

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ АРКТИЧЕСКИХ МОРСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ, СВЯЗАННЫХ СО СЖИЖЕННЫМ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

В. С. Никитин, Ю. А. Симонов, В. Н. Половинкин

ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (Санкт-Петербург, Российская Федерация)

Статья поступила в редакцию 26 апреля 2018 г.

Обоснована актуальность разработки технологий по сжижению природного газа. Выполнен анализ мирового и отечественного опыта в данной области. Обоснована актуальность разработки высокоэффективных технологий сжижения природного газа. Показано, что предпочтительной альтернативой заводам по производству сжиженного природного газа (СПГ), расположенным на суше, являются заводы на плавучих основаниях. Их решающие преимущества — отсутствие необходимости в больших земельных ресурсах и возможность строительства в заводских условиях на судостроительных предприятиях. Показано, что расположение заводов СПГ в открытом море и отгрузка с них на газозовы требуют дополнительных технических мер по сравнению с расположением завода в прибрежной, как правило, закрытой от волнения зоне.

Сформулированы предложения по созданию плавучих заводов СПГ применительно к Арктике, приведены их параметры. Рассмотрены отдельные вопросы транспорта СПГ. Проведен анализ развития различных типов емкостей хранения СПГ, выявивший преимущество изотермических емкостей. Исследованы проблемы хранения СПГ в изотермических хранилищах, а также особенности возникновения в них аварийных режимов в результате закачки без перемешивания нового СПГ в уже частично заполненный резервуар (стратификация СПГ или «ролловер»).

Ключевые слова: заводы сжиженного природного газа, хранение и транспортировка СПГ, параметры плавучих заводов СПГ.

Введение

Выполненные исследования свидетельствуют, что среди возможных вариантов различного углеводородного сырья для энергетического обеспечения, химической и иной промышленности Арктики все большее распространение получает сжиженный природный газ (СПГ). Сегодня СПГ широко используется, например, как сырье для изготовления широкого спектра газохимических продуктов — от химических волокон до пластических масс. При этом свыше половины сжиженного газа используется в промышленности и только треть — при производстве электроэнергии.

В последнее время существенно возрастает роль СПГ в качестве альтернативного источника топлива для морского транспорта. В настоящее время СПГ как перспективный энергоноситель завоевывает все большую популярность в мире. Перспективная экологически безопасная СПГ-индустрия развивается

динамичнее любой другой отрасли энергетического сектора. Например, по состоянию на 2017 г. ее мощности увеличиваются приблизительно на 7% в год.

По мнению специалистов, сжиженный природный газ в первую очередь по экономическим и экологическим показателям предпочтительнее трубопроводного газа. Однако экономическое преимущество СПГ имеет место в случае, если его транспортировка от мест производства и добычи осуществляется на достаточно значительные расстояния.

Сжижение природного газа увеличивает его плотность в 600 раз, что сокращает объем газа при транспортировке и хранении. Кроме того, значимыми преимуществами СПГ являются высокая энергоемкость, а также возможность хранения и удобство транспортировки. При использовании этого вида топлива появляется возможность создавать запасы и потреблять их по мере необходимости. СПГ нетоксичен, хранится под небольшим избыточным давлением при температуре около -161°C в специальных емкостях с теплоизоляцией.

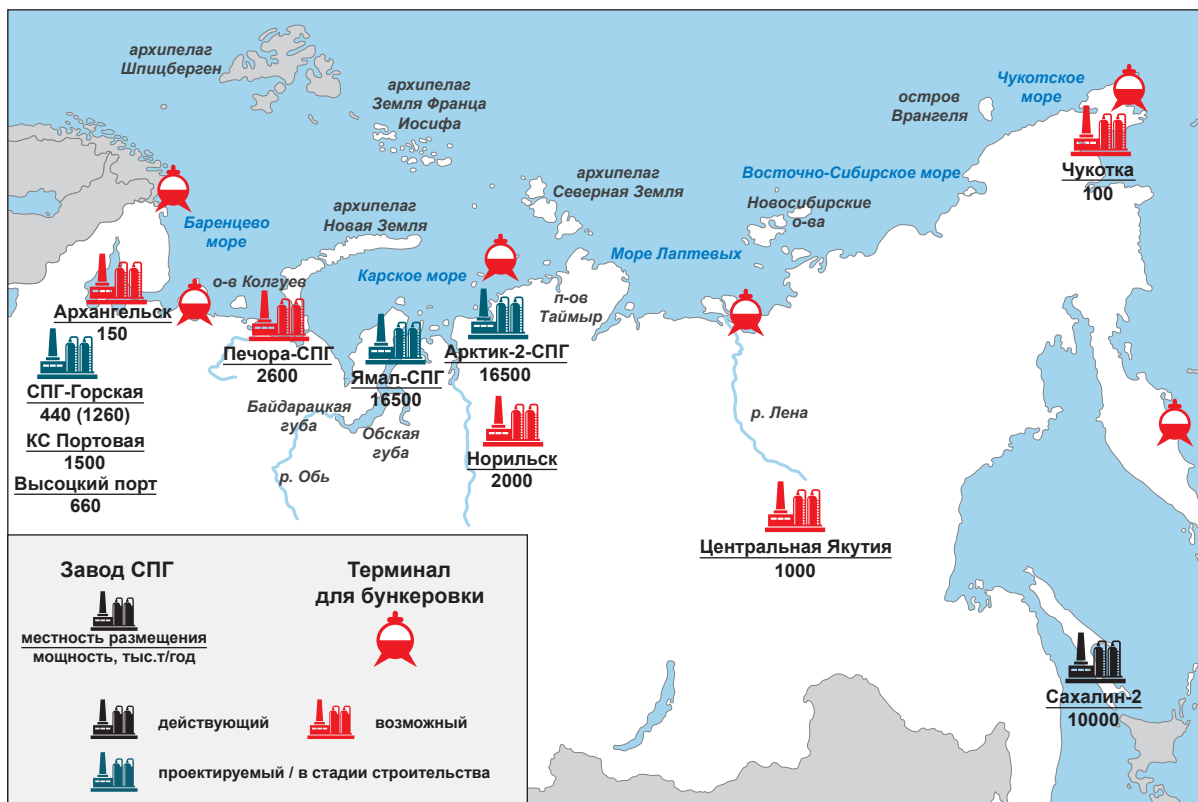


Рис. 1. Проекты по производству СПГ в России

В настоящее время СПГ импортируют более 30 стран, обладающих соответствующей инфраструктурой для приема и переработки СПГ. Российская Федерация по праву входит в первую десятку стран — экспортеров СПГ. Рынок СПГ ускоренными темпами превращается из преимущественно узкого специализированного направления нескольких региональных рынков в огромную развивающуюся отрасль, становясь надежным источником поставок газа на мировой рынок.

