

Научная статья  
УДК 656.61.052  
doi: 10.24143/1812-9498-2021-2-43-55

## Перспективы газогидратных технологий на рынке морских перевозок природного газа

Андрей Витальевич Макагон ✉

Государственный университет морского и речного флота им. адмирала С. О. Макарова,  
Санкт-Петербург, Россия, moryajokk99mail.ru ✉

**Аннотация.** Исследуются современные проблемы и перспективы развития технологий транспортировки природного газа морским транспортом в связи с наличием в России залежей газогидратов (на дне озера Байкал, Черного, Каспийского и Охотского морей). Отмечено, что несмотря на подтверждение существующих залежей, исследование газогидратов на этих месторождениях не проводилось. Приводится обоснование перспектив внедрения технологии транспортировки газа морским транспортом в газогидратной форме. Сравнительный анализ LNG-, CNG- и NGH-технологий морской транспортировки природного газа доказал, что транспортная составляющая технологической цепи NGH-технологии имеет существенные преимущества по сравнению с LNG- и CNG-технологиями. Предлагается использовать процесс преобразования тепловой энергии океана для повышения энергоэффективности добычи метана из месторождений подводных газогидратов по газогидратному циклу, что позволит экономить 10–15 % добытого метана на выработку электроэнергии. Приведено схемно-технологическое решение газодобывающего комплекса, согласно которому диоксид углерода вводится в газогидратный слой для извлечения метана из газогидратов. Для улучшения кинетики процесса замещения метана диоксидом углерода в газовых гидратах предлагается рециркулировать часть CO<sub>2</sub>. В связи со спецификой и разнообразием географических, экономических, политических и других условий традиционные технологии трубопроводного транспорта газа и LNG не могут в полной мере удовлетворить требованиям проектов по экспорту и добыче газа. Сделан вывод о том, что NGH-технология максимально подходит для решения проблемы диверсификации поставок природного газа, в том числе из Арктики и акватории Черного моря, и рекомендована при разработке морских месторождений газа и нефти.

**Ключевые слова:** Арктика, газогидратные технологии, морской транспорт, углеводородное сырье, транспортировка газа, сжатый газ, газозовы

**Для цитирования:** Макагон А. В. Перспективы газогидратных технологий на рынке морских перевозок природного газа // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2021. № 2 (72). С. 43–55. doi: 10.24143/1812-9498-2021-2-43-55.

Original article

## Prospects for gas hydrate technologies in natural gas shipping market

Andrei V. Makagon ✉

Admiral Makarov State University of Maritime and Inland Shipping,  
Saint-Petersburg, Russia, moryajokk99mail.ru ✉

**Abstract.** The article considers the modern problems and prospects of the development of technologies of transporting the natural gas by sea due to the fact that gas hydrate deposits are found on the bottom of Lake Baikal, the Black Sea, the Caspian Sea and the Okhotsk Sea. It has been stated that despite the proved gas hydrate deposits the fields have not been explored yet. Introducing the technology for transporting gas by sea in gas hydrate form is being substantiated. Comparative analysis of LNG, CNG and NGH technologies for sea transportation of natural gas proved that the transport component of the NGH technological chain has significant advantages over LNG and CNG technologies. The process of converting thermal energy of the ocean has been proposed to use for increasing the energy efficiency of methane production from subsea gas hydrate deposits in

the gas hydrate cycle, which can save 10-15% of the produced methane for electricity generation. A schematic and technological solution of a gas production complex is presented, according to which carbon dioxide is introduced into the gas hydrate layer to extract methane from gas hydrates. To improve the kinetics of replacing methane with carbon dioxide in gas hydrates it is proposed to recycle a portion of CO<sub>2</sub>. Due to the specific and diversified geographic, economic, political and other conditions the conventional technologies for pipeline transportation of gas and LNG cannot fully meet the requirements of gas export and production projects. It has been inferred that NGH technology is most suitable for solving the problem of diversifying natural gas supplies from the Arctic regions, the Black Sea and in the development of offshore gas and oil fields.

**Keywords:** Arctic, gas hydrate technologies, sea transport, hydrocarbons, gas transportation, compressed gas, gas carriers

**For citation:** Makagon A. V. Prospects for gas hydrate technologies in natural gas shipping market. *Vestnik of Astrakhan State Technical University*. 2021;2 (72):43-55. (In Russ.) doi: 10.24143/1812-9498-2021-2-43-55.

### **Введение**

Программы развития газовых месторождений в настоящее время ориентированы в основном на вариант трубопроводной схемы вывода газа на рынок, это очень капиталоемкий и длительный в части реализации способ. Сегодня в мире очень мало морских технических средств для работы на континентальном шельфе, способных круглогодично функционировать в условиях российской Арктики. Это относится как к средствам добычи нефти и газа, так и к судам транспортировки углеводородного сырья, особенно газозовам. Можно утверждать, что опыт создания газозовов усиленного ледового класса, предназначенных для эксплуатации при температуре воздуха до –50 °С, в практике мирового судостроения отсутствует. Таким образом, разработка транспортного проекта, который бы позволил проложить эффективный путь для вывода жидких углеводородов на мировые рынки при помощи уникальных газозовов усиленного ледового класса, является актуальной в современных условиях.

Транспортировка газа арктическими газозовами открывает для российских компаний выход на новые рынки Северной Америки и Юго-Восточной Азии, существенно повышает возможность выбора направления поставок газа на те или иные рынки в зависимости от текущей конъюнктуры. К тому же исключаются политические риски, неизбежные при трубопроводном транзите газа через территории ряда стран. Так, обеспечивается высокая надежность исполнения контрактных обязательств перед иностранными потребителями.

Развитие нескольких технологий транспортировки природного газа морем позволит достигать наибольшего экономического эффекта в построении систем транспортировки газа, учитывающих различные (как физико-географические, так и экономико-политические) факторы.

### **Современные проблемы и перспективы развития технологий транспортировки природного газа морским транспортом**

Обеспечение стабильного газоснабжения потребителей природного газа – одна из наиболее актуальных экономических и политических задач настоящего времени.

Вопрос транспортировки газа неразрывно связан с проблемами его добычи. В последние годы наблюдается закономерная тенденция к удалению потребителей газа от мест его добычи на фоне осложнения условий разработки месторождений и транспортировки полученной продукции. Как следствие, повышается себестоимость продукции. Кроме того, значительная часть месторождений газа находится на шельфах морей (как в виде традиционных залежей, так и в газогидратной форме).

