

5. Абабий, В. В.; Судачевски, В. М.; Подубный, М. В.; Негарэ, Е. А. Многоагентная ассоциативная вычислительная система // *Молодой ученый*. — 2015. — №16. — стр. 30-36. — URL <https://moluch.ru/archive/96/21583/> (дата обращения: 26.07.2019).

6. Радченко, Г.И. *Распределенные вычислительные системы*. — Челябинск: Фотохудожник, 2012. 184с. ISBN: 978-5-89879-198-8.

7. Ababii, V.; Sudacevschi, V.; Munteanu, S.; Bordian, D.; Calugari, D.; Nistiriuc, A.; Dilevschi, S. Multi-Agent Cognitive System for Optimal Solution Search. *The International Conference on Development and Application Systems (DAS-2018) 14th Edition, May 24-26, 2018, Suceava, Romania*, pp. 53-56, IEEE Catalog Number: CFP1865Y-DVD, ISBN: 978-1-5386-1493-8.

УДК

О НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЛАВУЧИХ БУРОДОБЫЧНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГЛУБОКОВОДНЫХ ДЛИТЕЛЬНО ЗАМЕРЗАЮЩИХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ

*Гусейнов Ч.С.
(ИПНГ РАН)*

ABOUT NECESSITY OF CREATION OF SUBSEA FLOATING DRILLING-EXTRACTING OIL-GAS CONSTRUCTIONS FOR DEVELOPMENT OF OIL-GAS FIELDS ON DEEP-WATER LENGTHY FREEZING ARCTIC SEAS

*Guseynov Ch. S.
(IGCP RAS)*

Аннотация

В статье представлены обоснования, утверждающие необходимость создания подводных нефтегазовых судов для освоения нефтегазовых месторождений на глубоководных длительно замерзающих морях в связи с ледовыми воздействиями, разрушающими морские платформы

Abstract

In the article is presentations substantiation's, which confirm necessity of creation subsea oil gas ships for development oil-gas fields on deep-water lengthy freezing seas due to with icing effects, which is destroying marine platforms.

Ключевые слова: подводные плавучие буровые и нефтегазодобывочные суда, длительно замерзающие моря, подводные погружные суда, освоение месторождений, ледовые воздействия

Keywords: subsea floating drilling-extracting oil-gas ships, lengthy freezing seas, subsea semi-submersible ships, mastery of fields, icing effects

О перспективных углеводородных ресурсах Арктики опубликовано немало работ. И актуальность решения проблем освоения нефтегазовых ресурсов российского сектора арктических морей Северного Ледовитого океана (СЛО) несомненна, но рентабельность реализации соответствующих мероприятий требует не только тщательного выбора современных технологий и технических средств, но и разработки новых технических решений с нарастающим учётом проблем экологической безопасности всего Мирового океана. И если освоение мелководья арктических морей вполне возможно с использованием традиционных ледостойких сооружений/ платформ (и уже практически немало подобных прецедентов!), то для освоения более глубоких длительно замерзающих арктических морей необходимо создать подводные нефтегазодобывающие платформы, включая, естественно, и буровые, которые, возможно, будут совмещены с добывающими судами (хотя этот вопрос требует отдельного рассмотрения, с точки зрения выбора более экономичного варианта). В связи с этим, по нашему мнению, следует создавать две разновидности подводных нефтегазовых сооружений: *подводно-погружные* для глубин

примерно в 150-180 м (устанавливаемые непосредственно на морское дно через подставки-темплиты) и *подводно-плавучие* для глубин свыше 200 м; при этом, опять-таки, следует их фиксировать на заданной точке с помощью тросов/якорных цепей (до глубин 300-350 м), а при глубинах свыше 350 м фиксировать на точке, используя систему динамического позиционирования (управляемую системой Глонасс). У каждой из этих разновидностей есть свои преимущества и недостатки; эти сооружения могут иметь различную форму и очертания с тем, чтобы существующие подводные течения обтекали их наилучшим образом (это особенно важно для подводно-плавучих сооружений, у которых необходимо максимально снизить энергозатраты на фиксацию). Но самым главным преимуществом обеих разновидностей является то, что они не будут подвержены мощным и опасным ледовым воздействиям; кроме того, они будут стабильно находиться в неизменных комфортных температурных условиях по сравнению с надводными сооружениями, на которые воздействуют низкие температуры и ветровые нагрузки. Нельзя также не заметить, что затраты, связанные с обеспечением их

