


УДК 658.2

Построение логистической модели функционирования комплекса по сжижению природного газа

М.Н. Захаров¹, А.М. Сампиев²¹ МГТУ им. Н.Э. Баумана, 105005, Москва, Российская Федерация, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1² РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина, 119991, Москва, Российская Федерация, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

Development of the logistic model of the LNG plant operation

M.N. Zakharov¹, A.M. Sampiev²¹ BMSTU, 105005, Moscow, Russian Federation, 2nd Baumanskaya St., Bldg. 5, Block 1² Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 119991, Moscow, Russian Federation, Leninskiy ave., Bldg. 65, Block 1 e-mail: zmn@gubkin.ru

i При проектировании комплексов по сжижению природного газа существуют проблемы, обусловленные непрерывным характером производства, особыми требованиями к хранению и периодичностью вывоза сжиженного природного газа (СПГ). Анализ этих проблем показал, что необычайно важным является обоснованный выбор технологических параметров систем хранения и транспортировки СПГ. Для определения конфигурации резервуарного парка хранения СПГ и танкерного флота для его транспортировки требуется предварительное моделирование его работы. Предложена логистическая модель функционирования комплекса по сжижению природного газа. В качестве исходных использованы данные проекта освоения Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения на полуострове Ямал. По результатам проведенных расчетов составлены рекомендации по оптимизации транспортной составляющей проекта.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, логистическая модель, комплекс по сжижению природного газа.

i Designing liquefied natural gas (LNG) plants presents inherent problems associated with the continuous nature of production, special requirements for storage and periodic offloading of LNG. The analysis of these problems has shown that determinate definition of technological parameters of storage and transportation systems is extremely important. In order to define the configuration of LNG storage reservoirs and tanker fleet for LNG transportation it is required to develop a specialized model. This article proposes a logistic model of the LNG plant operation. The data from the development of the South Tambey gas condensate field located on the Yamal peninsula, Russian Federation was used as the input data. Recommendations for the optimization of the transport component of the project are given in line with the results of the calculations.

Keywords: liquefied natural gas, logistical model, liquefied natural gas plant.

В арктических и субарктических регионах России целесообразно создание комплексов по сжижению природного газа. Затраты на сжижение и хранение сжиженного природного газа (СПГ) в

этих регионах будут существенно ниже, чем в регионах с жарким климатом. Одним из преимуществ холодного климата является сокращение расхода газа на сжижение, поскольку в усло-

виях Арктики требуется меньшее количество удельной энергии на его сжижение, а использование Северного морского пути значительно снижает расходы на транспортировку СПГ на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона [1].

Цель работы — построение логистической модели функционирования комплекса по сжижению газа, на основе которой можно рассчитать изменение наличного запаса СПГ и минимальный запас СПГ в резервуарах, оптимальное количество и грузопместимость судов для перевозки СПГ. За основу взяты данные проекта освоения Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения на полуострове Ямал.

Основные параметры модели. *Время оборачиваемости судна.* Основным параметром модели является время оборачиваемости судна (ВОС), т. е. время, которое требуется одному танкеру для прохождения от района ожидания до порта, швартовки у причала, погрузки СПГ, отхода от причала и прохождения назад до района ожидания.

Теоретически показатель оборачиваемости означает время, необходимое танкеру для прохождения всего цикла при условии отсутствия времени ожидания (теоретический показатель зависит от скорости судна, которая меняется в ледовых условиях во время навигации судна).