В настоящее время транспортировка природного газа в Российской Федерации (и в мире) осуществляется посредством трубопроводов или LNG-танкеров. Строительство и обслуживание трубопровода – достаточно дорогостоящие мероприятия, однако с точки зрения начальных инвестиций – это наиболее дешевый метод транспортировки газа на небольшие и средние расстояния, поэтому на суше при незначительных расстояниях он является удобным и экономически целесообразным. При увеличении дистанции и потребности транспортировки природного газа морем, особенно если оно имеет значительную глубину, экономическая целесообразность исполь-

зования трубопроводов становится сомнительной. В подобных условиях альтернативой является технология транспортировки природного газа морским транспортом, а именно LNG-танкерами. Тем не менее результативными данные технологии транспортировки, исходя из существенных инвестиций, будут при присутствии значительных подтвержденных резервов газа на данном месторождении [1].

Учитывая специфику и разнообразие географических, экономических, политических и других условий, традиционные технологии трубопроводного транспорта газа и LNG не могут в полной мере удовлетворить требованиям проекта. Так, например, значительная часть относительно малых, необорудованных и удаленных от транспортной инфраструктуры месторождений не исследуется, в том числе и в связи с проблемой их перевозки. В то же время около 80 % залежей газа, открывающиеся в последнее время, принадлежат этой категории.

В мире постоянно проводится работа по совершенствованию технологий добычи, транспортировки и хранения природного газа. Например, сегодня на разных стадиях реализации существует несколько альтернативных технологий транспортировки газа:

1. CNG – газ в сжатом виде;
2. NGH – газ в газогидратной форме;
3. GTL – газ в жидкой форме;
4. GTW – газ в электроэнергии [1].

Среди альтернативных технологий, которые могут занять свою нишу на рынке услуг по транспортировке природного газа морем, по нашему мнению, заслуживают внимания технология транспортировки сжатого природного газа (СПГ, или CNG) и технология транспортировки гидрата природного газа (ПГГ, или NGH).

Первая из перечисленных технологий давно известна, технически несложная, имеет минимальные требования к инфраструктуре, но широкого внедрения до сих пор не получила, мы считаем, прежде всего из-за сложности решения проблемы достаточного уровня безопасности груза (значительный объем газа под высоким давлением). Технологии перевозки сжатого газа еще развиваются, анализируется комплекс линий, на которых использование подобных судов будет экономически оправдано. Наибольшего экономического эффекта можно достичь на коротких линиях при перевозке газа к слабо подготовленным терминалам, не оборудованным заводами по сжижению и хранилищами жидкого газа. Основной технической проблемой является создание емкостей высокого давления для перевозки газа: необходимо создавать новые конструкционные материалы, которые обеспечат высокую прочность при низкой массе.

Вторая технология, по сравнению с CNG- и LNG-технологиями, является наиболее безопасной и имеет ряд преимуществ, но пока не получила широкого применения, поскольку находится на стадии разработки и отработки элементов технологической цепочки. Кроме того, до последнего времени газогидратные месторождения считались нерентабельными, однако в 2017 г. китайские эксперты решили проблему, связанную с полноценной добычей газогидратов с глубоководного морского месторождения. В официальном извещении случившееся отмечено как «исторический прорыв», который окажет влияние на дальнейший прогресс всей энергетики. Исследование месторождения так называемого «горючего льда» (внешне газовые гидраты похожи на рыхлый лед) началось 10 мая 2017 г. Только за первую неделю использования месторождения, находящегося на глубине свыше 1 200 м от морской поверхности и около 200 м от уровня дна, было получено более 120 тыс. м<sup>3</sup> газа с содержанием метана до 99,5 % [2].

Из 1 м<sup>3</sup> «горючего льда» представляется возможным получить более 160 м<sup>3</sup> газообразного метана. По некоторым оценкам, мировые залежи газогидратов значительно превышают запасы газообразного природного газа, точный объем этих месторождений ученые оценивают по-разному, значения колеблются от 2,5 тыс. до 20 тыс. трлн м<sup>3</sup>. Это означает, что освоение залежей «горючего льда» вышло на новый этап развития и может кардинально изменить добычу энергоресурсов в мировом масштабе. К настоящему моменту месторождения газогидратов, согласно исследованиям, были замечены вблизи берегов США, Канады, Коста-Рики, Гватемалы, Мексики, Японии, Южной Кореи, Индии и Китая, а также в Средиземном, Черном, Каспийском и Южно-Китайском морях [2].

В России наличие залежей газогидратов подтверждено на дне озера Байкал, Черного, Каспийского и Охотского морей, тем не менее исследования газогидратов на этих месторождениях

пока не проводились. Оценки ООО «Газпром ВНИИГАЗ» подтверждают наличие в стране ресурсов газогидратов в 1 100 трлн м<sup>3</sup>. В середине 2018 г. Дальневосточный геологический институт ДВО РАН сделал предложение ПАО «НК «Роснефть» исследовать перспективность добычи газовых гидратов на шельфе Курильских островов. Предварительная оценка иллюстрирует их потенциал – 87 трлн м<sup>3</sup> [2].

Природный газ в твердом гидратном состоянии достаточно устойчив и требует значительно меньших мер по обеспечению безопасности транспортировки, по сравнению с перевозкой в сжиженном и сжатом виде. Учитывая разработанные и апробированные технологии преобразования газа в твердое газогидратное состояние, а также перспективы добычи газовых гидратов, справедливо отметить перспективность исследования газогидратного способа транспортировки газа морским транспортом.

### Обоснование перспектив внедрения газогидратной технологии транспортировки газа морским транспортом

В настоящее время представляется возможным хранение и транспортировка природного газа тремя способами – в состоянии жидкости (сжиженном), сжатым под давлением (компримированном) и газогидратном. Наиболее перспективное использование объема береговых цистерн для хранения газа и грузовых танков морских «метановозов» достигается посредством термобарических процессов для изменения газообразного состояния метана в сжиженное состояние, т. к. плотность жидкого природного газа выше газообразного в среднем в 600 раз; в случае компримирования газообразного природного газа давление повышается до 200 бар, а при переходе в газогидратное состояние удастся увеличить его плотность лишь в 180 раз [3].