Общие вопросы

Особые перспективы развития отечественной СПГ-индустрии в России связаны с арктическим регионом, поскольку такие производства в климатических условиях, характеризующихся низкими температурами, наименее энергозатратны [1; 3].

В то же время в современной экономической и геополитической ситуации многие потенциальные проекты создания заводов по сжижению природного газа находятся под вопросом.

Сегодня в разной стадии реализации находятся крупные проекты: «Владивосток СПГ», «Балтийский СПГ», «Печора СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Ямал СПГ», а также расширение проекта «Сахалин-2» (рис. 1).

Вместе с тем после завершения строительства и введения в строй этих проектов доля России на мировом рынке СПГ может достигнуть 7—8%. При этом существенно расширится и география поставок российского сжиженного газа.

Сегодня Россия находится на пороге серьезных решений и инициатив в газовой промышленности, от которых зависит ее место в мировом энергопотреблении и торговом обороте, приоритетность в импорте ее ресурсов на международной арене. В частности, от степени развитости производства по сжижению природного газа, его инфраструктуры, выбора вектора и политики сбытовой деятельности зависит будущая роль страны в удовлетворении международных энергетических потребностей, в энергетической зависимости отдельных регионов от России.

В данной статье выполнен краткий анализ опыта создания предприятий по сжижению природного газа, технологий его производства, хранения и транспортировки СПГ.

Проблеме развития технологий сжижения природного и попутного газа посвящены многочисленные исследования, например [4—7]. В этих работах в частности отражены отдельные исторические аспекты развития технологий сжижения природного газа, проанализированы примеры береговых производств.

В современных установках сжижения природного газа применяются технологические схемы, в основу которых положены:

- холодильные циклы с дросселированием различных модификаций;
- детандерные холодильные циклы;
- каскадные холодильные циклы с чистыми хладагентами (классические каскадные циклы);



Рис. 2. Проект ПЗ СПГ компании «Hyundai Heavy Industries»



Рис. 3. Первый в мире ПЗ СПГ компании «Royal Dutch Shell»

- однопоточные каскадные циклы с хладагентом, представляющим собой многокомпонентную смесь углеводородов и азота.

Первый экспериментальный завод по сжижению природного газа был построен в 1912 г. и начал функционировать в 1917 г. Только в 1941 г. в Огайо появился завод для коммерческого использования, что стало началом развития мирового рынка СПГ.

В 1959 г. в Луизиане был спущен на воду первый танкер, способный транспортировать СПГ, что сделало возможным его доставку потребителям за пределами США.

Кратко историю создания заводов по сжижению природного газа различные авторы представляют следующим образом. Пионером в области экспорта СПГ является Алжир. В 1964 г. эта страна начала эксплуатацию первого в мире промышленного проекта по сжижению газа CAMEL. Сегодня в Алжире имеется более 20 технологических линий по сжижению природного газа.

Первым производителем СПГ на рынке Тихоокеанского бассейна стали США (Аляска), в 1969 г. поставившие партии СПГ в Японию.

С 1970 г. эксплуатируется завод СПГ в Ливии. В 1970-х и 1980-х годах заводы по сжижению природного газа были построены в Брунее, ОАЭ, Индонезии, Малайзии и Австралии. В 1989 г. в рамках австралийского проекта «North West Shelf» были пущены две первые в стране технологических линии по сжижению природного газа. В 1996 г. был

сдан в эксплуатацию первый проект СПГ Катара («Qatargas 1»). В 1999 г. начал эксплуатироваться проект СПГ «Atlantic LNG» в Тринидаде и Тобаго.

На Ближнем Востоке в 2000 г. были введены в строй две технологические линии проекта СПГ в Омане. В 2004 г. началась эксплуатация проекта СПГ «Damietta» (SEGAS) в Египте. В мае 2007 г. было объявлено об отгрузке первой партии СПГ с технологической линии возглавляемого компанией «Marathon» проекта «Bioko Island» в Экваториальной Гвинее. В сентябре 2007 г. последовал пуск и началось производство СПГ по проекту «Snohvit» в Норвегии.

В настоящее время предлагаемые «Air Products» криогенное оборудование и технологии сжижения природного газа стали стандартом для наземных и плавучих заводов (ПЗ) СПГ базовой нагрузки.

Строительство крупнейшего в мире плавучего завода по производству сжиженного природного газа идет в Южной Корее. Южнокорейская компания «Hyundai Heavy Industries» (HHI) получила контракт на постройку плавучего регазификационного завода (рис. 2 и 3).

Крупнейшими импортерами СПГ в европейской зоне являются Испания, Великобритания и Франция. Испания — первая страна по объему импорта сжиженного газа в Европе и третья в мире после Японии и Южной Кореи. Кроме того, Испания — мировой лидер среди реэкспортеров СПГ, за ней располагаются Бельгия, США, Бразилия, Франция и Португалия.

Анализу технологий и техническим средствам, применяемым для получения метанола на морских месторождениях, посвящена работа [5]. Проблема создания плавучих заводов по производству сжиженного природного газа достаточно подробно отражена в [4].

Отдельные проблемы производства сжиженного природного газа на ПЗ СПГ отражены в статье [6]. В частности в ней

представлен опыт создания плавучих заводов СПГ фирмы «Shell» с 1997 г., которая использует процесс сжижения с двумя смесевыми хладагентами (DMR). В данной статье уделено внимание разработкам ПЗ СПГ фирм «SBM Offshore» и «Linde». Например, показано, что фирма «Linde» предлагает процесс, использующий цикл азотного детандера с предварительным охлаждением углекислым газом, в котором отсутствуют огнеопасные хладагенты.

В анализе, выполненном в [6], также отведено определенное место норвежской фирме «Hoegh LNG», компании «INPEX Corporation» (Япония), фирме «Air Products», являющейся лидером в сооружении наземных заводов СПГ, фирме «Foster Wheeler», предлагающей для ПЗ СПГ процесс с одним смесевым хладагентом и парожидкостным детандером.

Наиболее подробно проектные решения по разработке ПЗ СПГ отражены в работах А. Л. Соболева [7; 8]. В частности, предметом его исследований является разработка методологических основ выбора проектных и конструктивных решений на начальных стадиях проектирования морских плавучих сооружений для добычи углеводородов на шельфе на примере создания плавучего комплекса для переработки природного газа в метан.