Под фактическим показателем ВОС подразумевают теоретический показатель + время, затраченное судном на ожидание (ожидание хорошей погоды, ледокольного сопровождения, готовности причала или канала и т.д.) + задержки в ходе погрузки (например, из-за поломки стендера или из-за вынужденного отплытия с частичным грузом):

$$t_{\text{об.с}} = t_{\text{сегм}} + t_{\text{ман}} + t_{\text{шв}} + t_{\text{под.ст}} + t_{\text{н.отгр}} + t_{\text{отгр}} + t_{\text{з.отгр}} + t_{\text{отс.ст}} + t_{\text{отч}} + t_{\text{сегм}}, \quad (1)$$

где $t_{\text{сегм}}$ — время прохождения сегментов от района ожидания до акватории; $t_{\text{ман}}$ — время

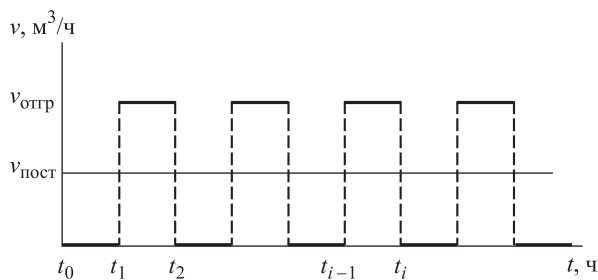


Рис. 1. Зависимость скорости отгрузки СПГ на судно и скорости поступления СПГ в резервуары от времени

маневрирования танкера в акватории порта; $t_{\text{шв}}$ — время швартовки; $t_{\text{под.ст}}$ — время на подсоединение стендеров и охлаждение; $t_{\text{н.отгр}}$ — время начала отгрузки, наращивание скорости отгрузки; $t_{\text{отгр}}$ — время отгрузки; $t_{\text{з.отгр}}$ — время на завершение погрузки, снижение скорости отгрузки; $t_{\text{отс.ст}}$ — отсоединение стендеров (дренаж и продувка стендеров); $t_{\text{отч}}$ — время отчаливания танкера.

Наличный запас СПГ в резервуарах. Наличный запас СПГ в резервуарах определяют по формуле

$$V = V_0 + v_{\text{пост}} t - \sum_i^n v_{\text{отгр}} (t_i - t_{i-1}). \quad (2)$$

Здесь V_0 — объем СПГ в резервуаре в начальный момент времени; $v_{\text{пост}}$ — скорость поступления СПГ в резервуары, постоянная во времени, $v_{\text{пост}} = \text{const}$; t — текущий момент времени; $i = 2k$, $k \in Z$; $v_{\text{отгр}}$ — скорость отгрузки СПГ на судно, периодическая функция времени.

Зависимость скорости отгрузки СПГ на танкер и скорости поступления СПГ в резервуар от времени показана на рис. 1.

Выражение (2) для зимнего и летнего сезона можно представить в следующем виде:

$$V_{\text{к.зим}} = V_{0\text{зим}} + \Delta_{\text{зим}} n_{\text{зим}}; \quad (3)$$

$$V_{\text{к.лет}} = V_{0\text{лет}} + \Delta_{\text{лет}} n_{\text{лет}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{к.зим}} = V_{0\text{лет}}$ — объем СПГ в резервуарах к концу зимнего — началу летнего сезона; $V_{\text{к.лет}} = V_{0\text{зим}}$ — объем СПГ в резервуарах к концу летнего — началу зимнего сезона; $\Delta_{\text{зим}}$ — изменение наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера в зимний сезон; $\Delta_{\text{лет}}$ — изменение наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера в летний сезон; $n_{\text{зим}}$ — количество рейсов за зимний сезон; $n_{\text{лет}}$ — количество рейсов за летний сезон.

В модели должно быть предусмотрено, что объем СПГ в резервуарах в начале зимнего сезона, с одной стороны, учитывая меньшую интенсивность отгрузки, должен стремиться к минимуму ($V_{0\text{зим}} \rightarrow V_{\text{мин}}$), а с другой стороны, — объем СПГ должен быть достаточным, чтобы избежать дефицита СПГ на всем протяжении зимнего сезона ($V_{0\text{зим}} \geq V_{\text{мин}}$).

Модель позволяет выполнить расчет допустимых значений $\Delta_{\text{зим}}$ и $\Delta_{\text{лет}}$, удовлетворяющих описанным условиям:

$$[\Delta_{\text{зим}}] = \frac{V_{0\text{лет}} - V_{0\text{зим}}}{n_{\text{зим}}}; \quad (5)$$

$$[\Delta_{лет}] = \frac{V_{0зим} - V_{0лет}}{n_{лет}} \quad (6)$$

Интенсивность отгрузки СПГ можно корректировать, изменяя время оборачиваемости судов и их грузоподъемность [2, 3].

