

12. Skorupa, M. Load interaction effects during fatigue crack growth under variable amplitude loading - a literature review. Part I: empirical trends / M. Skorupa // *Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structures*. – 1998. – Vol. 21. – P. 987 – 1006.
13. Skorupa, M. Load interaction effects during fatigue crack growth under variable amplitude loading - a literature review. Part II: qualitative interpretation / M. Skorupa // *Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structures*. – 1998. – Vol. 22. – P. 905 – 926.
14. Pereira, M.V.S. On the prediction of fatigue crack retardation using Wheeler and Willenborg models / M.V.S. Pereira, F.A.I. Darwish, A.F. Camarão, S.H. Motta // *Materials Research*. – 2007. - Vol. 10. - № 2. – P. 101 - 107.
15. Ribeiro, A.S. Variable amplitude fatigue crack growth modelling / A.S. Ribeiro, A.P. Jesus, J.M. Costa, L.P. Borrego, J.C. Maeiro // *Mecânica Experimental*. – 2011. – Vol. 19. – P. 33 - 44.
16. Venkatesan, K.R. Subcycle fatigue crack growth formulation for constant and variable amplitude loading: A Thesis Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree Master of Science / K.R. Venkatesan // Arizona State University. - 2016. – 63 p.
17. Schijve, J. Fatigue damage accumulation and incompatible crack front orientation / J. Schijve // *Engineering Fracture Mechanics*. – 1974. - Vol. 6. - P. 245 - 252.
18. Suresh, S. Micromechanisms of fatigue crack growth retardation following overloads / S. Suresh // *Engineering Fracture Mechanics*. – 1983. - Vol. 18. - P. 577 - 593.
19. Faivisovich, A.V. Eksperimentalnaya ocenka izmeneniya velichiny KIN vdol fronta poverhnostnoy treschiny / A.V. Faivisovich // *Zavodskaya laboratoriya. Diagnostika materialov*. – 1996. - №3. – S. 45 – 48.

УДК 621.499.4 + 62-404.1

DOI: 10.34046/aumsuomt92/25

ОПТИМАЛЬНЫЙ ВИД СЭУ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ТАНКЕРОВ-ГАЗОВОЗОВ СПГ

Н.Г. Родионов, кандидат технических наук

Н.И. Николаев, доктор технических наук

В.А. Савченко, кандидат технических наук

Природный газ в настоящее время широко используется во всём мире в качестве эффективного энергоносителя. Поставки газа потребителям производятся, как правило, по системе газопроводов или с использованием технологий сжижения и транспортировки специализированными танкерами-газовозами СПГ.

Конкурентоспособность поставок СПГ во многом определяется многочисленными политическими, экономическими, факторами, состоянием спроса и предложения на международном рынке торговли энергоресурсами. В этом отношении важную роль приобретают качества техники, используемой для транспортировки СПГ, и особенно надёжность и экономичность главных энергетических установок на танкерах-газовозах.

Реальная политическая ситуация диктует российскому бизнесу, занятому в области поставок СПГ, особые требования к оснащению танкеров-газовозов СПГ. В качестве СЭУ на танкерах-газовозах СПГ, в настоящее время обычно применяют дизельные установки зарубежных производителей. В России нет производства мощных судовых дизелей, способных работать на выпаре газа из танков СПГ и на дизельном топливе. Поставки зарубежных дизелей на российские танкеры-газовозы СПГ являются рискованными из-за возможных налагаемых санкций и рискованной политической конъюнктуры. Авторы предлагают использовать парогазовые установки (ПГУ) отечественного производства для СЭУ танкеров-газовозов СПГ.

Убедительно показано, что ПГУ обладают неоспоримыми преимуществами по сравнению с паротурбинными, дизельными, газотурбинными СЭУ для танкеров-газовозов. Их КПД может достигать около 50-55%, что демонстрируется известными примерами результатов расчётов. Исключительно важно, что при этом решаются вопросы импортозамещения и перехода к прорывным технологиям в области СЭУ для танкеров-газовозов СПГ.

Ключевые слова: сжиженный природный газ (СПГ), способы поставки газа, танкеры-газовозы, Северный морской путь, судовая энергетическая установка (СЭУ), паротурбинная установка (ПТУ), дизельная энергетическая установка (ДЭУ), газотурбинная установка (ГТУ), парогазовая установка (ПГУ), коэффициент полезного действия, конкурентоспособность, импортозамещение.

At present natural gas is widely used all over the world as an effective source of energy. The delivery of gas to the consumers is carried out either through gas pipeline system or by using the technology of liquefying gas and transporting it in specialized liquefied natural gas tankers (LNG-carriers).

The competitiveness of LNG deliveries greatly depends upon numerous political and economic factors, as well as the condition of the demand and supply at the international energy source market. In this respect the important role belongs to the quality of the means used for LNG transportation and especially to reliability and economic effectiveness of the marine power plants installed on gas-carriers.

The modern world's political situation sets specific requirements to the Russian business community involved into gas transportation for equipment of LNG-carriers. The majority of marine Diesel power plants employed

nowadays on board ships are of foreign manufacturers. At present in Russia there is no production of powerful marine engines capable of operating both on evaporating the gas from the tanks of LNG and on diesel fuel oil. The supplies of foreign-made diesel engines for Russian LNG-carriers may be risky enough due to the possible imposition of sanctions and risky political conjuncture. The authors suggest employing of Russian made steam-gas installations as the main propulsion units on LNG-carriers.

The article describes the undeniable advantages of the steam-gas installation compared to steam turbine installations, Diesel engines or gas turbines as the main propulsion units for LNG-carriers. The efficiency of these installations may reach as much as 50-55%, which is demonstrated by the numerous examples of calculations given in the article. The most important thing is that many problems connected with import substitution and applying breakthrough technologies in developing of main propulsion units for the LNG-carriers.

Key words: liquefied natural gas (LNG), the ways and means of gas delivery, gas tankers (gas-carriers), Northern Sea Way, marine power plant, steam turbine installation, Diesel engine installation, gas turbine installation, steam-gas power plant, the efficiency of the plant, competitiveness, import substitution.