Представляется необходимым учитывать тот факт, что при атмосферном давлении природный газ в сжиженном состоянии имеет температуру –162 °С и ниже, что требует при его транспортировке и хранении в должном состоянии использования конструкционных материалов, имеющих значительную стоимость в сравнении с перевозкой газа под давлением. Однако сравнительный анализ экономических затрат, выполненный сотрудниками университета NUST и инженерного центра AKER в 1996 г., подтвердил, что в целом затраты на устоявшуюся инфраструктуру перевозок природного газа в сжиженном и газогидратном состоянии в объеме до 4 млн м<sup>3</sup> природного газа в год на дистанцию менее 5 500 км схожи [4].

По мере технического прогресса газогидратного способа хранения и транспортировки природного газа его эффективность в экономическом плане повышается. В марте 2011 г. на конференции в г. Амстердаме (Look to the Future) японская компания Mitsui Engineering & Shipbuilding Co., Ltd. (MES) презентовала инновационную технологию хранения и транспортировки метана. В основе технологии лежит эффект самоконсервации гидрата метана при нормальных условиях, что позволяет хранить и перевозить природный газ не только безопаснее, но и экономически выгоднее, по сравнению с традиционными способами (рис. 1) [5].

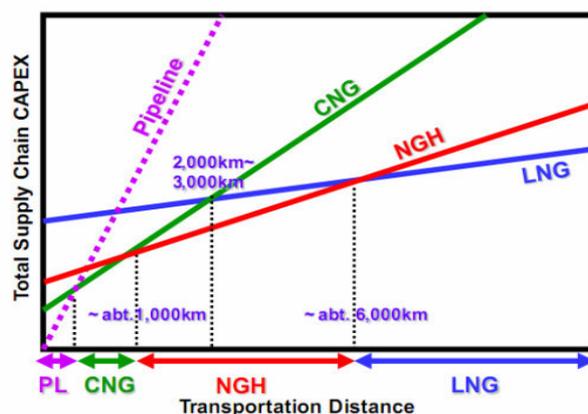


Рис. 1. Сравнительная экономическая эффективность 3-х способов транспортировки природного газа: трубопроводного, в сжиженном и газогидратном состоянии

Fig. 1. Comparative economic efficiency of 3 methods of natural gas transportation: pipeline; liquefied; as gas hydrate

Следует провести экономическое сравнение технологий LNG, CNG и NGH в условиях морской транспортировки природного газа.

LNG-технология предусматривает транспортировку сжиженного природного газа на специальных судах в изотермических емкостях при температуре  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Газ при этом уменьшается в объеме в 600 раз. Процесс сжижения требует расхода до 25 % энергии, содержащейся в газе сжиженной формы. Кроме того, для регазификации происходят затраты в объеме еще 5–6 % энергии. Вместимость современных танкеров составляет от 150 до 250 тыс. м<sup>3</sup>. Однако LNG-проекты имеют определенные пределы экономической целесообразности, поскольку требуют значительных начальных капиталовложений в постройку заводов по переработке природного газа и наличие значительных запасов месторождения газа. Общие инвестиции в LNG-проекты, в зависимости от рыночного спроса и количества судов, могут составлять 1,5–2,5 млрд долл. [6]. Кроме того, LNG-проекты являются коммерчески целесообразными и экономически эффективными при транспортировке на расстояние не менее 5,5 тыс. км [7].

В настоящее время также активно разрабатывается технология морской транспортировки сжатого газа. Как иллюстрируют расчеты, она будет коммерчески эффективной при осуществлении перевозок на близкие и средние расстояния. При сравнении CNG- и LNG-проектов видим, что до расстояния 4,6 тыс. км экономически целесообразным является транспорт сжатого природного газа. Кроме того, перспективным является применение данной технологии при разработке шельфовых месторождений, при отсутствии или нецелесообразности строительства трубопроводов и значительной стоимости LNG-проектов [7].

Несмотря на то, что в мире отсутствует опыт перевозки больших объемов сжатого газа на значительные расстояния, CNG-технология имеет ряд преимуществ. Расходы на подготовку газа перед сжатием значительно ниже, береговые приемные терминалы гораздо проще и дешевле. Капитальные затраты на транспортную цепь CNG-технологии, в зависимости от объема газа, расстояния транспортировки и уровня экологических требований, составляют 0,5–1,5 млрд долл., из которых около 90 % составляют инвестиции в корабли-газовозы [1]. Такое распределение инвестиций, в отличие от LNG-технологии, где до 60 % капиталовложений приходится на береговую инфраструктуру, снижает уровень рисков данного проекта. Операции загрузки и разгрузки, по сравнению с LNG-технологией, практически не имеют негативного воздействия на окружающую среду. Энергозатраты на компримирование до необходимого давления составляют около 0,58 (кВт·ч)/кг газа, а на сжижение – 1,37 (кВт·ч)/кг, или в 2,4 раза выше [8]. Стоимость оборудования компримирования и загрузки составляет 30–60 млн долл., системы разгрузки – 16–20 млн долл., CNG-танкеров, в зависимости от конструкции, – от 110 до 250 млн долл. [9].

Существенными среди недостатков CNG-технологии можно выделить значительную массу (до 50 тыс. т) и экономические затраты для внедрения системы хранения газа на судах. В то же время схожий по размерам LNG-танкер способен транспортировать за один рейс в 7–10 раз больше газа по сравнению с CNG-танкером [8].

Технология транспортировки природного газа в газогидратной форме с набором существенных преимуществ и нерешенных проблем пока находится на стадии разработки. Сегодня принимается во внимание несколько теорий транспортировки природного газа морем в газогидратной форме. Особое внимание стоит уделить транспортировке газогидратов в неравновесных условиях (при минимальной отрицательной температуре и атмосферном давлении).

Газовым гидратам присуще следящее свойство: при небольшом давлении концентрировать большие объемы газа (до 160 объемов газа на один объем гидрата). Однако этот показатель почти в 4 раза меньше по сравнению со сжиженным природным газом. Учитывая плотность гидрата, удельное содержание газа и достаточно мягкие термобарические условия хранения, танкеры-гидратовозы можно строить в 2 раза больше по объемам перевозимого груза, в сравнении с LNG-аналогами, и транспортировать 250 тыс. м<sup>3</sup> груза [10].

Имеющиеся разработки подтверждают, что газовые гидраты при соблюдении должных условий достаточно продолжительный период времени остаются в неизменном состоянии и могут быть задействованы для перевозки газа на дальние дистанции [11]. В работе [10] проводится анализ экономической целесообразности производства газогидратов для дальнейшей транспор-

тировки природного газа по NGH-технологии в количестве 4 млрд м<sup>3</sup> природного газа на дистанцию 5,5 тыс. км и сравнение их расходов при аналогичных условиях для варианта транспортировки газа по LNG-технологии (табл. 1).