Скорость и время движения танкеров. Средние скорости движения танкера в зимний и летний периоды для каждого сегмента определяют по следующим формулам:

$$v_{ср. зим} = \sum_{i=1}^k v_i / k; \quad (7)$$

$$v_{ср. лет} = \sum_{i=1}^l v_i / l. \quad (8)$$

Здесь v_i — средняя скорость движения танкера в i -м месяце; k, l — количество месяцев в зимнем и летнем сезоне соответственно.

Среднее время движения танкера в сегменте S_p ($p \in Z$) в зимний и летний периоды:

$$t_{ср. зим} = S_p / v_{ср. зим}; \quad (9)$$

$$t_{ср. лет} = S_p / v_{ср. лет}, \quad (10)$$

где S_p — протяженность сегмента.

При создании модели учитывался ряд правил судоходства по фарватеру Обской губы. В базовых сценариях для ожидания используется район ожидания № 1 (рис. 2). Допускается также использование района ожидания № 2. Фарватер от района ожидания № 1 до причала разделен на три сегмента S_1, S_2, S_3 .

Для каждого сегмента определены различные правила судоходства:

- в сегментах S_1 и S_3 пересечение курсов недопустимо;
- в сегменте S_2 пересечение курсов допускается;
- в сегментах S_1 и S_2 в одном направлении одновременно могут следовать несколько судов. Для сегмента S_3 это является недопустимым.

Моделирование изменения наличного запаса СПГ в резервуарах при различных интенсивностях отгрузки. В модели рассмотрены сценарии изменения наличного запаса СПГ в резервуарах для летнего и зимнего сезона [4]. В зависимости от суровости зимнего сезона (толщины льда) различают мягкую, среднюю и суровую зимы.

Значения ВОС, использованные в модели, приведены в таблице.

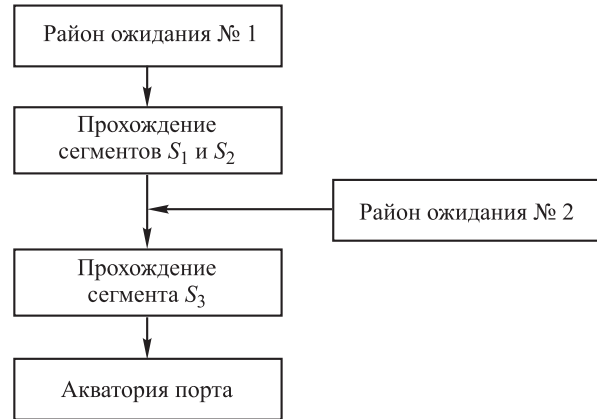


Рис. 2. Схема ситуационного плана морского порта

Основные параметры модели

Скорость отгрузки СПГ в танкер, м ³ /ч	14 000
Скорость поступления СПГ в резервуары, м ³ /ч	4 989
Максимальный объем резервуарного парка, м ³	640 000
Максимальный объем одного резервуара, м ³	160 000
Число резервуаров	4
Число специализированных танкеров ледового класса Arc 7	16
Максимальный объем танкерной партии, м ³	165 750
Число рейсов за зимний сезон:	
мягкая зима	184
средняя зима	170
суровая зима	150
Число рейсов за летний сезон	74
Протяженность, км:	
сегмента S_1	50
сегмента S_2	100
сегмента S_3	5
Допустимое значение изменения наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера в зимний сезон, м ³ /рейс:	
мягкая зима $[\Delta_{мяг.зим}]$	2 962
средняя зима $[\Delta_{ср.зим}]$	3 235
суровая зима $[\Delta_{сур.зим}]$	3 767
Допустимое значение изменения наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера в летний сезон $[\Delta_{лет}]$, м ³ /ч	-7 432

По результатам расчетов было установлено значительное превышение допустимых значений изменения наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера. Например, в зимний сезон это изменение составило:

- мягкая зима $\Delta_{мяг.зим} = 9 558 \text{ м}^3/\text{рейс}$;
- средняя зима $\Delta_{ср.зим} = 24 525 \text{ м}^3/\text{рейс}$;
- суровая зима $\Delta_{сур.зим} = 50 469 \text{ м}^3/\text{рейс}$.