Природный газ является экологически чистой смесью газов, по энергетической ценности признан наиболее эффективным энергоносителем для многочисленных энергетических установок. Реальные уровни выбросов серы, окислов азота, угарного газа и твердых частиц при сжигании природного газа на несколько порядков ниже соответствующих уровней для нефти или угля. Как следует из отчёта компании BP [1], основные доказанные запасы природного газа (в % от мировых запасов) находятся в Иране (18%), России (17,3%), Катаре (13%), Туркменистане (9,4%), США (4,7%), Саудовской Аравии (4,5%), ОАЭ (3,3%), Венесуэле (3,1%), Китае (2,9%), Нигерии (2,8%), Алжире (2,4%), Ираке (2,0%). Суммарно, на эти страны приходится 81,3% мировых запасов газа. Поставки природного газа потребителям могут осуществляться несколькими способами.

В мировой практике используются три принципиально различных способа поставок природного газа потребителям – трубопроводный, сжижение газа и перевозка его танкерами, компримирование (сжатие) газа и перевозка его специализированными судами. Каждый способ поставок природного газа имеет свойственные ему достоинства, недостатки и область применения, которые известны и здесь не обсуждаются. Не следует противопоставлять их друг другу. Целесообразно сочетать достоинства каждого способа в комбинированной схеме совместного использования, в большинстве газотранспортных систем эти способы поставки газа потребителям реализуются в единой взаимосвязанной цепочке.

Для осуществления транспортировки исходный природный газ подвергается предварительной очистке от непригодных примесей и технологической подготовке до стандартного состояния.

Первый способ поставок газа, наиболее дешёвый и отработанный, – подача газа потребителям по трубопроводным магистральным и распределительным сетям. Такая технология основана на прокачке добываемого природного газа по

наземным и/или подводным газопроводам. Для преодоления гидравлических сопротивлений, возникающих при движении газа внутри труб, используется сеть газоперекачивающих агрегатов (ГПА). В состав ГПА входят дожимной газовый компрессор и приводной двигатель. Обычно в качестве привода компрессора в составе ГПА используют газотурбинные установки (ГТУ). В отдельных проектах газотранспортных систем для привода компрессора применяют газопоршневые двигатели или электродвигатели. Поставки сетевого газа, особенно на экспорт, связаны с непредсказуемыми проблемами транзитных соглашений для прокладки газопроводов, изменениями условий и платы за транзит природного газа, рисками от политической ситуации, наложения санкционных обременений и т.п.

Второй способ поставок природного газа, наиболее сложный и дорогой, – сжижение природного газа, перевозка его специализированными танкерами-газовозами сжиженного природного газа (СПГ) и последующая регазификация. При транспортировке газа на расстояния более 2500 км доставка СПГ танкерами становится выгоднее, чем по газопроводам [2, 3]. Следует учитывать, что в некоторые регионы мира доставка газа по трубопроводным системам либо сложна и экономически не эффективна, либо опасна и невозможна. В таких ситуациях остаётся единственный выход поставки газа потребителям с использованием танкеров-газовозов СПГ. Танкеры-газовозы являются ключевым звеном в производственно-сбытовой цепочке поставок СПГ потребителям.

Третий способ поставок газа основан на перевозке сжатого природного газа под давлением порядка 200-250 бар, специализированными судами. Такая технология опробована в мировой практике, она может быть выгодной при перевозках небольших количеств газа на относительно небольшие расстояния, по сравнению с перевозками СПГ.

В современных условиях в мире происходит интенсивный рост торговли СПГ [3], около

26% добываемого природного газа сжижается и транспортируется в жидком состоянии. Темпы роста продаж СПГ превосходят рост продаж сетевого газа и этот процесс характерен для многих стран мира, особенно в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). Крупнейшими потребителями СПГ являются Япония, Китай, Индия, Пакистан, Испания, Южная Корея, Тайвань, многие страны АТР. В настоящее время самый ёмкий мировой рынок потребления СПГ сосредоточен в странах АТР, работающий в напряжённых конкурентных условиях. Основными поставщиками СПГ являются Катар, Австралия, Малайзия, Нигерия, Индонезия, США и др. Россия также представлена в числе экспортёров СПГ, но пока в меньшей мере, чем вышеуказанные страны. Планируется, что к 2025-2030 гг. Россия увеличит свои поставки СПГ до $\approx 20\%$ от мировых объёмов продаж. Разработанные планы расширения поставок СПГ из России будут реализовываться на базе расширения действующих заводов на о. Сахалин и на п-ове Ямал, а также строительства новых заводов СПГ в Ямало-Ненецком автономном округе [3, 4].

В настоящее время в России производство СПГ налажено на о. Сахалин, вблизи г. Корсаков и на Южно-Тамбейском газовом месторождении п-ова Ямал. В перспективе рассматриваются проекты освоения Штокманского газового и нефтяного месторождения, находящегося в Баренцевом море (555 км от берега, глубина моря ≈ 370 м), в т.ч. с использованием технологий производства СПГ [5].

Совместный проект ОАО «Газпром» и компании Shell по производству СПГ на о. Сахалин реализован в 2009 г. и полностью загружен на проектную мощность ≈ 10 млн. т/год. Природный газ добывается на шельфе в северной части о. Сахалин, где сейсмические и геологические условия не позволяют строить завод СПГ. Природный газ транспортируется по газопроводу на южную часть о. Сахалин, в район расположения завода по сжижению газа. Техническое решение в проекте выполнено рационально, уменьшено почти на 1000 км расстояние, которое преодолевают танкеры-газовозы, доставляющие СПГ в Японию, Южную Корею в течение суток. (Для сравнения, из Австралии танкер СПГ идёт к этим странам около 7 суток). Планируется увеличение производства СПГ на о. Сахалин [3, 4] за счёт ввода дополнительного магистрального газопровода и расширения мощностей завода по сжижению газа до ≈ 16 млн. т/год.