Таблица 1  
Table 1

Сравнение капитальных затрат цепей LNG- и NGH-технологий  
Comparison of capital costs of LNG and NGH technology chains

Технологии	LNG-технология, млн долл. (%)	NGH-технология, млн долл. (%)	Разница, млн долл. (%)
Производство	1 489 (56)	955 (48)	534 (36)
Перевозка	750 (28)	560 (28)	190 (25)
Регазификация	438 (16)	478 (24)	-40 (-9)
Общая стоимость	2 677 (100)	1 995 (100)	684 (26)

Проведен анализ экономических затрат на технологическую цепочку NGH-технологии на 26 % ниже. LNG-танкеры рассчитаны на 125 тыс. м<sup>3</sup> сжиженного газа и стоят 250 млн долл. Стоимость типичного корабля-гидратовоза составит не более 80 млн долл. Хотя для транспортировки 4 млрд м<sup>3</sup> газа на 5,5 тыс. км за LNG-технологии необходимо три судна, а гидратовозов для этого понадобится семь, все же общие расходы на их приобретение будут ниже на 190 млн долл. [10]. Кроме того, в качестве транспортного средства можно использовать стандартные термоизолированные корабли и баржи.

Итак, транспортная составляющая технологической цепи NGH-технологии, по нашему мнению, имеет существенные преимущества, по сравнению с технологиями LNG и CNG. Кроме того, мощность линий по производству газогидрата может быть в 4 раза меньше по сравнению с линией производства LNG без повышения его себестоимости, что дает возможность плавно регулировать производство при изменении спроса на природный газ [11].

При расчете экономики процесса производства газогидратов следует принимать во внимание также разную начальную температуру природного газа и воды для газогидратов, воды и воздуха в качестве основных факторов стоимости системы теплоотвода. Их температура обычно зависит от климатических условий места расположения производственных мощностей.

В работе [3] представлено сравнение капитальных затрат, необходимых для осуществления LNG- и NGH-проектов, в двух вариантах, которые отличаются по климатическим условиям (табл. 2, 3).

Согласно табл. 2 и 3 капитальные расходы LNG-технологии в 2012 г. снизились на 12 % по сравнению с 2005 г. Это можно объяснить технологическим прогрессом и усовершенствованием технологии. Вместе с тем в 2012 г. отмечен рост стоимости NGH-цепи на 1 %, что свидетельствует о более существенном влиянии температуры морской воды на NGH-технологии по сравнению с LNG.

Следует отметить, что в табл. 1–3 учтено снижение затрат на осуществление LNG-проектов, связанных с совершенствованием данной технологии за период между исследованиями, тогда как прогресс NGH-технологии практически отсутствует. Несмотря на это, капитальные затраты на использование газогидратной технологии даже в условиях жаркого климата оказались на 12 % ниже по сравнению с технологией LNG.

Разработкой NGH-технологии активно занимается компания Mitsui Engineering & Shipbuilding Co., Ltd. (MES). Согласно полученным компанией MES данным, газогидраты формируются в гранулы и транспортируются судном. В работе [6] показано, что заводы для образования газогидратов не нуждаются в уникальном оборудовании, в отличие от инфраструктур по сжижению природного газа, что значительно удешевляет NGH-технологии. Газогидрат природного газа состоит из газа и воды, именно это реализует технологию NGH как наиболее безопасную. Кроме того, термобарические условия процессов образования, хранения и плавления газогидратов являются достаточно мягкими, например при анализе давления компримирования (25 МПа) в CNG-технологии или температуры -162 °С в LNG-технологии. При сравнении LNG- и NGH-технологий последняя оказалась на 23–27 % эффективнее.

Таблица 2  
Table 2

Сравнение экономических затрат цепей LNG- и NGH-технологий перевозки 41 млрд м<sup>3</sup> природного газа на дистанцию 6 475 км для климатических условий севера Норвегии (температура морской воды: 5 °С) в ценах и по уровню технологий 2005 г.  
Comparison of economic costs of LNG and NGH technology chains for transporting 41 billion m<sup>3</sup> of natural gas over the distance of 6,475 km for the climatic conditions of northern Norway (sea water temperature: 5°C) in prices and by the level of technologies in 2005

Технологии	LNG-технология, млн долл. (%)	NGH-технология, млн долл. (%)	Разница, млн долл. (%)
Производство	1 220 (51)	792 (44)	428 (35)
Перевозка	750 (32)	704 (39)	46 (6)
Регазификация	400 (17)	317 (17)	83 (21)
Общая стоимость	2 370 (100)	1 813 (100)	557 (24)

Таблица 3  
Table 3

Сравнение экономических затрат цепей LNG- и NGH-технологий перевозки 41 млрд м<sup>3</sup> природного газа на дистанцию 6 000 км для климатических условий Юго-Восточной Азии (температура морской воды: 35 °С) в ценах и по уровню технологий 2012 г.  
Comparison of economic costs of LNG and NGH technology chains for transporting 41 billion m<sup>3</sup> of natural gas over the distance of 6000 km for the climatic conditions of Southeast Asia (sea water temperature: 35°C) in prices and by the level of technologies in 2012

Технологии	LNG-технология, млн долл. (%)	NGH-технология, млн долл. (%)	Разница, млн долл. (%)
Производство	1 144 (55)	992 (54)	152 (13)
Перевозка	660 (32)	628 (34)	32 (5)
Регазификация	285 (13)	218 (12)	67 (24)
Общая стоимость	2 089 (100)	1 838 (100)	251 (12)

Таким образом, применение NGH-технологии, по сравнению как с традиционным трубопроводным транспортом, так и транспортом LNG, будет экономически целесообразным при дистанции 1 000 км и более (рис. 2) [3].