ВОС при различных сценариях, ч

Этап	Сезон года			
	Лето	Мягкая зима	Средняя зима	Суровая зима
Прохождение судна через сегменты $S_1 + S_2 + S_3$	5,4	8,4	9,9	12,5
Маневрирование в акватории порта	1	1	1	1
Швартовка	1	1	1	1
Подсоединение стендеров и охлаждение	1,5	1,5	1,5	1,5
Начало отгрузки — наращивание (7 000 м ³ со скоростью 7 000 м ³ /ч)	1	1	1	1
Погрузка 97,5% грузоподъемности судна со скоростью 14 000 м ³ /ч	10,84	10,84	10,84	10,84
Завершение отгрузки — снижение (7 000 м ³ со скоростью 7 000 м ³ /ч)	1	1	1	1
Отсоединение стендеров (дренаж и продувка стендеров)	1,5	1,5	1,5	1,5
Отчаливание	0,5	0,5	0,5	0,5
Выход в открытое море, прохождение судна по сегментам $S_1 + S_2 + S_3$ до района ожидания № 1	5,4	8,4	9,9	12,5
Время оборачиваемости судна	29,14	35,14	38,14	43,34

Изменение наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера в летний сезон в среднем составило $\Delta_{\text{лет}} = -20\,377 \text{ м}^3/\text{рейс}$.

Результаты расчетов представлены на рис. 3.

Используя выражения (5), (6) и полученные фактические значения интенсивности изменения наличного запаса в резервуарном парке,

рассчитаем количество судов, после обработки которых резервуарный парк будет полностью заполнен (для зимних сезонов) / полностью опустошен (для летних сезонов):

$$n_{\text{зим}} = \frac{V_{\text{max}} - V_{0\text{зим}}}{\Delta_{\text{зим}}}; \quad (11)$$

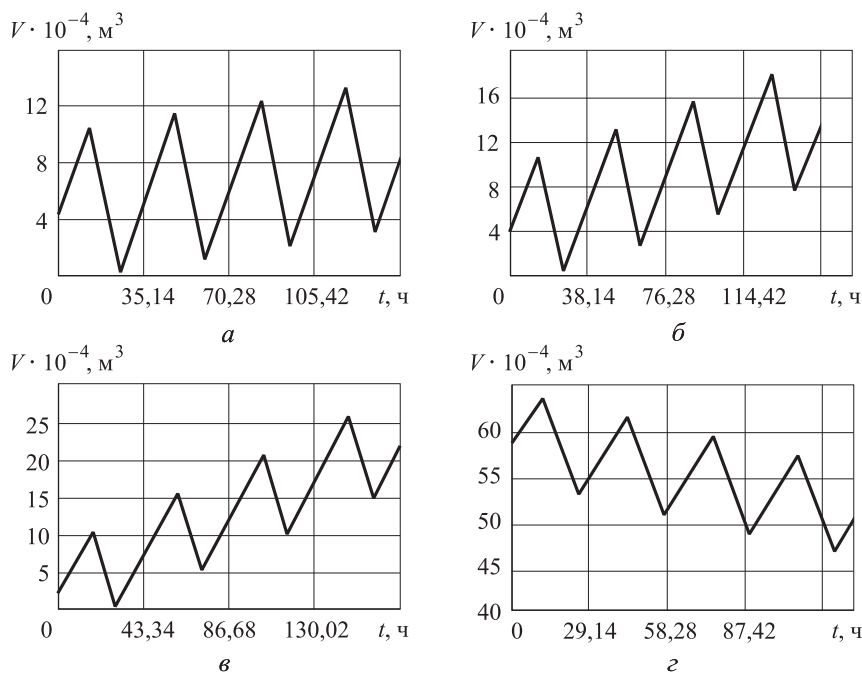


Рис. 3. Изменение наличного запаса СПГ в резервуарах при различных сценариях: а — мягкая зима; б — средняя зима; в — суровая зима; г — лето