герметичности (т.е. металлоложениями на создание прочной оболочки), существенно ниже, чем те же затраты на создание ледостойкости этих сооружений. Ранее уже эти обстоятельства уже рассматривались более подробно и доказательно [1-4]. В пользу наших уже высказанных предложений свидетельствуют и прогнозы тенденций изменения климатических условий до 2080-2100 гг. в Арктике, где, несмотря на неуклонное потепление, существенно повысятся ветровые нагрузки, переходящие в бури и ледовые дожди, при этом заметно возрастёт и частота этих погодных возмущений [5,6]. И, если уже в прошедшие годы, эти явления представляли серьёзную угрозу в период навигации бурению даже поисковых скважин с традиционных судов [7], то излишне считать возможным бурение эксплуатационных скважин в период навигации (с последующей их эксплуатацией с помощью подводных добычных комплексов), поскольку

растянутый на десятилетия период освоения нефтегазового месторождения в принципе должен исключаться. В связи с этим, мы полагаем, что в перспективе необходимо приступить к созданию как подводных плавучих буровых судов (для поискового и разведочного бурения), так и подводных плавучих буродобычных судов (которые будут рассчитаны уже на бурение эксплуатационных скважин с одновременной добычей углеводородов из ранее пробуренных скважин). В качестве возможного и перспективного, на наш взгляд, варианта подводного буродобычного сооружения мы предлагаем такое подводное плавучее сооружение, на котором станет возможным реализовать обе двуединые задачи: бурить эксплуатационные скважины и одновременно добывать углеводородное сырьё. В этом качестве нами был предложен концептуальный проект такого сооружения/судна (рис.1)