Анализ литературных источников свидетельствует, что в мире в разное время было использовано семь различных технологий сжижения природного газа. В сфере технологий для производства больших объемов СПГ, предназначенных на экспорт, сегодня лидирует компания «Air Products». Разработанные ею процессы AP-SMR™, AP-C3MR™ и AP-X™ охватывают 82% рынка. Конкурентом этих процессов является технология Optimized Cascade, разработанная компанией «CopocoPhillips».

Сегодня специалисты прогнозируют дальнейшее опережающее развитие данного сегмента

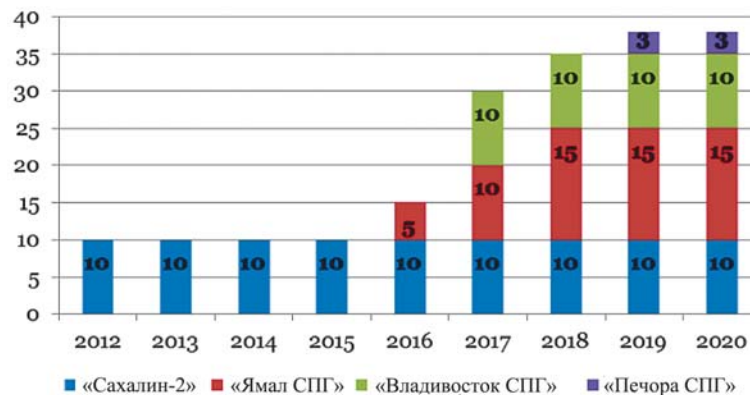


Рис. 4. Производство СПГ в России, млн т

экономики. Например, по оценкам Крыловского государственного научного центра, в течение предстоящего десятилетия объем рынка СПГ может фактически удвоиться.

Производство сжиженного газа в России по данным компании ООО РГК «Палюс» отражено на рис. 4.

Таким образом, отгрузка СПГ в России налажена пока только с месторождений (остров Сахалин), здесь западными партнерами ПАО «Газпром» на суше сооружен завод по производству СПГ, и на судах, построенных западными компаниями, СПГ отгружается на экспорт.

Сегодня однозначно доказано, что реальной альтернативой заводам по производству СПГ, расположенным на суше, являются заводы на плавучих основаниях. Их решающие преимущества: отсутствие необходимости в больших земельных ресурсах и возможность строительства в заводских условиях на судостроительных предприятиях. Важна также возможность простой эвакуации или передислокации ПЗ после истощения запасов добываемого газа в данном районе, что выгодно отличается от трудоемких, а зачастую невозможных работ по ликвидации завода на суше. Несмотря на эти весьма существенные преимущества плавучих заводов СПГ, ПАО «Газпром», например, ведет в Финском заливе работы по строительству завода СПГ на суше.

В настоящее время в России работает только один завод по производству СПГ — в поселке Пригородное (Сахалинская область) в рамках проекта «Сахалин-2» мощностью 9,6 млн т в год, что составляет менее 4% мирового производства. Вместе с тем в нашей стране запланировано еще несколько СПГ-проектов (табл. 1).

Таблица 1. Планируемые заводы СПГ в России

Проект	Сроки ввода в эксплуатацию	Проектная мощность, млн т
«Ямал СПГ»	Конец 2016 — начало 2017 г.	16,5
«Печора СПГ»	2018—2019 гг.	8—10
Совместный проект «Роснефти» и «Еххоп Mobile» на Сахалине	2018 г.	5
Третья очередь проекта «Сахалин-2»	2018 г.	5
«Владивосток СПГ»	2019—2020 гг.	10
«Балтийский СПГ»	2020 г.	8—10
<i>Итого</i>		52,5—56,5

Источник: Информация СМИ.



Рис. 5. Морской завод СПГ по проекту компании «Shell»




Компания НОВАТЭК, заканчивающая работы по первому проекту «Ямал СПГ», предусматривающему строительство завода на суше, второй подобный проект СПГ-2 уже ориентирует на использование завода СПГ на плавучих основаниях. Аналогичный подход принят в проекте «Печора СПГ», реализуемом компанией «Роснефть», хотя на начальном этапе прежний владелец предусматривал строительство завода на суше.

Производство сжиженного природного газа при разработке морских месторождений может быть оптимизировано за счет использования плавучих заводов СПГ, представляющих собой технологическое судно

с устройством для стыковки со скважиной, системой подготовки и очистки газа, заводом сжижения газа, хранилищем газа и сопутствующих углеводородов, системой отгрузки. Плавучие заводы сжиженного природного газа позволяют осваивать небольшие газовые морские месторождения, их можно использовать на первых этапах освоения крупных месторождений или по другим схемам.

Скорее всего ПЗ по сжижению можно использовать для освоения и разработки удаленных или труднодоступных месторождений газа. В первую очередь это касается арктического региона. К преимуществам плавучих СПГ-заводов относятся более короткие сроки строительства и возможность использования в других точках, что позволяет распределить их стоимость между несколькими проектами. Кроме того, применение плавучих заводов по сжижению газа может

Таблица 2. Основные параметры плавучих заводов СПГ в мире

Наименование проекта, страна. Предполагаемое место установки (месторождение), извлекаемые запасы газа	Состояние проекта на начало 2015 г.	Производительность по СПГ, СНГ и C5+, млн т/год	Владелец	Проектировщик, строительная верфь	
 «Prelude», Австралия. «Prelude» и «Concerto», 85 млрд м ³	В постройке, пуск в 2018 г.	3,6 СПГ, 1,3 C5+*1, 0,4 СНГ*2	«Shell» (67,5%), KOGAS (10%), «Inpex» (17,5%), CPC (5%)	«Technip», SHI*3	
 «PFLNG1 Satu», Малайзия. Kanowit (Sarawak), блок SK306	В эксплуатации с ноября 2016 г.	1,2 СПГ	«Petronas» (60%), «MISC Bhd» (30%), «Mustang» (10%)	«Technip», DSME*4	
 «PFLNG2 Rotan», Малайзия. Rotan (Sabah, Block H), 27 млрд м ³	FID, дата начала строительства май 2015 г., приостановлено	1,5 СПГ	«Petronas», «Murphy Oil»	«JGC Corporation», SHI	

способствовать сведению к минимуму воздействия на окружающую среду на побережье.

Интерес в мире к плавучим заводам СПГ возник в 1970-х годах. Однако масштабные разработки велись только в 1990-х. В 1997 г. компания «Mobil» создала первую промышленную концепцию.