На п-ове Ямал, в 2017-2018 годы, реализован проект «Ямал СПГ» по производству СПГ

частной компанией «НОВАТЭК», акционерами которой являются представители России, Франции (Total), Китая (CNPC, Silk Road Fund) [3,4]. Мощность производства СПГ составляет 16,5 млн. т/год. Терминалы СПГ расположены в г. Сабетта. Планируется строительство ещё одного завода по сжижению газа по проекту «Арктик СПГ» (НОВАТЭК), расположенного в районе Обской губы, мощностью $\approx 16,5$ млн. т/год. Особенно-стью географического месторасположения этих заводов является то, что они находятся в замерзающих арктических акваториях. Поэтому СПГ отсюда должен вывозиться танкерами-газовозами СПГ арктического класса. Причём, сроки навигации у них для движения в восточном направлении существенно сокращены, т.к. в период ноябрь – май судоходство по Северному морскому пути ограничено. Некоторые эксперты считают, что оптимальнее был бы проект подачи природного газа от мест добычи газа на запад, по газопроводам до пунктов размещения завода СПГ и терминалов СПГ, в район, где Карское море не замерзает. В таком варианте упрощается эксплуатация оборудования на заводе СПГ, на терминалах СПГ и на танкерах-газовозах СПГ. (Эти и подобные проекты в статье не обсуждаются.)

Планируются, и в некоторой степени уже реализованы, проекты создания заводов СПГ в Ленинградской области (Балтийский СПГ), в Приморском крае (Дальневосточный СПГ, Владивосток СПГ), Республике Коми (Печора СПГ). Реалии конкурентных поставок газа на мировом рынке заставляют Российский бизнес интенсивнее развивать выгодную индустрию СПГ. В конечном итоге, прогнозируется, что Россия в ближайшие годы станет влиятельным конкурентом на мировом рынке торговли СПГ. Для достижения этой цели есть необходимый экономический и ресурсный потенциал.

СПГ перевозится от специализированных терминалов загрузки до обустроенных терминалов выгрузки с использованием танкеров-газовозов. К настоящему времени мировой флот танкеров-газовозов составляет более 520 единиц, с приростом ≈ 20 единиц в год. Самыми крупными производителями танкеров-газовозов являются компании Daewoo, Hyundai, Samsung, Mitsubishi, Kawasaki, Mitsui. Основные заказы на поставки танкеров-газовозов в Россию выполняет компания Daewoo Shipbuilding (Южная Корея). Компанией НОВАТЭК заказана серия из 15 танкеров-газовозов для СПГ, арктического ледового класса, которые способны ходить во льдах толщиной до 2,1 м. Рас-

смаstrиваются планы строительства новых танкеро-газовозов на заводе «Звезда», расположенном в г. Большой Камень Приморского края, с 2020-2021 гг. [4]. У них судовые энергетические установки (СЭУ) будут работать на СПГ. Российские танкеры-газовозы будут эксплуатироваться на линиях с Сахалина в страны Юго-Восточной Азии, а также с Ямала (порт Сабетта) – в страны Африки, Латинской Америки и по Северному морскому пути в страны АТР. Изложенные обстоятельства необходимо учитывать при создании СЭУ.

Для использования танкеро-газовозов СПГ в арктических широтах, требуются танкеры и СЭУ приспособленные к работе в ледовых условиях, в т.ч. на режимах движения «кормой вперёд». Желательно для проводки танкеров в ледовых условиях не пользоваться услугами ледоколов сопровождения, т.к. это заметно повышает стоимость перевозимого груза. По мнению многих специалистов и экспертов, в наибольшей мере требованиям работы танкеров в ледовой обстановке и усилению ледокольных возможностей, соответствует СЭУ полностью электрофицированного судна. При этом главные двигатели работают для привода электрогенераторов. Электрическая энергия преобразуется инверторами тока и поступает на привод гребных электродвигателей, работающих на винты фиксированного шага. Реверс танкера осуществляется изменением направления вращения валов гребных электродвигателей и, соответственно, гребных винтов.

Основным компонентом СПГ является метан – прозрачная жидкость без цвета и запаха, при температуре кипения близкой к минус 162°C.

Таблица 1 – Из ГОСТ Р 57431-2017. Газ природный сжиженный. Общие характеристики

Свойства при температуре кипения при нормальном давлении	Молярная доля, %		
Компоненты газовой смеси. Технические показатели	СПГ 1	СПГ 2	СПГ 3
Азот	0,13	1,79	0,36
Метан CH_4	99,8	93,9	87,2
Этан C_2H_6	0,07	3,26	8,61
Пропан C_3H_8	-	0,69	2,74
Изобутан C_4H_{10}	-	0,12	0,42
Н-бутан C_4H_{10}	-	0,15	0,65
Пентан C_5H_{12}	-	0,09	0,02
Молекулярная масса, кг/моль	16,07	17,07	18,52
Температура кипения, °C	- 161,9	- 166,5	- 161,3
Плотность, кг/м³	422	448,8	468,7
Объем газа, получаемый из 1 м³ СПГ при НФУ	588	590	568
Объем газа, получаемый из 1 тонны СПГ при НФУ	1392	1314	1211
Массовая скрытая теплота парообразования, кДж/кг	525,6	679,5	675,5
Высшая теплота сгорания, МДж/м³	37,75	38,76	42,59

Примечание — В Российской Федерации приняты стандартные условия измерения объема газа: температура 20,0 °C и давление 101,325 кПа. Для приведения к этим условиям значения объемов газа, указанные в таблице 1, необходимо умножить на 0,9313.

Кроме метана имеется возможность включать в состав СПГ углеводороды этан, пропан, бутан, пентан, а также ряд высокомолекулярных углеводородов, в небольших количествах азот. (Кстати, упомянуть, что пропан, бутан, пентановые фракции нельзя прокачивать по газопроводам высокого давления). Химический состав и физические свойства СПГ регламентированы требованиями ГОСТ Р 57431-2017, см. [6], основные данные этого стандарта представлены в таблице 1. Смесь газов, входящих в состав СПГ, транспортируется и хранится при криогенных температурах, порядка – 162°C при давлении близком к атмосферному.