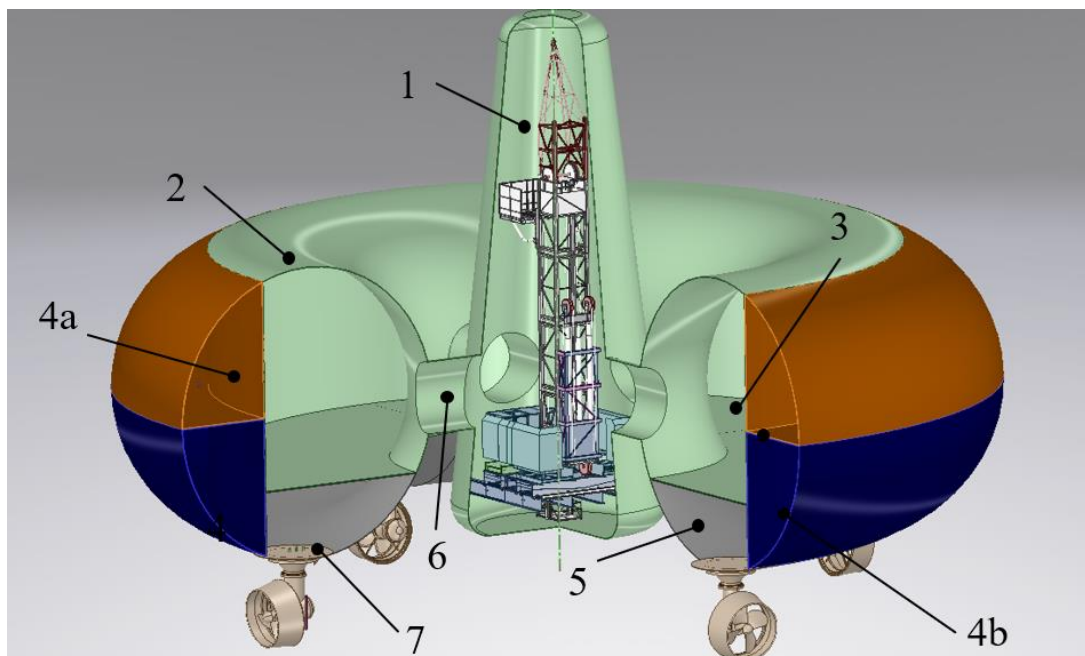


Рис.1. Подводное плавучее нефтегазовое сооружение для бурения и добычи (в соответствии с принятой терминологией «подводной нефтегазовой платформы»): 1-устьевой модуль для размещения бурового комплекса и фонтанной арматуры устьев скважин; 2-основной (тороидальный) корпус судна, в котором расположены все технологические и вспомогательные модули (в том числе и энергетический); 3- коридор по внешней окружности тороида, снабжённый шлюзовым устройством, служащим для перехода персонала из привартованного подводного судна, переноса необходимого запасного оборудования и материалов; 4a и 4b - секционированные отсеки корпуса (4a-для балласта и приготовления/хранения бурового раствора; 4b - для удержания в горизонтальном положении судна, т.е. его дифферентовки с использованием морской воды); 5-балластная секция со стальной дробью для компенсации положительной плавучести с системой продувки.; 6-внутренняя переходная галерея между устьевым модулем и остальными функциональными модулями: энергетическим, технологическим (для подготовки добываемой пластовой продукции), инженерно-техническим, вспомогательным, складским, жилым и центральным пунктом управления; 7-двигатели для динамического позиционирования ПНГС

Габариты представленной (концептуальной) платформы рассчитаны, исходя из размеров современного технологического и нагнетательного оборудования, и составляют примерно 100 м (по внешнему диаметру тороида в горизонтальном сечении), а его же диаметр (в перпендикулярном

сечении) будет составлять примерно 20 м (более точные габаритные размеры, безусловно, могут быть определены при конкретной проработке проекта). Возможно, в перспективе эти размеры могут измениться в связи с совершенствованием оборудования ради наших потребностей; высота

бурового модуля тоже может быть изменена, если в процессе бурения будут использованы буровые трубы из меньшего числа в свечах; а пока эта высота может составить примерно 40 м (с учётом того, что буровой модуль будет располагаться вровень с «дном» тороида, то коническое возвышение над тороидом может быть не более 20 м. При этом, все вышеперечисленные на рис.1 балластные ёмкости будут находиться в тороиде, что существенно упростит общую конфигурацию и более меньшую обтекаемость нашего сооружения; более того, они могут быть легко контролируемы, находясь в общем корпусе. И единственно, что будет находиться под тороидом, это – 4 движителя (показанные на рис.1), установленные для удержания платформы на заданной точке, если глубина моря под тороидом будет превышать 300-350 м (это – система динамического позиционирования, а не якорное удержание). На наш взгляд, представленное техническое решение является оптимальным из всевозможных геометрических фигур с точки зрения обтекаемости наряду с максимальным насыщением необходимых для подводного плавучего нефтегазового буродобычного сооружения необходимых технологических функций.

А поскольку подводные буровые и эксплуатационные суда должны располагать автономным энергетическим (преимущественно с использованием атомных электрических станций), инженерно-техническим (включающим водоснабжение, отопление и регенерацию воздуха) и специализированными технологическими службами, которые функционируют в отдельных отсеках, естественно, вытекает их круговое последовательное размещение по секторам (это имеет сходство с апельсином, который состоит из «долек» – функциональных секторов). В отличие от подобного фрукта в центре нашего сооружения могут быть размещены скважины в так называемом устьевом модуле (рассчитанным на 10-12 скважин); в этой конфигурации в виде геометрически усечённого конуса со скруглённой вершиной установлена буровая вышка [1-3].