$$n_{лет} = \frac{0 - V_{max}}{\Delta_{лет}} \quad (12)$$

Из полученных результатов следует, что резервуарный парк будет полностью заполнен через 62 рейса для сценария мягкой зимы, 24 рейса для сценария средней зимы, 12 рейсов для сценария суровой зимы, и полностью пустым через 31 рейс для летнего сезона.

Анализ результатов выполненных расчетов показывает перепроизводство СПГ в зимний период, что приводит к необходимости принудительного выпаривания СПГ и направления его на факел. В летний период создается дефицит СПГ [5], что может привести к срыву установленных сроков поставки продукта покупателю и, возможно, к штрафным санкциям.

Выбор приемлемых параметров логистической модели комплекса СПГ на основе численных экспериментов. Для решения изложенной проблемы рассмотрим варианты оптимизации логистической модели функционирования комплекса по сжижению газа.

Одним из вариантов является увеличение вместимости резервуарного парка [6]. Максимальный объем резервуарного парка должен определяться из следующих условий:

$$\begin{cases} V_{max\ зим} = V_{0зим} + \Delta_{зим}n_{зим}; \\ V_{max\ лет} = V_{0лет} + \Delta_{лет}n_{лет}. \end{cases} \quad (13)$$

Для унификации решения в дальнейших расчетах модели сценарии мягких и суровых зим не рассматриваются.

Для годового цикла «средняя зима — лето» максимальный объем резервуарного парка составляет 4 209 250 м³. Создание резервуарного парка таких размеров не совместимо с реальностью и показывает абсурдность данного варианта [7].

Соблюдение допустимых значений изменения наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера, как сказано выше, возможно за счет увеличения грузоподъемности танкеров, либо увеличения количества обрабатываемых танкеров для зимнего периода и использования танкеров с меньшей грузоподъемностью для летнего периода.

Для лимитированного перепроизводства СПГ при сценарии средней зимы оптимально использование танкеров грузоподъемностью 205 000 м³. Изменение наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера для сценариев средней зимы

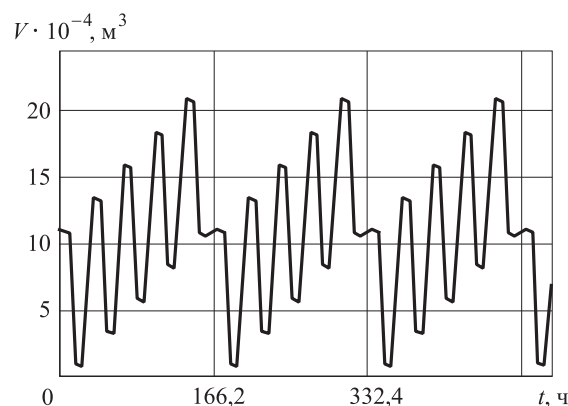


Рис. 4. Зависимость наличного запаса СПГ в резервуарах от времени в оптимизированной модели

$$\Delta_{ср.зим} = 3\,260 \text{ м}^3/\text{рейс} < [\Delta_{ср.зим}].$$

Для лимитированного перепроизводства СПГ в летние сезоны оптимально использование танкеров грузоподъемностью 150 000 м³. Изменение наличного запаса СПГ за время оборачиваемости одного танкера

$$\Delta_{лет} = -7\,401 \text{ м}^3/\text{рейс} < [\Delta_{лет}].$$

Еще одним вариантом оптимизации логистической модели является увеличение количества обрабатываемых танкеров, что также позволит поддерживать производство СПГ в лимитированных пределах [8, 9]. Например, при генерации в сегменте S₁ одновременно двух танкеров под каждую 5-ю отгрузку, наличный запас в резервуарном парке будет изменяться как показано на рис. 4. Данный вариант предполагает наличие двух свободных танкеров после каждой 5-й отгрузки. В районе ожидания № 1 располагаются два танкера, после получения разрешения на движение по сегменту S₁ танкеры последовательно проходят сегменты S₁ и S₂. Один из танкеров продолжает следование по сегменту S₃ для дальнейшей загрузки, второй танкер стоит в районе ожидания № 2. После загрузки первого танкера и выхода из сегмента S₃, второй танкер следует к погрузке.