Вместимость груза СПГ может составлять 150-260 тысяч м³ и более, в зависимости от типа применяемых танкеров. Рассматриваются проекты строительства на заводе «Звезда» супертанкеро-газовозов для перевозки ≈ 300 тысяч м³ и более СПГ. Танки для груза СПГ выполняют сферическими, типа MOSS, рис. 1, или танки мембранного типа, рис. 2, которые обеспечивают большую вместимость груза СПГ [7]. Танки снабжают высококачественной теплоизоляцией с использованием толстых слоёв полиуретана и специальной фанеры. Однако, термическое сопротивление теплоизоляции не может полностью устранить тепловой поток к СПГ из внешней среды. Теплота поступает к СПГ через стенки корпусных элементов танков, теплоизоляцию, что вызывает испарение газа. Поскольку природный газ представляет собой смесь газов с различными свойствами, см. таблицы 1 и 2 [6, 8], то в первую очередь выкипают компоненты СПГ с самыми низкими температурами кипения, т.е. азот, метан.

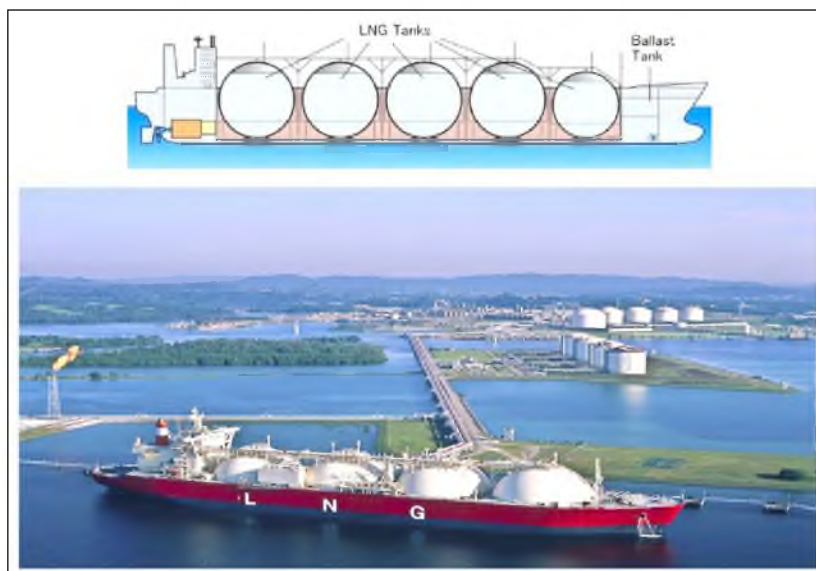


Рисунок 1 – Схема и общий вид танкера-газовоза СПГ со сферическими танками типа MOSS [7]

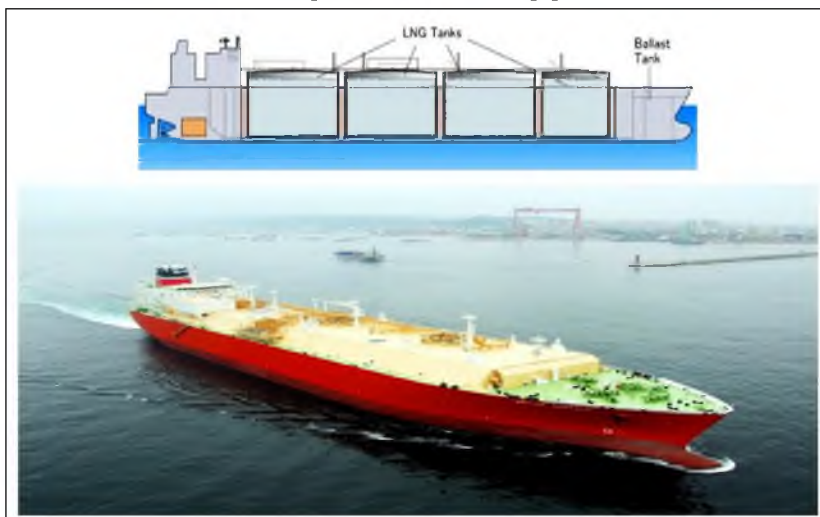


Рисунок 2 – Схема и общий вид танкера-газовоза СПГ с мембранными танками [7]

Таблица 2 – Некоторые физические свойства ряда предельных углеводородов. Фазовые диаграммы состояния многокомпонентных газовых смесей [8]



В практике транспортировки СПГ допускается вскипание и нормативное испарение газа из танков в количестве 0,1-0,15% массы груза в сутки. Для снижения потерь испаряющегося газа танкер-газовоз должен иметь достаточно высокую скорость хода (около 20-25 узлов и более) для сокращения времени пребывания в пути. Поскольку размеры танкеров велики (длина достигает ≈ 300 м, осадка ≈ 12 м, ширина более ≈ 50 м), то для достижения необходимой скорости хода, требуется мощная СЭУ. Движительная мощность для движения подобных судов по расчётным оценкам составляет более 50-55 МВт [5]. Обычно танкеры-газовозы выполняют с двумя или тремя гребными винтами фиксированного шага. Потребляемая мощность на каждом винте существующих танкеров СПГ составляет 13...25 МВт и более. Целесообразно выпар газа использовать для работы энергетической установки судна. Подававшие надежды суда-газовозы СПГ с установкой для повторного сжижения испаряющегося груза не оправдали ожиданий, и после 2010 г. вплоть до 2016 г., не было заказано ни одного подобного судна. Эти суда имели главные малооборотные дизельные двигатели без возможности работать на выпаре газа, т.к. весь испаряющийся газ сжижался и возвращался обратно в танки. Система повторного сжижения довольно сложна в эксплуатации и требует значительных первоначальных

капитальных вложений. В настоящее время преобладают тенденции использования испаряющегося газа путем его сжигания в энергетических установках разного типа.

Эффективность использования танкерного флота для перевозки СПГ во многом зависит от совершенства СЭУ, вида используемого топлива для работы двигателей, мореходных условий транспортировки опасного груза. В настоящей статье далее рассматриваются только лишь технические вопросы, связанные с выбором главных СЭУ для танкеров-газовозов СПГ, которые могут быть оптимальными для Российских условий.

СЭУ для танкера-газовоза может быть выполнена на базе паротурбинной (ПТУ), дизельной (ДЭУ), газотурбинной (ГТУ), парогазовой установки (ПГУ) и др. [4]. Каждый вид СЭУ имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 3 представлены ориентировочные данные по основным параметрам СЭУ, обобщённые авторами на основе реальных технических характеристик энергоустановок судов и кораблей. Выбор оптимального типа СЭУ имеет важное значение для эксплуатации танкера-газовоза, по условиям района плавания, оптимальной скорости хода, виду применяемого топлива, международным экологическим требованиям к выбросам вредных газов и др. Важно при этом учитывать стратегические, политические и конкурентные факторы применения СЭУ.