В то же время о привлекательности идеи сжижения природного газа непосредственно в море, над газовым месторождением свидетельствует опыт ведущих компаний мира: «Chevron Corporation», «ConocoPhillips», CPC, «Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering», «Engie» (бывшая «GDF Suez»), «ExxonMobil», FMC, INPEX, «JGC Corporation», KOGAS, «Mobil», «Petronas», «Royal Dutch Shell», «Samsung», «Santos Ltd», «Technip» и др.

Распространение плавучих заводов СПГ на мировом рынке показано в табл. 2.

Если для сухопутных месторождений природного газа создание плавучих заводов СПГ, как можно



Рис. 6. Общий вид ПЗ СПГ фирмы INPEX

видеть, пока рассматривается как альтернатива береговым заводам, то в случае освоения морских месторождений, прежде всего на шельфе Арктики, этот вариант оказывается естественным, хотя и более затратным и затруднительным. Расположение завода СПГ в открытом море и соответственно отгрузка с него сжиженного газа на газозолы требует дополнительных технических мер по сравнению с расположением завода в прибрежной, как правило, закрытой от волнения зоне.

Морской завод СПГ по проекту компании «Shell» уже функционирует в австралийских водах (рис. 5). Общий вид плавучего завода СПГ фирмы INPEX приведен на рис. 6.

В России аналогом подобного решения могла бы служить морская платформа для добычи природного газа на Штокмановском место-

	Длина×ширина, м	Система удержания, глубина воды, м	Технология сжижения	Энергетическая установка	Тип криогенных танков, объем хранения, м ³	Отгрузка СПГ
	488×74	Турельная (внутренняя), 240	DMR («Shell»)	Паровые турбины	Мембранные, 220 000 СПГ	Бортовая, тандемная
	365×60	Турельная (внешняя), 200	Расширение азота (AP-N™)*5	Газовые турбины PGT25+G4 (6×34 МВт)	Мембранные, 177 000 СПГ	Бортовая
	360×60	Турельная (внешняя), 1150	Расширение азота (AP-N™)	Газовые турбины PGT25+G4 (4×34 МВт). LM6000-PF (2×43 МВт)	Мембранные	Бортовая

Кораблестроение для Арктики

Наименование проекта, страна. Предполагаемое место установки (месторождение), извлекаемые запасы газа	Состояние проекта на начало 2015 г.	Произво- дительность по СПГ, СНГ и С5+, млн т/год	Владелец	Проекти- ровщик, строительная верфь	
 «Caribbean FLNG», Колумбия. Pandora, 22,6 млрд м ³	В постройке, приостановлено	0,5 СПГ	«Pacific Rubiales», «Exmar»	«Wison Offshore & Marine», Nantong, Китай	
 «Santos FLNG», Бразилия Нефтегазоносная провинция Santos, месторождения Iara, Cernambi, Lula	FEED	2,7 — СПГ, 1,0 — СНГ	«Petrobras» (51%), «BG Group», «Repsol» (Испания), «Galp Energia» (Португалия)	«SBM Offshore N.V.», CHIYODA	
 «Scarborough FLNG», Австралия. Scarborough, 226,5—283,2 млрд м ³	FEED, приостановлен	6,0—7,0 СПГ	«BHP Billiton Ltd», «ExxonMobil Corp.»	—	
 SEVAN, Норвегия	Концепт-проект	2,4 СПГ	«Sevan Marine ASA»	«Sevan Marine ASA», «KANFA Group»	
 «LiBro FLNG»	Концепт-проект	1,6—2,0 СПГ	—	MODEC, «Toyo Engineering Corporation»	
 «FLEX LNG Producer»	FEED	1,7—2,0 СПГ	«FLEX LNG Ltd.»	«Worley», «Parsons», «KANFA Group», SHI	

Продолжение табл. 2

	Длина×ширина, м	Система удержания, глубина воды, м	Технология сжижения	Энергетическая установка	Тип криогенных танков, объем хранения, м ³	Отгрузка СПГ
	140×32	Якорная, 14	SMR (PRICO®)	Газовые турбины LM2500+ (4×29 МВт)	Мембранные, 14 000 СПГ	Бортовая
	—	Турельная (внутренняя), 2200	DMR	Газовые турбины	Призматические	Тандемная
	495×75	Турельная (внутренняя), 950	DMR («Shell»)	Газовые турбины	Мембранные, 380 000 СПГ	Тандемная
	Цилиндрический корпус. Диаметр главной палубы — 120 м	Турельная (внутренняя)	Расширение азота (KANFA)	Газовые турбины	Призматические, 220 000 СПГ, 25 000 СНГ, 36 000 С5+	Система отгрузки «HiLoad», «Sevan Marine ASA»
	300×50	Турельная (внешняя)	Предохлаждение («MODEC's LiBro®»). Расширение азота (AP-N™)	Газовые турбины	Мембранные, 160 000 СПГ, 20 000 С5+	Бортовая, тандемная
	320×60	Турельная (внутренняя), 20—2500	Расширение азота	Газовые турбины	Призматические SPB (SUS304), 185 000 СПГ, 50 000 — СНГ и С5+	Тандемная

Кораблестроение для Арктики

Наименование проекта, страна. Предполагаемое место установки (месторождение), извлекаемые запасы газа	Состояние проекта на начало 2015 г.	Производительность по СПГ, СНГ и C5+, млн т/год	Владелец	Проектировщик, строительная верфь
 <p>«Abadi FLNG», Индонезия. Abadi, блок Masela, 283 млрд м³</p>	FEED, EPC — 2014—2018 гг.	2,5 СПГ, 0,4 C5+	«Inpex» (60%), «Shell» (30%), «PT EMP Energi Indonesia» (10%)	«JGC Corporation», «PT JGC Indonesia», «PT Saipem Indonesia»
 <p>«Browse FLNG», Австралия. Нефтегазоносная провинция Browse, 436 млрд м³</p>	Пересмотр FEED	3,9 СПГ 1,3 C5+	«Woodside» (31,3%), BP (17%), «Shell» (27%), «PetroChina» (10%), MIMI (14,3%)	«Shell», BP, «Japan Australia», «PetroChina»
 <p>«Vopakarte FLNG», Австралия. Нефтегазоносная провинция Vopakarte, месторождения: Petrel (27,0 млрд м³), Tern (13,2 млрд м³) и Frigate (2,8 млрд м³)</p>	Pre-FEED	2,4 СПГ	«GDF Suez» (60%), «Santos» (40%)	«Technip», KBR, «Chiyoda», Верфь TBD
 <p>SBM FLNG</p>	FEED	1,5—2,0 СПГ	—	«SBM Offshore», «Linde Engineering»
 <p>«Hoegh FLNG»</p>	Pre-FEED	2,0 СПГ	«Hoegh FLNG Ltd.»	KBR, «Linde», SBM, DSME
 <p>«ConocoPhillips FLNG», Австралия. Нефтегазоносная провинция Browse, Greater Poseidon, 92 млрд м³</p>	Pre-FEED	2,9—3,5 СПГ	«ConocoPhillips», «Karoon Gas», «PetroChina»	«Technip», «Linde», DSME

¹ C5+ — газовый конденсат.

