сжижения природного газа, аппараты для сжижения природного газа

E-mail: [jasolonina@itmo.ru](mailto:jasolonina@itmo.ru)



**Баранов Матвей Владимирович**

Аспирант, область научных интересов: низкие температуры, криомедицина, технологии получения сжиженного природного газа.

E-mail: [mvbaranov@bk.ru](mailto:mvbaranov@bk.ru)