Таблица 3 – Ориентировочные данные об уровне эффективности выполненных СЭУ в СССР и в России (Обобщение выполнено авторами статьи)

Принцип СЭУ	Тип ЭУ	Уровень единичной мощности, МВт	Номинальный КПД, % (диапазон)	Удельная масса ЭУ, кг/кВт (диапазон)
Дизельные	Малооборотные ДВС	14...30 по лицензиям	40...46	80...100
	Среднеоборотные ДВС	7...14	35...39	60...70
	Высокооборотные ДВС	0,7...1,5	25...32	1,5...7
Паротурбинные	Главные с ГТЗА	10...50	32...37	50...60
	Вспомогательные	0,3...2	20...25	15...20
Газотурбинные	СПК, СВП, форсажные	3...16	27...32	1,2...3
	Корабельные ЭУ	6...16	30...36	3...27
Ядерные	Для надводных судов	16...55	$\approx 23...32$	68...220
	Для АПЛ	$\approx 17,5...50$	$\approx 20...27$	$\approx 40...52$
Парогазовые (80-е годы XX века)	Для судов (контейнеровозы)	18,4	≈ 41	≈ 16
	Для кораблей (5 созданных кораблей)	18,4...21,1	41...45	Нет данных
Справочно. ПГУ для ТЭС в России→ (За рубежом новейшие ПГУ 5 поколения) ...→		90...495 (500...800)	47...59 (62...66)	12...15 (менее 12)

В настоящее время на многих танкерах-газовозах применяют ПТУ. Без особых проблем ПТУ можно было бы использовать для танкеро-газовозов СПГ отечественной постройки. «Всеядные» судовые котлы, работающие в составе ПТУ, могут без проблем работать на флотском мазуте и на СПГ, в т.ч. используя выпар газа. Получение большой мощности главных паровых турбин не вызывает существенных технических затруднений. Массо-габаритные показатели ПТУ приемлемы. При работе котлов на газовом топливе экологические показатели ПТУ не имеют проблем для выполнения требований международной Конвенции МАРПОЛ 73/78. Известно, что существенным недостатком судовых ПТУ является сравнительно низкий КПД нетто, составляющий реально $\approx 32\text{--}36\%$. Усложнение тепловой схемы ПТУ за счёт промежуточного перегрева пара, регенерации теплоты в цикле и др., даёт не слишком заметный рост экономичности.

Единственными заказчиками судов с ПТУ являются Mitsubishi и Kawasaki, устанавливающие на суда свою продукцию. За последние 5-7 лет было построено примерно 11 судов-газовозов с классической ПТУ. Кроме того, на нескольких судах постройки 2015-го года были установлены новейшие ПТУ с промежуточным перегревом пара и рабочим давлением пара 100 бар. Эти ПТУ должны быть более экономичными, по сравнению с классическими, но пока широкого распространения они не получили.

Большая часть мирового флота танкеро-газовозов СПГ оснащена ДЭУ. Как правило, используются малооборотные двухтактные двухтопливные дизели. Основные поставщики дизельных двигателей для рассматриваемых судов – MAN B&W (Германия), Wartsila (Финляндия). Заказанные в Южной Корее для России танкеры-газовозы СПГ оснащаются двигателями от этих компаний. Продукция отличается относительно высокой экономичностью, КПД дизелей достигает 42-45%. Применяемое топливо – дизельное, в качестве запального (в количестве 1-3%), и газовое основное топливо. Топливный газ подается под высоким давлением – порядка 200-300 бар, в процессе завершения сжатия воздуха в камере сгорания (применительно к циклу Тринклера). Для повышения давления газа применяются многоступенчатые поршневые компрессоры. Для устранения возможности попадания жидких компонентов газа в компрессор, газ предварительно подогревается до приемлемых температур. Принципиальным недостатком двухтактных дизелей является выброс части воздуха и масла в выхлоп-

ной тракт при продувке цилиндра. Это увеличивает расход дорогостоящего моторного масла и ухудшает экологические показатели дизеля. Ведущими компаниями разработаны различные модификации газо-дизельных двигателей. Массо-габаритные и экологические показатели ДЭУ уступают ПТУ. Стоимость танкера с ДЭУ больше на 10-15% по сравнению с танкером, оснащённым ПТУ, выше амортизационные расходы, стоимость ремонтов. Увеличение единичной мощности ДЭУ проблематично. Увеличение движительной мощности танкера производится за счёт роста количества дизелей в составе СЭУ.

Для России в современных условиях следует с осторожностью относиться к использованию зарубежных главных двигателей для танкеро-газовозов СПГ. Причины для этого кроются в санкциях, которые налагают США на развитие России. Всему миру известны угрозы и реальные действия со стороны США о создании препятствий развитию российского бизнеса в области торговли СПГ. Если проекты Российских танкеро-газовозов будут ориентированы на установку зарубежных ДЭУ, то из-за санкций можно не получить двигателей, либо будет наложен запрет на поставки запасных частей, сервисное обслуживание и прочее. Необходимо учитывать, что требуемые для СЭУ дизели в России не производятся, заводы по изготовлению судовых дизелей для танкерного флота не функционируют десятки лет, квалифицированные кадры и технологии утрачены [9]. Конкурентоспособные крупные дизели для танкеро-газовозов могут быть созданы в России через десятки лет, при наличии финансирования НИОКР, заказов и инвестиций со стороны государства. Представленная рискованная ситуация свидетельствует о необходимости осторожного подхода к выбору ДЭУ для отечественных танкеро-газовозов СПГ.

Президент РФ, Путин В.В., в Послании Федеральному Собранию в 2019 г. специально отметил значимость поиска и применения прорывных технологий для качественного прорыва в технологическом развитии отечественных отраслей промышленности. При этом остаётся чрезвычайно востребованная для Российских условий производства проблема импортозамещения конкурентоспособной продукции.