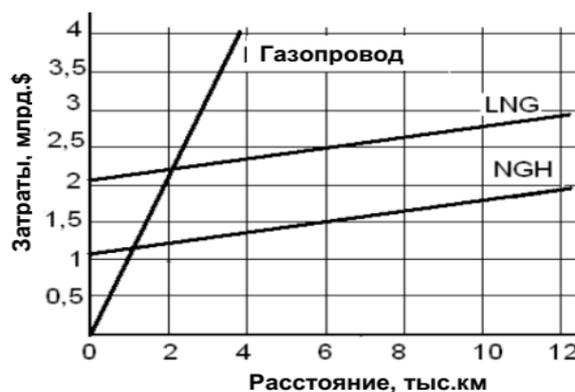


Рис. 2. Приблизительные капитальные затраты при транспортировке природного газа с использованием различных технологий на расстояние до 12 000 км

Fig. 2. Approximate capital costs for natural gas transportation using different technologies at a distance up to 12,000 km

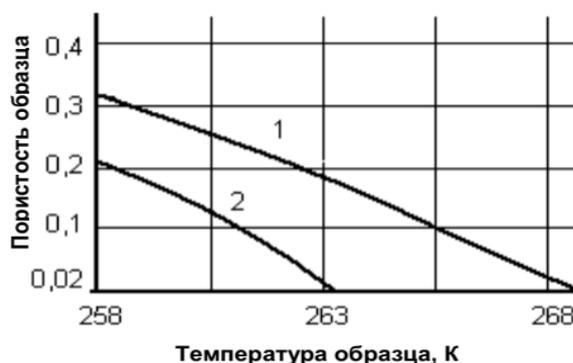
Одной из важных составляющих NGH-технологии является формирование образованного газогидрата в соответствующие структуры, которые максимально удовлетворяли бы требованиям транспортировки и/или долгосрочного хранения. Японские исследователи экспериментальным путем установили, что оптимальный размер гранул сферической формы – от 0,2 до 2,0 см. Такие размеры обеспечивают наиболее плотную укладку гранул одного размера [4]. При этом загруженность грузовых помещений судов составляет 78 % [6]. Кроме того, наличие системы щелей в массе гранулированного газогидрата снижает термобарический порог их стабильности.

Сухой гранулированный газогидрат в настоящих реалиях представляется наиболее перспективной формой его транспортировки. Однако во время выгрузки, даже при наличии небольшого количества льда, гранулированный газогидрат обязательно смерзнется, что повлечет за собой процесс его рыхления в грузовых помещениях судна. Вследствие подобного рода механического воздействия произойдет частичная диссоциация гидратной массы с выделением газа [12].

Для целесообразного использования объема гидратохранилищ необходимо производить их транспортировку в форме кубов. Наиболее рентабельным вариантом является монолитный куб значительных размеров [4]. Мы считаем, этот подход необходимо использовать и при транспортировке газогидратов. Но технология промышленного производства таких газогидратных блоков до сих пор полностью не разработана.

На основе изучения проведенных российскими и зарубежными специалистами теоретических и экспериментальных исследований считаем целесообразным транспортировку природного газа (углеводородных газов) осуществлять в виде газогидратов, сформированных в газогидратные блоки (ГБ) в виде шестиугольных призм больших размеров. Данная форма имеет преимущества как куба (максимальное заполнения объема), так и цилиндра (меньше вероятность откалывания углов и ребер). Для повышения стабильности произведенные блоки предлагается консервировать ледяной коркой, образуя льдогазогидратные блоки (ЛГБ).

Для исследования технологии, сберегающей ресурсы при изготовлении ЛГБ, учеными Л. А. Педченко, М. М. Педченко [13] был проведен ряд экспериментов по их изготовлению из заранее подготовленной гидратной массы с одновременным снижением пористости (повышением плотности). При разработках посредством данной методики предполагалось, что в случае разрушения ЛГБ пористость газогидратов должна способствовать проявлению эффекта самоконсервации (рис. 3).



**Рис. 3.** Графики зависимости температуры газогидратов от пористости для проявления эффекта самоконсервации при атмосферном давлении и температуре воздуха: 273 К (кривая 1) и 278 К (кривая 2)

**Fig. 3.** Graphs of dependence of the gas hydrates temperature on porosity for the manifestation of self-preservation effect under atmospheric pressure and air temperature 273°K (curve 1) and 278°K (curve 2)

Образованию ледяной корки отвечают области под кривыми. Согласно графикам (рис. 3) после формирования газогидратного блока пористость газогидратов между плотными гранулами не должна превышать 0,21, при этом его средняя пористость будет 0,11.

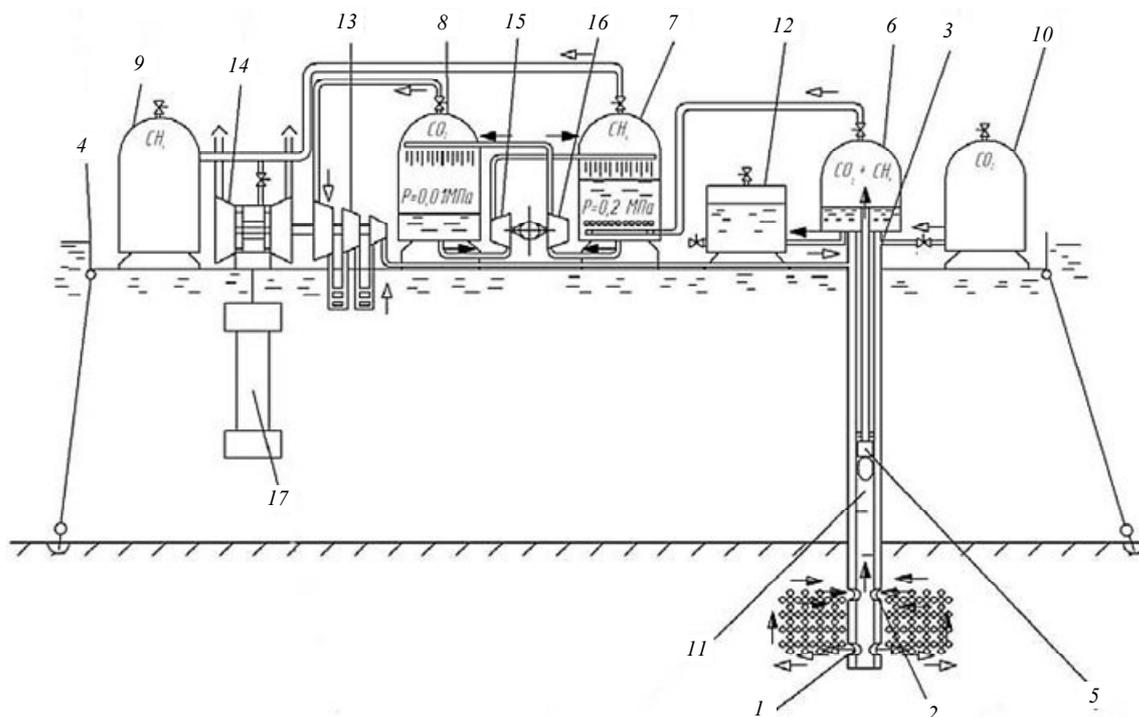
Разработанная технология производства ЛГБ предусматривает их формирование из смеси измельченного и гранулированного (диаметр – 20 мм и нулевая пористость) газогидратов в соответствующей пропорции, прессование до средней пористости 0,058 и консервацию ледяной коркой [13].