Выводы

1. Для оптимизации логистической модели для зимнего периода необходимо расширение танкерного флота на три танкера ледового класса Arc-7 грузоподъемностью каждого 170 000 м³. Такое решение позволит регулировать изменение наличного запаса СПГ, минимизируя потери СПГ при хранении, а также

избежать необходимости принудительно выпаривать СПГ или производить аварийные остановки технологических линий из-за переполнения резервуарного парка.

2. В легнее время оптимальным вариантом

является использование судов без ледового класса грузовместимостью 150 000 м³ [10]. Использование судов меньшей грузовместимости в летний период позволит избежать простоя судов и создания дефицита СПГ.

Литература

- [1] Федорова Е.Б. *Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование*. Москва, РГУ нефти и газа, 2011. 118 с.
- [2] Foss B.A., Halvorsen I.J. Dynamic optimization of the LNG value chain. *Proceedings of the 1st Annual Gas Processing Symposium*, Doha, Qatar, 2009, pp. 10–18.
- [3] Okamura T., Kawamoto K., Kawata K., Ueda T. Automatic scheduling system of LNG storage operations using mathematical programming. *IGT International Liquefied Natural Gas Conference Proceedings*, Houston, Texas, 2013, vol. 1, pp. 115–121.
- [4] Захаров М.Н., Омельченко И.Н., Саркисов А.С. *Ситуации инженерно-экономического анализа*. Москва, Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. 306 с.
- [5] Захаров М.Н. *Контроль и минимизация затрат предприятия в системе логистики*. Москва, Изд-во АСТ, 2006. 138 с.
- [6] Hasan M.F., Zheng A.M., Karimi I.A. Minimizing Boil-Off Losses in Liquefied Natural Gas Transportation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2009, vol. 48, no. 21, pp. 9571–9580.
- [7] Adom E., Islam Z., Ji X. Modeling of Boil-Off Gas in LNG Tanks: A Case Study. *International Journal of Engineering and Technology*, 2010, vol. 2(4) pp. 292–296.
- [8] Grønhaug R., Christiansen M. Supply chain optimization for the Liquefied Natural Gas Business. *Innovations in Distribution Logistics, Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*, 2009, vol. 619, pp 195–218.
- [9] Andersson H., Christiansen M., Fagerholt K. Transportation planning and inventory management in the LNG supply chain. *Energy, Natural Resources and Environmental Economics*, 2010, pp. 427–439.
- [10] *The LNG Industry in 2012*. URL: http://www.giignl.org/system/files/publication/giignl_the_lng_industry_2012.pdf (дата обращения 1 февраля 2015).