Применительно к танкерам-газовозам СПГ во исполнение указанных направлений, можно предложить, и предлагается авторами статьи, оснащать их СЭУ, выполненными на основе парогазовых установок (ПГУ). Например, типовая принципиальная тепловая схема и схема цикла ПГУ, изображённая в координатах s-T, представлены на рис. 3.

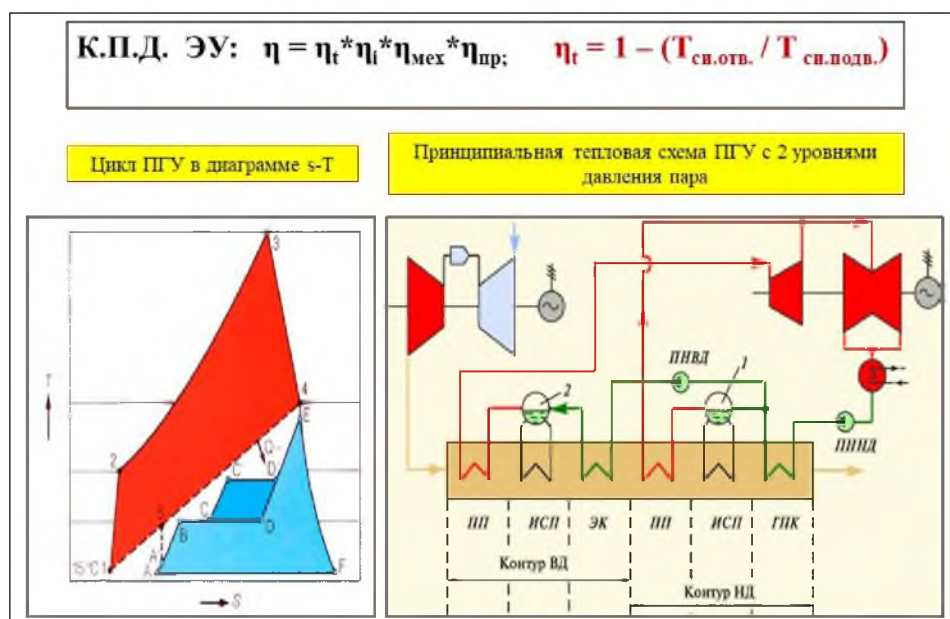


Рисунок 3 – Цикл и принципиальная тепловая схема ПГУ [13]

Из анализа цикла ПГУ очевидно, что подвод теплоты в цикле производится при высокой среднеинтегральной температуре (в камере сгорания ГТУ), а отвод теплоты в цикле происходит при низкой среднеинтегральной температуре (в конденсаторе паровой турбины). Поэтому, при таком соотношении среднеинтегральных температур подвода и отвода теплоты, термический КПД цикла ПГУ заведомо будет высоким. В качестве примера, в таблице 4 приведены результаты расчётов циклов ПГУ [10, 11], при варьировании температуры газа на входе в газовую турбину, промежуточного перегрева пара в составе ПГУ, а также

при замене воздушного охлаждения лопаток газовой турбины на паровое. Расчёты циклов ПГУ показывают возможность получения КПД до значений порядка 55 - 59%, при условии достаточно высоких температур газа перед газовой турбиной. Аналогичные результаты повышения КПД циклов ПГУ получены [12,13], частично приведенные в таблице 5. В этой работе использованы тепловые схемы для полностью электрофицированных СЭУ. Показано, что при не слишком высоких температурах газа перед газовой турбиной, в ПГУ можно получить КПД энергоустановки до 47-48%.

Таблица 4 – Принципиальная схема и результаты расчётов различных схем ПГУ [10, 11]



Обозначения на схеме: 1 – ГТУ; 2 – Котёл-утилизатор; 3 – ТВД; 4 – ТНД; 5 – Генератор

Таблица 5 – Результаты расчётов двух вариантов схем ГТУ и ПГУ на их основе [13]

Параметры	ГТУ 12 МВт	ПГУ 1	ГТУ 16 МВт	ПГУ 2
Температура газа перед турбиной, °С	1128		1209	
Степень сжатия воздуха в компрессоре	16,1		19,6	
КПД ГТУ, брутто, %	32,2	31,9	34,3	33,7
Температура газа на выходе из ГТУ, °С	472,7	476,6	475	478,9
Относительный внутр. КПД ПГУ, %	-	89	-	89
Единичная мощность ГТУ, МВт	12	11,8	16	15,7
Единичная мощность ПГУ, МВт	-	5,7	-	7,1
Суммарная мощность СЭУ, МВт	2 x 12	2 x 17,5	2 x 16	2 x 22,8
КПД СЭУ, брутто, %	32,2	47,4	34,3	48,8
КПД СЭУ, нетто, %	31,6	46,7	33,6	48,1
Температура уходящих газов из установки, °С	472,7	117	475	119

В составе СЭУ с ПГУ имеются следующие основные элементы: ГТУ; котёл-утилизатор; ПТУ; электрогенераторы (или редукторы); инверторы тока; гребные электродвигатели. Все они освоены отечественной промышленностью, могут быть изготовлены на заводах в России и адаптированы для применения в морских условиях эксплуатации на танкерах-газовозах СПГ. ПГУ имеют приемлемые массо-габаритные показатели и ресурс. КПД ПГУ, используемых для полностью электрофицированного танкера, может составлять $\approx 50\text{--}55\%$ и более [10-13]. Конкуренцию ПГУ по экономичности не составят никакие ПТУ и ДЭУ. Исключительно важным является обстоятельство, что в результате решаются принципиальные стратегические задачи по импортозамещению и прорывной технологии для СЭУ на Российских танкерах-газовозах СПГ.

ГТУ – главный элемент в составе ПГУ - без проблем может работать на выпаре газа из танков СПГ, на регазифицированном газе, на жидком топливе. Система топливоснабжения ГТУ легко адаптируется на применение соответствующих видов топлив. Не существует принципиальных затруднений по увеличению единичной мощности ПГУ для танкеров-газовозов СПГ любого реального водоизмещения, в т.ч. для супертанкеров-газовозов СПГ. Экономические и экологические показатели ПГУ существенно превышают таковые для ПТУ и ДЭУ. Маневренность и приёмистость ПГУ превосходит показатели ПТУ и ДЭУ, что обусловлено наличием

в технологической схеме ГТУ и байпасного обвода выхлопных газов помимо котла-утилизатора. Изменение нагрузки ГТУ может осуществляться в течение считанных минут (1-3 минуты), что, при необходимости, имеет решающее значение для эксплуатации судна. Для повышения надёжности СЭУ танкера-газовоза целесообразно использовать две ПГУ, при использовании тепловой схемы с поперечными связями.