Такая круговая форма уже почти традиционна и наиболее адекватна нашим потребностям на уже существующих «надводных» нефтегазопромысловых платформах; она хорошо обтекаема в подводном пространстве в любом направлении достаточно постоянных и спокойных течений, а прочность корпуса должна быть рассчитана на заданную глубину погружения; платформа должна находиться в эксплуатации не менее 25-30 лет, поскольку предназначается для рентабельной разработки крупных нефтегазовых месторождений. Естественно, что для такого длительного срока беспрерывного пребывания в морской достаточно агрессивной среде необходимо использовать долговечные материалы, к которым следует отнести композитные материалы, рассчитанные, прежде всего на долговечность (в отличие от судов военного назначения, рассчитываемых, прежде всего, на прочность

корпуса, способного выдержать ударную нагрузку). В этом свете уже сейчас необходимо очень серьёзно отнестись к поиску и созданию такого современного композитного материала, способного безопасно прослужить заданный срок.

Безусловно, решение такой стратегической проблемы должно быть рассчитано на многие годы, учитывая необъятность наших морей и значимость добываемой продукции для хозяйства страны, но приступать к концептуальным решениям следует незамедлительно, поскольку на эти ресурсы уже сейчас выражают свои притязания многие страны нашей планеты. И в этом свете очень своевременными представляются наши мероприятия оборонного характера, проводимые в нашей арктической зоне. Но в стратегии успешного освоения арктических ресурсов нефти и газа (а также и других полезных ископаемых) следует предусмотреть создание целого ряда вспомогательных судов *подводного исполнения*, без наличия которых невозможно будет приступить к реализации вышеуказанной проблемы, совмещая по возможности функции большинства вспомогательных операций подводного предназначения с целью повышения рентабельности их функционирования, но со строгим соответствием определённым диапазонам осваиваемых глубин (перечню необходимых судов нефтегазового предназначения следует уделить внимание отдельной статье, в которой будут сформулированы исходные требования к ним).

И в этих условиях следует искать другие, кардинально отличные конструкторские и технологические решения, позволяющие реализовать помыслы освоения нефтегазовых месторождений (НГМ) на длительно замерзающих арктических морях. Такими решениями, безусловно, должны стать подводные варианты освоения НГМ, одним из которых может быть создание подводных промыслов, непосредственно расположенных на морском дне, независимо от глубины. Прецеденты такого подхода уже реализованы в незамерзающих водах США, Бразилии, Норвегии, Гвинеи и в нашем Охотском море. Однако там большие глубины осваиваются путём бурения скважин с помощью традиционных плавучих/полупогружных буровых средств (полупогружных буровых установок и буровых судов), т.е. все буровые работы осуществляются традиционно в атмосферных условиях на плаву, т.е. на водной поверхности, что в условиях Северного Ледовитого океана практически невозможно и поэтому все вышеизложенные технические решения достаточно корректны и актуальны.

Следует отметить, что представленные габариты новых судов позволяют предусмотреть приёмное устройство для транспортных судов, предназначенных для смены экипажа, приёма необходимых продуктов, материалов и оборудования.

Условия обустройства арктических нефтегазовых месторождений весьма специфичны вследствие практического отсутствия