Для перехода к технологии производства ЛГБ необходимо извлечь метан из месторождения. Наиболее перспективным направлением в этой сфере является технология разработки подводных газогидратных залежей, согласно которой углекислый газ закачивается в газогидратном слое для замещения метана. В основе технологии лежит общий принцип: нарушение равновесного состояния газовых гидратов в пласте, в результате чего теряется термодинамическая стабильность газогидрата и он разлагается на метан и пресную воду.

Данная технология имеет следующие дополнительные преимущества:  
– захоронение  $\text{CO}_2$ , парникового газа;  
– образующиеся гидраты  $\text{CO}_2$  обеспечивают целостность порового пространства гидратных отложений.

Производство метана путем введения  $\text{CO}_2$  в газогидратное образование основано на разных значениях равновесных термодинамических параметров гидрата метана и гидрата  $\text{CO}_2$ : при одинаковых давлениях равновесная температура гидратов  $\text{CO}_2$  значительно выше, чем у гидратов  $\text{CH}_4$ . В присутствии  $\text{CO}_2$  изменяется состав газовой атмосферы, что нарушает равновесное состояние гидрата метана при данных термобарических параметрах и приводит, с одной стороны, к потере его термодинамической устойчивости, а с другой – к образованию  $\text{CO}_2$  гидратов. Условия разложения гидрата метана при закачке в систему  $\text{CO}_2$  определяются давлением и температурой, составом газовой смеси, гидратным числом смешанного гидрата, образующегося из этой смеси, и теплотой его образования. Кинетика процесса замещения и размер контактной поверхности газогидратов, наличие свободной воды в системе и ряд вышеперечисленных термодинамических факторов также играют значительную роль.

Степень замещения этих термобарических условий зависит в основном от концентрации  $\text{CO}_2$  в газовой смеси, которая находится в равновесии с гидратом и, таким образом, не имеет ограничений на его непрерывную прокачку через отложения гидрата метана. Для расчета кинетики процесса замещения можно использовать метод расчета, основанный на стохастической модели процесса гидратообразования и макрофизической модели процесса. На рис. 4 схематически изображена установка для разработки месторождения гидрата метана таким способом.



**Рис. 4.** Схема установки для добычи метана из подводных залежей газовых гидратов путем закачки углекислого газа в пласт: 1, 2 – отверстия скважин; 3 – окно для ввода углекислого газа в межтрубное пространство скважины; 4 – площадка; 5 – погружной электронасос; 6 – сепаратор; 7 – водяной адсорбер  $\text{CO}_2$ ; 8 – десорбер  $\text{CO}_2$ ; 9 – газгольдер  $\text{CH}_4$ ; 10 – газгольдер  $\text{CO}_2$ ; 11 – патрубок для подъема смеси метана и пресной воды; 12 – бак пресной воды; 13 – компрессор для сжатия  $\text{CO}_2$ ; 14 – газотурбинная установка; 15 – насос; 16 – гидротурбина; 17 – газогидратная энерготехнологическая установка

**Fig. 4.** Layout of the plant for methane production from underwater gas hydrate deposits by injecting carbon dioxide into the reservoir: 1, 2 - boreholes; 3 - window for introducing carbon dioxide into the annular space of the well; 4 - platform; 5 - submersible electric pump; 6 - separator; 7 - water absorber of  $\text{CO}_2$ ; 8 -  $\text{CO}_2$  desorber; 9 -  $\text{CH}_4$  gas holder; 10 -  $\text{CO}_2$  gas tank; 11 - branch pipe for lifting a methane and fresh water mixture; 12 - fresh water tank; 13 - compressor for  $\text{CO}_2$ ; 14 - gas turbine unit; 15 - pump; 16 - hydraulic turbine; 17 - gas hydrate power engineering unit

Установка работает следующим образом. Углекислый газ из газгольдера 10 вводится в призабойную зону скважины через отверстие 1 скважины, а через отверстие 2 закачивается газо-водная суспензия погружным электронасосом 5 в сепаратор 6 для отделения газовой фазы, состоящей из смеси  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  из воды. Из сепаратора вода сбрасывается в резервуар 12 для пресной воды, а газовая смесь метана и диоксида углерода проходит через адсорбер 7, где диоксид углерода поглощается водой, а метан барботируется через воду и направляется в газгольдер 9. Вода с растворенным  $\text{CO}_2$  проходит через гидротурбину 16 и направляется в десорбер 8, где углекислый газ дегазируется из воды за счет падения давления и с помощью компрессора 13 направляется на рециркуляцию в ствол скважины через отверстие 1. Одновременно вода из десорбера возвращается в абсорбер 7.

Рециркулирующий диоксид углерода (с коэффициентом кратности рециркуляции  $Kr$ , значение которого находится, например, в пределах значений 3–5), имеющий относительно высокую температуру после сжатия в компрессоре 13, направляется вместе с диоксидом углерода из газгольдера 10 через скважину в призабойную зону, что приводит к плавлению части гидратов метана в ближайшем пласте, а также выделению пресной воды и газообразного метана. По мере движения пор формации  $\text{CO}_2$  охлаждается и замещает метан в гидратах основной части формации. Это приводит к выделению газообразного метана и сохранению в гидратном слое подаваемого из газгольдера 10 диоксида углерода. Водогазовая суспензия откачивается из скважины погружным электронасосом 5 в сепаратор 6, где газовая фаза, состоящая из смеси  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ , не входящей в состав гидратов, отделяется от воды. Следует отметить, что с увеличением кратности рециркуляции  $\text{CO}_2$  можно практически пропорционально увеличить выход пресной воды, но это увеличит потребление энергии в установке для разработки месторождений гидрата метана. Поэтому в этой установке основная часть метана извлекается за счет замены  $\text{CH}_4$  в составе газовых гидратов  $\text{CO}_2$ , а кроме того, метан и пресная вода извлекаются за счет плавления газовых гидратов в пласте с избытком рециркулируемого  $\text{CO}_2$ . Анализ подтвердил, что для энергообеспечения газодобывающего комплекса, работающего по указанной технологии, необходимо затратить около 10–15 % добытого метана.