Одним из принципиальных недостатков ГТУ является снижение экономичности на частичных нагрузках [14, 15], в чём ГТУ уступает ДЭУ. Однако, ПГУ на танкерах-газовозах будут работать практически постоянно на номинальной мощности в силу условий их эксплуатации. Избыточная движительная мощность при движении на чистой воде может быть рационально использована для увеличения скорости, что экономически выгодно. Поэтому нет оснований для суждений о существенном снижении КПД ПГУ при работе на частичных режимах.

ПГУ морского назначения были реализованы ранее в СССР на крупных судах, на серии контейнеровозов типа «Капитан Смирнов» (ПГУ М-25), а также на кораблях ВМФ СССР типа «Атлантика» (ракетные крейсеры: Москва, Варяг, маршал Устинов). Суммарная мощность двух ПГУ на контейнеровозах составляла 36,8 МВт, что обеспечивало ход судна более 26 узлов. На ГТУ впервые в мире был применён газотурбинный реверс. На

кораблях типа «Атлантика» были установлены две маршевых ПГУ и четыре форсажных ГТУ. Суммарная мощность всей СЭУ составляет около 81 МВт, скорость корабля достигала более 32 узлов. Эти разработки ПГУ сделаны в СССР в 80-х годах XX века. Они показали высокую эффективность работы ПГУ. Обобщенная ориентировочная информация об этом, в частности, приведена в таблице 3.

В настоящее время технический прогресс в энергетике позволил создать ПГУ гораздо эффективнее, по сравнению с уровнем 80-х годов XX века [15]. В стационарной энергетике широко применяются ПГУ, отработаны технологии их эксплуатации. На крупных блоках тепловых электростанций КПД (нетто) ПГУ получен на уровне 58-60%. К сожалению, в судовой практике в России в последние десятилетия используются исключительно ДЭУ, даже на крупных судах и кораблях, с двигателями зарубежного производства. Создана атмосфера негативного консерватизма создания СЭУ для крупных судов, не принимается во внимание огромный опыт из стационарной энергетики в практику создания морских ПГУ. Совершенно очевидно, что ПГУ обладают существенными техническими преимуществами перед ПТУ, ДЭУ, ГТУ, особенно в части экономичности. Их следует рассматривать как технологический прорыв и импортозамещение, а также оптимальными применительно к разрабатываемым СЭУ для крупных судов и кораблей ВМФ России, в т.ч. для танкеров-газовозов СПГ.

Статья подготовлена авторами – сотрудниками КФ МГТУ им. Н.Э. Баумана и Новороссийского морского университета им. адмирала Ф.Ф. Ушакова – на основе всестороннего анализа ситуации, реально существующей в настоящее время в области создания СЭУ для танкерного флота СПГ в России.

Выводы.

1. Приведенная аргументация и соответствующий критический анализ свидетельствуют о том, что газовую индустрию в целом, и газовозный танкерный флот в частности, ждет дальнейшее расширение, как в России, так и за рубежом, сопровождающееся внедрением передовых технологий в сфере газовой промышленности и судостроении.

2. Применение ПТУ, в качестве СЭУ для танкеров-газовозов СПГ, не рационально из-за низкой экономичности установки и низкого уровня конкурентоспособности по сравнению с ДЭУ и ПГУ.

3. Использование ДЭУ зарубежного производства на создаваемых Российских танкерах-газовозах СПГ проблематично. Это связано с существенными стратегическими рисками наложения

санкций на поставки ДЭУ, сервисное обслуживание, поставки запчастей, различного комплектующего оборудования со стороны США и стран ЕС. Они усматривают создание Российского флота танкеров-газовозов СПГ потенциально влиятельным конкурентом на мировом рынке торговли СПГ и будут тормозить любыми доступными средствами его развитие. Симптоматичные политические заявления и действия США по препятствованию Российскому бизнесу в торговле СПГ известны мировому сообществу.

4. Российское дизелестроение в ближайшие десятилетия не может обеспечить танкеры-газовозы СПГ отечественными ДЭУ. Отсутствуют технологии и производства на заводах по изготовлению крупных двухтопливных дизелей, способных работать на выпаре СПГ и на дизельном топливе. Потребуются проведение крупномасштабных НИОКР, восстановление дизелестроительных заводов, подготовка квалифицированных инженерных и рабочих кадров по созданию морских ДЭУ для танкеров-газовозов СПГ.

5. Целесообразным и оптимальным технологическим решением для проектов СЭУ на Российских танкерах-газовозах СПГ является применение ПГУ. Оно обладает свойствами прорывных передовых технологий, обеспечивающих высокий уровень конкурентоспособности СЭУ и одновременно решающим задачу импортозамещения для Российского флота. ПГУ обладают высокой экономичностью, высоким уровнем экологических показателей. Все составные элементы для СЭУ - ГТУ, КУ, ПТУ, электрогенераторы, инверторы тока, гребные электродвигатели и т.д. - могут быть произведены в России и адаптированы к морским условиям эксплуатации. Не существует технических проблем для работы ПГУ на выпаре СПГ, а также на регазифицированном топливе, на двух видах топлива (газовом и жидком).

6. Для создаваемых Российских танкеров-газовозов СПГ арктического класса целесообразно применять СЭУ с технологическими решениями на основе полностью электрофицированного судна.

7. При создании конкурентноспособной системы добычи и реализации природного газа необходимо учитывать стратегические, политические, экономические, социальные условия, состояние спроса и предложения природного газа, возможности конкуренции на мировом рынке и многие другие влияющие факторы, в том числе и выбор оптимальной судовой энергетической установки.