² СНГ — сжиженный нефтяной газ.

³ SHI — «Samsung Heavy Industries Co., Ltd».

⁴ DSME — «Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co., Ltd».

⁵ AP-NTM — технология сжижения компании «Air Product's».

Окончание табл. 2

	Длина×ширина, м	Система удержания, глубина воды, м	Технология сжижения	Энергетическая установка	Тип криогенных танков, объем хранения, м ³	Отгрузка СПГ
	—	Турельная (внешняя), 1000	DMR (AP-DMR™)	—	SPB	Бортовая
	488×74	Турельная (внутренняя), 350—700	Смешанный хладагент	Газовые турбины	Мембранные	Бортовая
	400×70	Турельная (внутренняя), 85—100	DMR («Shell»)	Газовые турбины	Мембранные, 210 000 СПГ, 40 000 C5+	Бортовая
	Корпус из двух СПГ-танкеров	Турельная (внешняя)	Расширение азота (LINDE)	Газовые турбины	Сферические	Бортовая
	380×60	Турельная (внутренняя)	NICHE (предохлаждение метаном, расширение азота)	Газовые турбины	Мембранные, 190 000 СПГ	Бортовая
	462×72	Турельная (внутренняя), 470—540	«СopocoPhillips Optimized Cascade®»	Газовые турбины LM2500+G4 (5×34 МВт)	Мембранные	Тандемная

Примечание. FID — Final Investment Decision — финальное инвестиционное решение, FEED — Front End Engineering and Design — техническое проектирование, EPC — Engineering, procurement and construction — проектирование-закупки-строительство, Pre-FEED — эскизное проектирование, SPB — Selfsupporting Prismatic Shape IMO type B — вкладные призматические танки типа «В» по классификации ИМО.

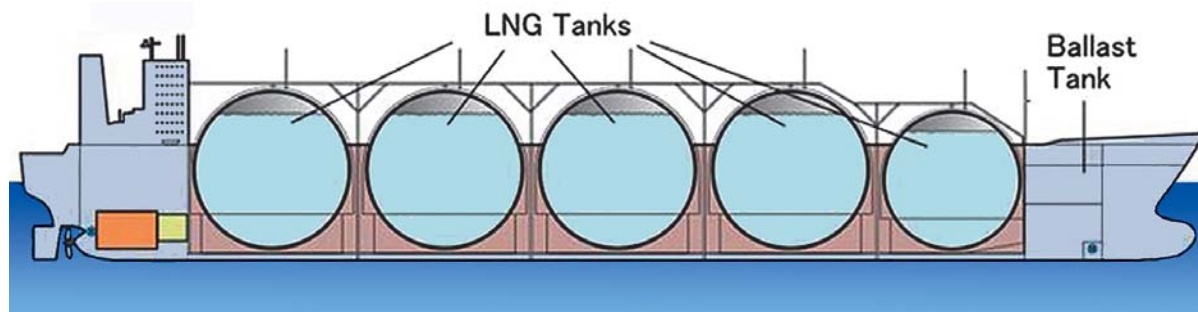


Рис. 7. СПГ-танкер типа «Moss» (сферические резервуары)

рождении. Однако проектанты, работавшие по Штокмановскому проекту, даже не рассматривали этот вариант хотя бы в качестве альтернативного. Они пошли, как им кажется, по более простому пути — транспортировки газа от платформы на берег по подводному трубопроводу. И, соответственно, строительство завода СПГ снова предусматривалось на суше, в районе, где совершенно отсутствовала какая-либо инфраструктура.

Технические вопросы

Общим и для отгружающих СПГ, и для принимающих его стран является необходимость в хранилищах СПГ и терминалах, в первом случае — для погрузки в газовозы, во втором — для выгрузки.

В случае расположения завода СПГ на суше там же размещается и хранилище СПГ. А вот терминал выносится достаточно далеко в море на глубину, достаточную для подхода крупных газовозов. Соответственно по эстакаде к терминалу прокладывается криогенный трубопровод. Возможный вариант — вынесение хранилища СПГ также в море.

Плавучий завод СПГ, как правило, включает в себя и хранилище, и отгрузочное устройство, поскольку газовозы швартуются непосредственно к плавучему основанию завода. Вместе с тем в варианте плавучего завода может рассматриваться и раздельное размещение на плавучих основаниях собственно завода и отдельно хранилища СПГ. И даже терминал может быть отдельным сооружением.

Плавучий завод СПГ или отдельные его компоненты в зависимости от глубины установки будут или раскрепляться в плавучем состоянии (при достаточно больших глубинах), или, принимая балласт, устанавливаться на дно, становясь таким образом гравитационными сооружениями (что разумно при ограниченных глубинах).

В прибрежных северных районах России, где акватории на достаточно длительный период покрываются льдом, в том числе движущимся, использование сооружений, находящихся на плаву, весьма проблематично. Поэтому рационально изготавливать плавзаводы СПГ либо как гравитационные сооружения, как правило, в железобетонном корпусе, либо традиционно в судовом корпусе (что более

предпочтительно), но устанавливаемом на специальное опорное основание.

Ожидается, что наиболее распространены в мире будут плавучие комплексы, включающие собственно заводы по производству СПГ, хранилища СПГ и устройства для отгрузки СПГ на суда-газовозы (см. табл. 1). Нижнюю часть такого плавучего комплекса занимает хранилище СПГ. Для хранения СПГ, как и на газовозах, в принципе могут использоваться различные известные типы емкостей (танков) — сферические, основанные на мембранной технологии, широко применяемые на судах-газовозах. Сферические танки приемлемы только в случае хранилищ СПГ, располагаемых на отдельном плавучем основании, где высота хранилища не является ограничивающим фактором. Танки с мембранной технологией в принципе приемлемы и для хранилища СПГ, хотя и относятся к достаточно тонким и деликатным технологиям со специфической теплоизоляцией. Еще одним типом танков, весьма практичным и технологичным, являются вкладные призматические танки с соответствующей теплоизоляцией. Для изготовления таких криогенных танков на предприятиях России на основе проведенных плавок ряда образцов металла получена криогенная сталь с оригинальным химическим составом. Теплоизоляция криогенных вкладных призматических танков также отработана на основе промышленно изготавливаемых плит из пеностекла, что полностью исключает проблемы пожаробезопасности. Изготовление криогенных танков вполне доступно для ряда российских предприятий.