References

- [1] Fedorova E.B. *Sovremennoe sostoianie i razvitie mirovoi industrii szhizhennogo prirodnogo gaza: tekhnologii i oborudovanie* [Current state and development of the global LNG industry: technology and equipment]. Moscow, RGU нефти i gaza publ., 2011. 118 p.
- [2] Foss B.A., Halvorsen I.J. Dynamic optimization of the LNG value chain. *Proceedings of the 1st Annual Gas Processing Symposium*, Doha, Qatar, 2009, pp. 10–18.
- [3] Okamura T., Kawamoto K., Kawata K., Ueda T. Automatic scheduling system of LNG storage operations using mathematical programming. *IGT International Liquefied Natural Gas Conference Proceedings*, Houston, Texas, 2013, vol. 1, pp. 115–121.
- [4] Zakharov M.N., Omel'chenko I.N., Sarkisov A.S. *Situatsii inzhenerno-ekonomicheskogo analiza* [Situation Engineering Economic Analysis]. Moscow, Bauman Press, 2014. 306 p.
- [5] Zakharov M.N. *Kontrol' i minimizatsiia zatrat predpriatiia v sisteme logistiki* [Control and minimize the cost of the enterprise in the logistics system]. Moscow, Izdatel'stvo AST publ., 2006. 138 p.
- [6] Hasan M.F., Zheng A.M., Karimi I.A. Minimizing Boil-Off Losses in Liquefied Natural Gas Transportation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2009, vol. 48, no. 21, pp. 9571–9580.
- [7] Adom E., Islam Z., Ji X. Modeling of Boil-Off Gas in LNG Tanks: A Case Study. *International Journal of Engineering and Technology*, 2010, vol. 2(4) pp. 292–296.
- [8] Grønhaug R., Christiansen M. Supply chain optimization for the Liquefied Natural Gas Business. *Innovations in Distribution Logistics, Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*, 2009, vol. 619, pp 195–218.

- [9] Andersson H., Christiansen M., Fagerholt K. Transportation planning and inventory management in the LNG supply chain. *Energy, Natural Resources and Environmental Economics*, 2010, pp. 427–439.
- [10] *The LNG Industry in 2012*. Available at: http://www.giignl.org/system/files/publication/giignl_the_lng_industry_2012.pdf (accessed 1 February 2015).

Статья поступила в редакцию 17.03.2015

Информация об авторах

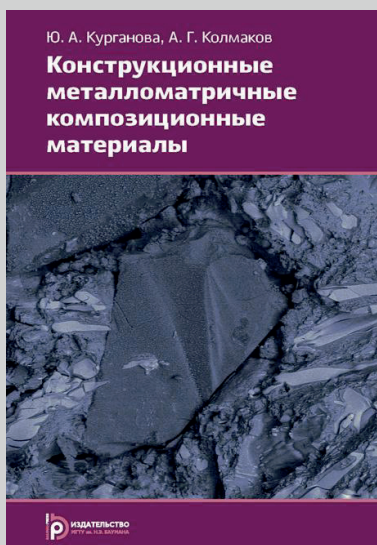
ЗАХАРОВ Михаил Николаевич (Москва) — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Основы конструирования машин». МГТУ им. Н.Э. Баумана (105005, Москва, Российская Федерация, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1, e-mail: zmn@gubkin.ru).

САМПИЕВ Адам Михайлович (Москва) — аспирант кафедры «Оборудование нефтегазопереработки». РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина (119991, Москва, Российская Федерация, Ленинский пр-т, д. 65, кор. 1).

Information about the authors

ZAKHAROV Mikhail Nikolaevich (Moscow) — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Head of «Fundamentals of Machine Design» Department. Bauman Moscow State Technical University (BMSTU, 105005, Moscow, Russian Federation, 2nd Bauman-skaya St., Bldg. 5, Block 1, e-mail: zmn@gubkin.ru).

SAMPIEV Adam Mikhailovich (Moscow) — Postgraduate of «Oil and Gas Refining Equipment» Department. Gubkin Russian State University of Oil and Gas (119991, Moscow, Russian Federation, Leninskiy ave., Bldg. 65, Block 1).



В Издательстве МГТУ им. Н.Э. Баумана
вышло в свет учебное пособие
Ю.А. Кургановой, А.Г. Колмакова

«Конструкционные металломатричные композиционные материалы»

Изложены основные понятия, относящиеся к науке о композиционных материалах. Рассмотрены классификация, основные способы получения, особенности соединения компонентов металломатричных композиционных материалов, методы исследования их структуры, механические, технологические и эксплуатационные свойства. Теоретически и экспериментально обоснована целесообразность использования дисперсно-упрочненных и волокнистых композиционных материалов на основе металлических сплавов в области авиа-, ракетно- и автомобилестроения.

По вопросам приобретения обращайтесь:

105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1.
Тел.: +7 499 263-60-45, факс: +7 499 261-45-97;
press@bmstu.ru; www.baumanpress.ru