Литература

1. Отчёт ВР за 2016 год – текущая ситуация в мировой энергетике (часть первая). Сайт: enginiring.ru.livejournal.com. 2016 г.
2. Балиев А. География поставок меняется // Российская газета – спецвыпуск №6396 (124), 04.06.2014.
3. Казаков А.М., Олейник М.А. Настоящее и будущее российского СПГ на мировом рынке // Технические науки в России и за рубежом: материалы 7-ой Международной НТК.– М.: ноябрь 2017. – С. 75-82.
4. Родионов Н.Г. О применении ПГУ для танкерогазовозов СПГ: Тезисы доклада на 8-ой Международной НТК «Актуальные вопросы морской энергетики». – СПб.: СПбГМТУ, 2019. – С. 264-269.
5. Имшенецкий В.В., Орлов Ю.Н. Технология СПГ – перспективный вариант освоения ресурсов газа п-ова Ямал.– М., 2005. Сайт: gasforum.ru>knizhki/589.– 216 с.
6. ГОСТ Р 57431-2017 (ИСО 16903:2015) Газ природный сжиженный. Общие характеристики.
7. Газовозы: морские перевозки сжиженного природного газа. Сайт: fishki.net>2579875. 2018 г.
8. Диаграмма фазовых состояний многокомпонентной системы. Сайт: studopedia.ru>11_182673.
9. Столяров С.П. Судовое дизелестроение: системные проблемы и проблемы развития //Материалы 8-ой Международной НТК «Актуальные проблемы морской энергетики».– СПб.: СПбГМТУ, 2019. – С. 98-103.
10. Тихомиров Б.А., Лыонг Л.К. Сравнение эффективности охлаждения газовой турбины воздухом и паром в комбинированных газопаротурбинных установках // Энергомашиностроение.– 2006.– №3.– С. 17-26.
11. Тихомиров Б.А., Лыонг Л.К. Анализ схем комбинированных газопаровых установок.– СПб.: Изд. Невский завод «Турбины и компрессоры», вып. 1, 2, 2005. – С. 5-13.
12. Родионов Н.Г. О потенциальных возможностях применения газовых турбин для судовых ПГУ // Материалы 6-ой Всероссийской НТК «Актуальные проблемы морской энергетики».– СПб.: СПбГМТУ, 2017. – С. 236-238.
13. Родионов Н.Г., Коротков В.В., Томашов Е.И. Исследование возможности применения ПГУ в Российском флоте // Вестник АГТУ.– 2017.– №4. – С. 93-99.
14. Буров М.Н., Пономарёв В.А. К вопросу о формировании облика семейства морских ГТД 5-го поколения: Тезисы доклада на 8-ой Международной НТК «Актуальные вопросы морской энергетики».– СПб.: СПбГМТУ, 2019. – С. 40-47.
15. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций.– М.: Изд. МЭИ, 2002. – С. 584.

REFERENCES

1. Otchyt VR za 2016 god – tekushchaya situaciya v mirovoj energetike (chast' pervaya). Sajt: enginiring.ru.livejournal.com. 2016 g.
2. Baliev A. Geografiya postavok menyaetsya. Rossijskaya gazeta – specvypusk №6396 (124), 04.06.2014.
3. Kazakov A.M., Olejnik M.A. Nastoyashchee i budushchee rossijskogo SPG na mirovom rynke. Tekhnicheskie nauki v Rossii i za rubezhom: materialy 7-oj Mezhdunarodnoj NTK, M.: noyabr' 2017. – s. 75-82.
4. Rodionov N.G. O primenenii PGU dlya tankerovgazovozov SPG. Tezisy doklada na 8-oj Mezhdunarodnoj NTK «Aktual'nye voprosy morskoy energetiki». S-Pb.: SPbGMTU, 2019. – s. 264-269.
5. Imsheneckij V.V., Orlov YU.N. Tekhnologiya SPG – perspektivnyj variant osvoeniya resursov gaza p-ova YAmal. M.: 2005. Sajt: gasforum.ru>knizhki/589.– 216 s.
6. GOST R 57431-2017 (ISO 16903:2015) Gaz prirodnnyj szhizhennyj. Obshchie harakteristiki.
7. Gazovozy: morskije perevozki szhizhennogo prirodnogo gaza. Sajt: fishki.net>2579875. 2018 g.
8. Diagramma fazovyh sostoyanij mnogokomponentnoj sistemy. Sajt: studopedia.ru>11_182673.
9. Stolyarov S.P. Sudovoe dizelestroenie: sistemnye problemy i problemy razvitiya. S-Pb.: Materialy 8-oj Mezhdunarodnoj NTK «Aktual'nye problemy morskoy energetiki», SPbGMTU, 2019. – s. 98-103.
10. Tihomirov B.A., Lyong L.K. Sravnenie effektivnosti ohlazhdeniya gazovoj turbiny vozduhom i parom v kombinirovannyh gazoparoturbinnnyh ustanovkah. Energomashinostroenie, 2006, №3, - s. 17-26.
11. Tihomirov B.A., Lyong L.K. Analiz skhem kombinirovannyh gazoparovyh ustanovok. S-Pb.: Izd. Nevskij zavod «Turbiny i kompressory», vyp. 1, 2, 2005. – s. 5-13.
12. Rodionov N.G. O potencial'nyh vozmozhnostyah primeneniya gazovyh turbin dlya sudovyh PGU. S-Pb.: Materialy 6-oj Vserossijskoj NTK «Aktual'nye problemy morskoy energetiki», SPbGMTU, 2017. – s. 236-238.
13. Rodionov N.G., Korotkov V.V., Tomashov E.I. Issledovanie vozmozhnosti primeneniya PGU v Rossijskom flote. Vestnik AGTU, 2017, №4. – s. 93-99.
14. Burov M.N., Ponomaryov V.A. K voprosu o formirovanii oblika semeystva morskikh GTD 5-go pokoleniya. Tezisy doklada na 8-oj Mezhdunarodnoj NTK «Aktual'nye voprosy morskoy energetiki». S-Pb.: SPbGMTU, 2019. – s. 40-47.
15. Canev S.V., Burov V.D., Remezov A.N. Gazoturbinnnye i parogazovye ustanovki teplovyh elektrostancij. M.: Izd. MEI, 2002. – s. 584.