В едином плавучем комплексе производства и хранения СПГ оборудование собственно завода СПГ располагается на палубе хранилища. Фактически это в определенной степени подобно ныне функционирующей нефтяной платформе «Приразломная», где над хранилищем нефти размещается сложное производство по бурению скважин и добыче нефти, ее отгрузке, так называемое верхнее строение. Оно составлено из отдельных крупных модулей, которые изготавливались на АО ПО «Севмаш» и Выборгском судостроительном заводе. Подобная практика применима и к плавучим заводам СПГ в части разделения производственного оборудования на крупные блоки и размещения их изготовления на заводах

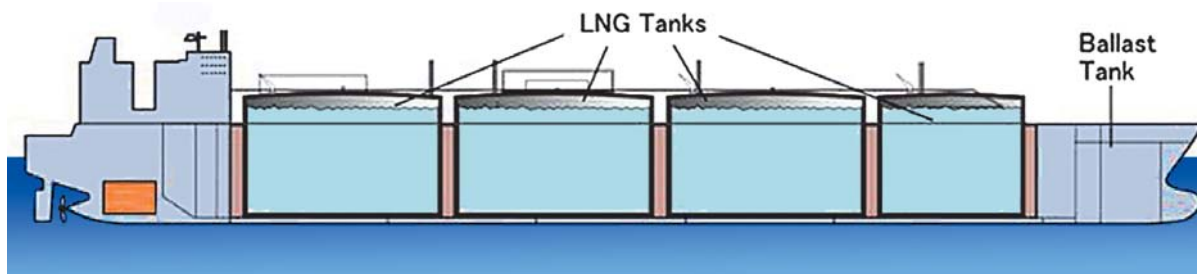


Рис. 8. СПГ-танкер «GazTransport & Technigaz» (мембранные конструкции)

России. Таким образом, представляется реальным осуществлять строительство плавзаводов СПГ полностью на российских предприятиях.

Последними в технологической цепочке отгрузки СПГ на продажу являются терминал и суда для перевозки СПГ (газовозы). Изготовление и тех, и других достаточно отлажено в морской практике, и, соответственно, нет препятствий для строительства их в России, особенно с учетом оснащения газовозов криогенными танками по российской технологии, полученной для хранилищ СПГ.

Первые сведения о перевозках сжиженных газов морем относятся к 1929—1931 гг., когда компания «Shell» временно переоборудовала танкер «Megara» в судно для перевозки сжиженного газа и построила в Голландии судно «Agnita» дедвейтом 4,5 тыс. т, предназначенное для одновременной перевозки нефти, сжиженного газа и серной кислоты. Танкеры компании «Shell» назывались в честь морских раковин — ими торговал отец основателя компании Маркуса Самюэля.

Однако широкое развитие морские перевозки сжиженных газов получили лишь после окончания Второй мировой войны. Первоначально для перевозок использовались суда, переоборудованные из танкеров или сухогрузных судов. Накопленный опыт проектирования, постройки и эксплуатации первых газовозов позволил перейти к поискам наиболее выгодных способов транспортировки названных газов.

Возможность транспортировки СПГ танкерами была впервые продемонстрирована в 1958 г., когда на экспериментальном судне «Methane Pioneer» сжиженный природный газ перевезли из Лейк-Чарльз (Lake Charles) в штате Луизиана (США) в Кэнвей-Айленд (Canvey Island) в Великобритании.

Крупнейшими производителями судов для перевозки СПГ являются японские и корейские верфи: «Mitsui», «Daewoo», «Hyundai», «Mitsubishi», «Samsung», «Kawasaki». Именно на корейских верфях было создано более двух третей газовозов в мире. Современные танкеры серий Q-Flex и Q-Max способны перевозить 210—266 тыс. м³ СПГ.

Конструктивно современные танкеры СПГ имеют несколько вкладных сферических или призматических грузовых танков либо встроенные танки мембранного типа (рис. 7 и 8).

Технологии использования СПГ внутри России

Подобно ряду стран, получающих СПГ извне, в России имеется регион, куда будет морским путем поставляться отечественный сжиженный природный газ, — Калининградская область. Для этого необходимы морской терминал для причаливания газовозов, а также морское хранилище СПГ. Поскольку в проекте принято расположение терминала в открытом море и там же плавучего хранилища, потребовалось предусмотреть еще защитное сооружение (дамбу) от волнения и ветра. В состав хранилища войдет регазификационная установка, переводящая СПГ в газообразное состояние для последующей подачи по подводному трубопроводу на берег.

Близкий по назначению проект реализован в Литве, однако там плавучее хранилище с регазификационной установкой размещено на портовой акватории, что не потребовало строительства защитного сооружения.

Таковую же задачу выполняет известный адриатический терминал СПГ, функционирующий вблизи берегов Италии, но его отличие от упомянутых состоит в том, что хранилище СПГ установлено на грунт и, таким образом, оно же является защитой от волнения и ветра для причаливающих газовозов (рис. 9). В отличие от Калининградской дамбы в случае