Если подобный комплекс будет построен в условиях возможного использования процесса преобразования тепловой энергии океана, например в воде у Черного моря или в Австралии, то электроэнергию для производства энергии целесообразно вырабатывать на отдельном заводе с использованием технологии газогидратного цикла, в которой рабочим телом является извлекающийся метан. Такого рода установка может быть размещена на одной площадке 4 с установкой по извлечению метана из подводных залежей газовых гидратов. В том случае, когда условия использования преобразования тепловой энергии океана могут быть сезонными (например, для Черного моря 4–5 месяцев), возникает необходимость в подаче газа в газодобывающий комплекс в другой период для использования газотурбинной установки 14.

После добычи следует решить проблему смерзания ЛГБ в трюмах судов, а также упрощения их разгрузки. Для достижения этой цели следует предусмотреть, например, их упаковку полиэтиленовой пленкой и впаивание в тело блока при его формировании анкеров с гибкой петлей. Произведенные по данной технологии ЛГБ пригодны для длительной (не менее 40 суток) транспортировки и хранения при атмосферном давлении и незначительной отрицательной температуре (до 268 К). Кроме того, охлажденные в процессе производства до 253–258 К и плотно уложенные ЛГБ за счет запаса холода, наличия незначительной теплоизоляции транспортного средства и проявления эффекта самоконсервации до момента потребления не нуждаются в дополнительном охлаждении, а следовательно, и холодильном оборудовании на транспортном средстве. Это позволит существенно улучшить экономические показатели NGH-технологии. При этом удешевляется переоборудование транспортных средств (грузовых судов, автомобилей, железнодорожных вагонов) для транспортировки газогидратов. Перспективной будет контейнерная транспортировка монолитного газогидрата морем с удлинением маршрута авто/или железнодорожным транспортом.

Экономические показатели NGH-технологии можно значительно улучшить за счет оптимального использования свойств газогидратов (эффекта самоконсервации, принудительной консервации, стабильности при незначительной минусовой температуре и атмосферном давлении и др.). Мы считаем, будет целесообразно снизить расходы на наиболее энергоемкие операции

NGH-технологии, какими являются охлаждение и нагрев материальных потоков во время образования и плавления газогидратов, за счет использования альтернативных источников энергии.

Итак, технология морской транспортировки природного газа в газогидратной форме имеет ряд существенных преимуществ перед LNG- и CNG-технологиями. Однако LNG имеет отработанную на мировом рынке технологию. NGH-технология может быть использована при решении проблемы диверсификации поставок природного газа из Арктики и при разработке морских месторождений газа и нефти.

### **Заключение**

Уровень использования природного газа прогрессивно растет. При этом общепринятые технологии его транспортировки являются недостаточно эффективными, что коррелирует с проблемами расширения источников снабжения природного газа. Существующие технологии не рентабельны при исследовании небольших месторождений.

В данный момент природный газ морем доставляется в сжиженном состоянии по технологии LNG. Однако существует также ряд альтернативных технологий. Наиболее перспективными являются технологии «CNG – сжатый газ» и «NGH – газ в газогидратной форме».

Сравнительный анализ LNG-, CNG- и NGH-технологий морской транспортировки природного газа доказал, что транспортная составляющая технологической цепи NGH-технологии имеет существенные преимущества по сравнению с LNG- и CNG-технологиями. Мощность линий по производству газогидрата может быть в 4 раза меньше по сравнению с линией производства LNG, без повышения его себестоимости, что дает возможность плавно регулировать производство при изменении спроса на природный газ. Капитальные затраты на использование газогидратной технологии даже в условиях жаркого климата оказались на 12 % ниже по сравнению с технологией LNG.

Одной из важных составляющих NGH-технологии является формирование образованного газогидрата в соответствующие структуры, которые бы максимально удовлетворяли требованиям транспортировки и/или долгосрочного хранения.

Посредством NGH-технологии рассматривается формирование гранул из образованных газогидратов. Однако при хранении и транспортировке гранулы непременно будут смерзаться, что значительно осложнит их разгрузку. Кроме того, из-за неплотности укладки гранулированный газогидрат будет менее стабильным.

На основе проведенных исследований в целях организации морских перевозок природного газа предлагается использовать технологию по формированию газовых гидратов в цельные блоки, поверхность которых будет из ледяной корки. Для сегрегации блоков предлагается использовать полиэтиленовые прослойки. Форма блоков и последовательность их изготовления выбирается исходя из оптимизации процессов NGH-технологии. Для того чтобы уложить груз максимально плотно, можно изготавливать блоки в форме шестиугольных призм. Такая вариация их изготовления поможет минимизировать энергозатраты и получить блоки больших размеров. Перевозка газогидрата в форме цельных блоков предоставит возможность значительно увеличить экономическую и коммерческую целесообразность специализированных танкеров.

NGH-технология максимально подходит для решения проблемы диверсификации поставок природного газа из Арктики, может использоваться при разработке морских месторождений газа и нефти, например в акватории Черного моря. Кроме того, транспортировка природного и попутного газа в газогидратной форме является особенно перспективной при разработке относительно малых и отдаленных от инфраструктуры месторождений (в частности, таким регионом является Арктика), где нецелесообразно строить трубопровод или инфраструктуру LNG-технологии.

### **СПИСОК ИСТОЧНИКОВ**

1. *Seungyong Chang*. Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Off-shore Stranded Gas / SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (Indonesia, Jakarta, 2015, 17-19 April). URL: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropre> (дата обращения: 14.03.2021).