Рис. 9. Адриатический терминал СПГ

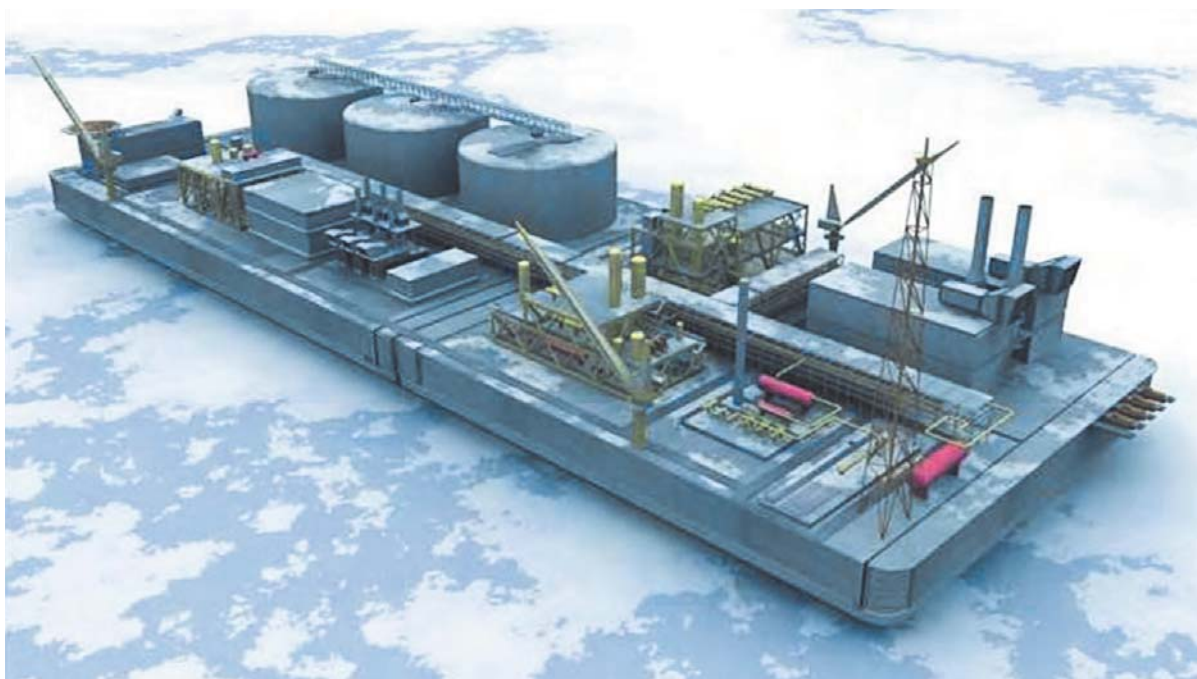


Рис. 10. Проект прибрежного завода СПГ на бетонных основаниях типа ОГТ

необходимости демонтаж системы осуществляется простым всплытием хранилища и его отбуксировкой.

Для России весьма актуально использование сжиженного природного газа в различных труднодоступных районах Арктики. Наиболее перспективным направлением применения СПГ в таких районах является создание для населенных пунктов, развешиваемых производств, опорных баз различной ведомственной принадлежности плавучих электростанций требуемой мощности, работающих на СПГ. В этом случае решаются сразу две важнейшие задачи — обеспечение потребителей электроэнергией и теплом.

Как и для любых других типов электростанций, при работе на СПГ требуются хранилища газа, которые могут располагаться в корпусе электростанции или размещаться в отдельном плавучем сооружении. Отдельные плавучие сооружения для хранения СПГ могут также использоваться как самостоятельные объекты для организации теплоснабжения населенных пунктов или опорных баз. Для этого они оборудуются регазификационными установками.

Подобные объекты могут найти применение еще в одном направлении использования СПГ в России, а именно при развитии системы бункеровки этим видом топлива средств водного транспорта там, где его использование обязательно или эффективно.

Сжиженный природный газ в значительной степени мог бы также решить проблему снабжения удаленных районов Сибири, куда крайне затратно прокладывать газотрубопроводы. Для этого необходимы транспортабельные криогенные емкости, для доставки которых необходимы автодороги, железные

дороги, внутренние водные пути. В качестве альтернативы криогенным емкостям целесообразно рассмотреть вопрос транспортировки природного газа, не охлаждаемого до температуры -162°C , а сжимаемого под давлением и охлаждаемого до температуры -40°C . Этот вариант может оказаться технически и экономически более доступным.

Значительный интерес для Арктики представляют прибрежные заводы СПГ на бетонных основаниях гравитационного типа (ОГТ). По мнению специалистов, такие решения обеспечивают минимальные капитальные затраты при высокой определенности реализации. Сегодня концепция завода СПГ на ОГТ может основываться на проверенных технологиях, успешно применяемых, например, фирмами «Kvaerner» и KBR.

Убедительным примером постройки прибрежного завода СПГ на бетонных основаниях типа ОГТ является Адриатический терминал СПГ — прибрежный регазификационный терминал, включающий сооружения приема и хранения СПГ.

Заводы СПГ на бетонных ОГТ — наиболее целесообразное решение для шельфовых и береговых месторождений в удаленных регионах, в Арктике, а также во всех удаленных изолированных районах без инфраструктуры, включая прибрежные месторождения, расположенные на мелководье (рис. 10).

В заключение отметим, что развитие технологий, связанных со сжиженным природным газом, в России крайне актуально, поскольку, во-первых, усиливает экспортные возможности страны, а во-вторых, влечет развитие многих производств судостроения, машиностроения, металлообработки и ряда других.

Литература

1. Фишкин Д. О подходах к социально-экономическому развитию Арктической зоны Российской Федерации // Конференция «Международное сотрудничество в Арктике: новые вызовы и векторы развития». — М., 2016.
2. Agee M. A. Economic gas to liquids: A new tool for the energy industry. *Natural Gas Conversion* // V. Studies in Surface Science and Catalysis / A. Parmaliana et al. (ed.). — Amsterdam: Elsevier, 1998. — (Vol. 119).
3. Технологии для Арктики // Наука и технологии трубопровод. транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2017. — № 5 (32). — С. 24—25.
4. Ефанова А. Н., Кемалов Р. А. Плавучие заводы по производству сжиженного природного газа (СПГ) // Науч. электрон. архив. — URL: <http://econf.rae.ru/article/10475>.
5. Гирмаев А. Р., Шаммазов А. М. Технологии и технические средства, применяемые для получения метанола на морских месторождениях // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводород. сырья. — 2013. — № 3. — С. 40—45.
6. Гречко А. Г., Новикова А. И. Оптимизация производства сжиженного природного газа при разработке морских месторождений // Вестн. МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер. «Машиностроение». — 2010. — С. 203—213.
7. Соболев А. Л. Вопросы создания принципиально нового морского комплекса по переработке природного газа на месторождении // Тр. ЦНИИ им. акад. А. Н. Крылова. — 2008. — Вып. 35 (319). — С. 122—128.
8. Соболев А. Л. Разработка методологических основ выбора проектных и конструктивных решений на начальных стадиях проектирования морских плавучих сооружений для добычи углеводородов на шельфе (на примере создания плавучего комплекса для переработки природного газа в метанол): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — СПб., 2008. — 24 с.
9. Никитин В. С., Симонов Ю. А., Половинкин В. Н. и др. Возможности судостроения в создании инфраструктуры в арктическом регионе // Арктика: экология и экономика. — 2017. — № 1 (25). — С. 102—119.

Информация об авторах

Никитин Владимир Семенович, доктор технических наук, генеральный директор, ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (196158, Россия, Санкт-Петербург, Московское шоссе, 44), e-mail: krylov@ksrc.ru.

Симонов Юрий Андреевич, кандидат технических наук, главный специалист по морской технике, ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (196158, Россия, Санкт-Петербург, Московское шоссе, 44), e-mail: krylov@ksrc.ru.

Половинкин Валерий Николаевич, доктор технических наук, научный руководитель, ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (196158, Россия, Санкт-Петербург, Московское шоссе, 44), e-mail: krylov@ksrc.ru.

Библиографическое описание данной статьи

Никитин В. С., Симонов Ю. А., Половинкин В. Н. Перспективы развития отечественных арктических морских технологий, связанных со сжиженным природным газом // Арктика: экология и экономика. — 2018. — № 2 (30). — С. 68—82. — DOI: 10.25283/2223-4594-2018-2-68-82.

PROSPECTS OF THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC ARCTIC MARINE TECHNOLOGIES RELATED TO LIQUEFIED NATURAL GAS

Nikitin V. S., Simonov Yu. A., Polovinkin V. N.

FSUE "Krylov State Research Centre" (St. Petersburg, Russian Federation)

Abstract

The urgency of developing technologies for liquefying natural gas is substantiated. The analysis of world and domestic experience in this field is performed. The urgency of development of highly effective technologies for liquefying natural gas is substantiated. It is shown that plants on floating platforms are the preferred alternative to LNG plants located on land. Their decisive advantages are the absence of the need for large land resources and the possibility of building in the factory at shipbuilding enterprises. It is shown that the location of LNG plants in the open sea and, accordingly, the shipment from them to gas carriers requires additional technical measures in comparison with the location of the plant in the coastal, as a rule, closed from the excitement zone. Propos-

als for the creation of floating plants for obtaining LNG in relation to the Arctic are formulated. Parameters of modern floating plants for liquefying natural gas are given. Separate questions of LNG transport are considered and their analysis is carried out, which made it possible to identify the features of the use of LNG marine and pipeline transport. The analysis of the development of various types of storage tanks of LNG on the basis of which the advantage of isothermal capacities was revealed. The problems of storing LNG in isothermal storage facilities, as well as the peculiarities of occurrence of emergency modes in them as a result of injecting without mixing the new LNG into an already partially filled reservoir (LNG stratification or “rollover”) were investigated.

Keywords: liquefied natural gas (LNG) plants, LNG storage and transportation, parameters of LNG floating plants.

References

1. *Fishkin D.* O podkhodakh k sotsial'no-ekonomicheskomu razvitiyu Arkticheskoi zony Rossiiskoi Federatsii. [On approaches to the socio-economic development of the Arctic zone of the Russian Federation]. Konferentsiya “Mezhdunarodnoe sotrudnichestvo v Arktike: novye vyzovy i vektory razvitiya”. Moscow, 2016. (In Russian).
2. *Agee M. A.* Economic gas to liquids: A new tool for the energy industry. Natural Gas Conversion. V. Studies in Surface Science and Catalysis. A. Parmaliana et al. (ed.). Amsterdam, Elsevier, 1998. (Vol. 119).
3. *Tekhnologii dlya Arktiki* [Technologies for the Arctic]. Nauka i tekhnologii truboprovod. transporta nefi i nefteproduktov, 2017, no. 5 (32), pp. 24—25. (In Russian).
4. *Efanova A. N., Kemalov R. A.* Plavuchie zavody po proizvodstvu szhizhennogo prirodnogo gaza (SPG). [Floating plants for the production of liquefied natural gas (LNG)]. Nauch. elektron. arkhiv. Available at: <http://econf.rae.ru/article/10475>. (In Russian).
5. *Girmaev A. R., Shammazov A. M.* Tekhnologii i tekhnicheskie sredstva, primenyaemye dlya polucheniya metanola na morskikh mestorozhdeniyakh. [Technologies and technical means used to produce methanol in offshore fields]. Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorod. syr'ya, 2013, no. 3, pp. 40—45. (In Russian).
6. *Grechko A. G., Novikova A. I.* Optimizatsiya proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza pri razrabotke morskikh mestorozhdenii. [Optimization of production of liquefied natural gas in offshore fields]. Vestn. MG TU im. N. E. Baumana. Ser. “Mashinostroenie”, 2010, pp. 203—213. (In Russian).
7. *Sobolev A. L.* Voprosy sozdaniya printsipial'no novogo morskogo kompleksa po pererabotke prirodnogo gaza na mestorozhdenii. [Issues of creation of a fundamentally new marine complex for processing natural gas at the field]. Tr. TsNII im. akad. A. N. Krylova, 2008, iss. 35 (319), pp. 122—128. (In Russian).
8. *Sobolev A. L.* Razrabotka metodologicheskikh osnov vybora proektnykh i konstruktivnykh reshenii na nachal'nykh stadiyakh proektirovaniya morskikh plavuchikh sooruzhenii dlya dobychi uglevodorodov na shel'fe (na primere sozdaniya plavuchego kompleksa dlya pererabotki prirodnogo gaza v metanol): Avtoref. dis. ... kand. tekhn. nauk. [Development of methodological principles of project selection and design decisions in the early stages of the design of floating offshore structures for offshore hydrocarbon production (for example, create a floating complex for the processing of natural gas to methanol). Abstract of Thesis diss. cand. tech. sci.]. St. Petersburg, 2008, 24 p. (In Russian).
9. *Nikitin V. S., Simonov Yu. A., Polovinkin V. N. et al.* Vozmozhnosti sudostroeniya v sozdanii infrastruktury v arkticheskome regione. [Shipbuilding opportunities in infrastructure development in the Arctic region]. Arktika: ekologiya i ekonomika, 2017, no. 1 (25), pp. 102—119. (In Russian).

Information about the authors

Nikitin Vladimir Semenovich, Doctor of Engineering Science, Director General of FSUE “Krylov State Research Centre” (44, Moskovskoye shosse, St. Petersburg, Russia, 196158), e-mail: krylov@ksrc.ru.

Simonov Yury Andreevich, Candidate of Science (Engineering), Chief Project Engineer — Deputy Head of Division, FSUE “Krylov State Research Centre” (44, Moskovskoye shosse, St. Petersburg, Russia, 196158), e-mail: krylov@ksrc.ru.

Polovinkin Valery Nikolaevich, Doctor of Engineering Science, Scientific Director of FSUE “Krylov State Research Centre” (44, Moskovskoye shosse, St. Petersburg, Russia, 196158), e-mail: krylov@ksrc.ru.

Bibliographic description

Nikitin V. S., Simonov Yu. A., Polovinkin V. N. Prospects of the development of domestic arctic marine technologies related to liquefied natural gas. The Arctic: ecology and economy, 2018, no. 2 (30), pp. 68—82. DOI: 10.25283/2223-4594-2018-2-68-82. (In Russian).

© Nikitin V. S., Simonov Yu. A., Polovinkin V. N., 2018