2. Власти Китая объявили об «историческом прорыве» в добыче углеводородов / РБК. Экономика, 18 мая 2017. URL: <http://www.ecomarinepower.com/en/products/99-marine-solarpanels> (дата обращения: 18.03.2021).
3. Gudmundsson J. S., Graff O. F. Hydrate non-pipeline technology for transport of natural gas. URL: <http://www.igu.org/html/wgc2017/WGCpdffiles.pdf> (дата обращения: 27.04.2021).
4. Якушев В. С., Герасимов Ю. А., Квон В. Г., Истомин В. А. Современное состояние газогидратных технологий. Обзорная информация. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2018. 88 с.
5. Tatsuya Takaoki, Tomonori Nogami, Shigeru Watanabe, Satoo Nakai. Mitsui Engineering & Shipbuilding. Natural Gas Hydrate (NGH) Technology for Monetizing Small to Medium Gas Fields and Its Development // Conference «Look to the Future». Amsterdam, Curran Associates, Inc., 2011. P. 958–968.
6. Kanda H. Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets // 23rd World Gas Conference. Amsterdam, Curran Associates, Inc., 2016. P. 1990–2001.
7. Economides M. J., Kai Sun, Subero G. U. Compressed Natural Gas (CNG): An Alternative to Liquefied Natural Gas (LNG) // Journal SPE Production & Operations. 2016. Vol. 21 (2). P. 318–324.
8. Проин Е. Н., Поденок С. Е. Морская транспортировка компримированного газа // Информ. бюл. 2004. № 1 (15). URL: [http://www.ngvrus.ru/st15\\_4.shtml](http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml) (дата обращения: 04.12.2020).
9. Matteo Marongiu-Porcu, Xiuli Wang, Michael J. Economides. The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport // Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition (Moscow, Russia, 28-30 October, 2018). SPE. P. 11–21.
10. Gudmundsson J. S., Borrehaug A. Natural Gas Hydrate an Alternative to Liquefied Natural Gas. Trondheim, 2016, January. URL: <http://www.ipt.unit.no/~jsg/forskning/hydrater> (дата обращения: 30.05.2021).
11. Gudmundsson J. S., Parlactuna M., Khokhar A. A. Storing Natural Gas as Frozen Hydrate // SPE Production & Facilities. 2014. N. 1 (Feb.). P. 69–73.
12. Dawe R. A., Thomas M. S., Kromah M. Hydrate Technology for Transporting Natural Gas // Engineering Journal of the University of Qatar. 2013. Vol. 16. P.11–18.
13. Пат. № 68780 Украина, МПК 6 C10L 3/10, C07C9 / 00, F25J 1/00, F17C11 / 00. Способ производства гидратов попутного нефтяного газа с целью их транспортировки и хранения / Педченко Л. А., Педченко М. М. № 201111388; заяв. 26. 09. 2011; опубл. 10. 04. 2012, Бюл. № 7.

#### REFERENCES

1. Seungyong Chang. Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Off-shore Stranded Gas. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (Indonesia, Jakarta, 2015, 17-19 April)*. Available at: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropre> (accessed: 14.03.2021).
2. Vlasti Kitaia ob "iavili ob «istoricheskom proryve» v dobyche uglevodorodov [Chinese authorities announced “historic breakthrough” in hydrocarbon production]. RBK. Ekonomika, 18 maia 2017. Available at: <http://www.ecomarinepower.com/en/products/99-marine-solarpanels> (accessed: 18.03.2021).
3. Gudmundsson J. S., Graff O. F. *Hydrate non-pipeline technology for transport of natural gas*. Available at: <http://www.igu.org/html/wgc2017/WGCpdffiles.pdf> (accessed: 27.04.2021).
4. Yakushev V. S., Gerasimov Iu. A., Kvon V. G., Istomin V. A. *Sovremennoe sostoianie gazogidratnykh tekhnologii. Obzornaia informatsiia* [Current state of gas hydrate technologies. Overview information]. Moscow, ООО «ИРЦ Газпром», 2018. 88 p.
5. Tatsuya Takaoki, Tomonori Nogami, Shigeru Watanabe, Satoo Nakai. Mitsui Engineering & Shipbuilding. *Natural Gas Hydrate (NGH) Technology for Monetizing Small to Medium Gas Fields and Its Development. Conference «Look to the Future»*. Amsterdam, Curran Associates, Inc., 2011. Pp. 958-968.
6. Kanda H. Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets. *23rd World Gas Conference*. Amsterdam, Curran Associates, Inc., 2016. Pp. 1990-2001.
7. Economides M. J., Kai Sun, Subero G. U. Compressed Natural Gas (CNG): An Alternative to Liquefied Natural Gas (LNG). *Journal SPE Production & Operations*, 2016, vol. 21 (2), pp. 318-324.
8. Pronin E. N., Podenok S. E. Morskaja transportirovka komprimirovannogo gaza [Compressed gas transportation by sea]. *Informatsionnyi biulleten'*, 2004, no. 1 (15). Available at: [http://www.ngvrus.ru/st15\\_4.shtml](http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml) (accessed: 04.12.2020).
9. Matteo Marongiu-Porcu, Xiuli Wang, Michael J. Economides. The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport. *Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition (Moscow, Russia, 28–30 October, 2018)*. SPE. Pp. 11-21.
10. Gudmundsson J. S., Borrehaug A. *Natural Gas Hydrate an Alternative to Liquefied Natural Gas*. Trondheim, 2016, January. Available at: <http://www.ipt.unit.no/~jsg/forskning/hydrater> (accessed: 30.05.2021).
11. Gudmundsson J. S., Parlactuna M., Khokhar A. A. Storing Natural Gas as Frozen Hydrate. *SPE Production & Facilities*, 2014, no. 1 (Feb.), pp. 69-73.

12. Dawe R. A., Thomas M. S., Kromah M. Hydrate Technology for Transporting Natural Gas. *Engineering Journal of the University of Qatar*, 2013, vol. 16, pp.11-18.

13. Pedchenko L. A., Pedchenko M. M. *Sposob proizvodstva gidratov poputnogo nefianogo gaza s tsel'iu ikh transportirovki i khraneniia* [Method of producing associated petroleum gas hydrates for transportation and storage]. Patent Ukraina, № 201111388, 10. 04. 2012.

*Статья поступила в редакцию 19.10.2021; одобрена после рецензирования 03.11.2021; принята к публикации 08.11.2021.*  
*The article was submitted 19.10.2021; approved after reviewing 03.11.2021; accepted for publication 08.11.2021.*

### **ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ**

**Андрей Витальевич Макагон** – аспирант кафедры маневрирования и управления судном; Государственный университет морского и речного флота им. адмирала С. О. Макарова; 198515, Санкт-Петербург, ул. Двинская, 5/7; moryajokk99@mail.ru

### **INFORMATION ABOUT THE AUTHOR**

**Andrei V. Makagon** – Postgraduate Student of the Department of Ship Maneuvering and Navigation; Admiral Makarov State University of Maritime and Inland Shipping; 198035, Saint-Petersburg, Dvinskaya St., 5/7; moryajokk99@mail.ru