промышленной инфраструктуры практически почти на всём протяжении побережья. А это определяет абсолютную необходимость использования только танкерного вывоза добываемой пластовой продукции, поскольку строительство морских трубопроводов в этом регионе совершенно бессмысленно (здесь могут быть проложены только промысловые трубопроводы в пределах месторождения). Но зато это обстоятельство позволяет диверсифицировать поставку нефти и газа (последнего только в сжиженном состоянии) разным потребителям, которые могут меняться в зависимости от конъюнктуры. Однако в настоящее время процесс сжижения газа реализуется на заводах сжижения в надводном исполнении; эти заводы занимают большие площади, используя при этом довольно дорогие в получении многокомпонентные хладагенты и потребляя значительную энергию: так, например, завод СПГ на Сахалине занимает площадь 1000x1000 м и потребляет примерно 8-10% газа на собственные нужды при сжижении; более того, как следует не очень достоверная информация из Интернета: чтобы получить 3 т СПГ, надо сжечь 1 т СПГ! Во всяком случае, энергоёмкость современного процесса сжижения природного газа весьма велика. И, тем не менее, мировая потребность в СПГ очень большая, в особенности в связи с возросшими экологическими требованиями охраны воздушной среды. Успехи компании НОВАТЭК, уже активно действующей на побережье Ямала свидетельствуют об этом: дочерние предприятия НОВАТЭК «Арктик-1» и «Арктик-2» уже создают новые заводы СПГ на полуострове Гыдан, где открыты новые газовые и газоконденсатные месторождения. Современная технология сжижения газа, усовершенствованная с использованием холода арктического воздуха, полностью рассчитана на её реализацию в наземных условиях, а в мире уже начали получать широкое распространение плавучие заводы СПГ.

Однако эти технологии не рассчитаны на реализацию в подводных условиях. В связи с этим нами и были предложены иные более распространённые и более дешёвые хладагенты (жидкий азот и жидкий воздух [8-10]); к тому же эти хладагенты можно получать из воздуха, а не привозить с газоперерабатывающих заводов; уместно отметить, стоимость производства этих хладагентов, включая привоз, отражаются на стоимости СПГ).

Использование жидкого воздуха (ЖВ) в качестве основного хладагента для сжижения газа обосновано на том, что температура его жидкого состояния достигает минус 196°C в то время, как природный газ (преимущественно состоящий из метана) сжижается при температуре минус 163°C (СПГ), и этот температурный избыток холода, безусловно, приводит к желаемому результату. А эффективность использования жидкого воздуха для сжижения метана обусловлена ещё и тем, что получить его наиболее дешёвым путём возможно в процессе регазификации СПГ в пункте его сбыта,

т.е. на том береговом терминале, куда доставляется СПГ. Тем самым по существу мы дважды используем охлаждающие способности обоих хладагентов лишь с той разницей, что для сжижения метана более чем достаточно охлаждающей возможности жидкого воздуха; в то же время для сжижения воздуха охлаждающей возможности метана уже становится недостаточной, и после охлаждения воздуха до температуры минус 140-150°C, чтобы довести его до жидкого состояния необходимо затратить дополнительную энергию, применяемую традиционным способом для получения желаемого состояния. Именно для достижения этого температурного перепада необходимо затратить энергию, основной стоимостью которой определяются затраты на получение жидкого воздуха. Исходя из сегодня существующей стоимости жидкого воздуха (в торговой сети) 10 руб./л, тонна ЖВ должна стать, по нашему мнению, в пределах не более 2 тыс. руб. (и, возможно, ещё меньше). Но это не единственное преимущество предлагаемой технологии. Более существенным, по нашему мнению, для подводной технологии в условиях ограниченного пространства/объёма является возможность её реализации практически без привлечения персонала, поскольку наиболее главным в нашей технологии является сам естественный процесс противоточного теплообмена, не требующий человеческого вмешательства, и осуществляемый под непрерывным контролем разного рода датчиков и других автоматических устройств. Действительно, процесс *противоточного сжижения* природного газа жидким воздухом настолько технологичен, что практически не требует использования средств автоматического управления. Именно это обстоятельство существенно облегчает оснащение процесса сжижения средствами автоматики и тем более не потребует привлечения дополнительного персонала на подводной платформе. Кроме того, реализация эффективного теплообмена будет происходить: для природного газа - под воздействием пластового давления, и лишь для перекачки в противотоке ЖВ потребуются энергия, вырабатываемая автономными источниками энергии, например, атомными электростанциями (АЭС) в подводном исполнении. При этом необходимо отметить, что весь процесс сжижения не потребует большого пространства (и площади, естественно), и в пределах предложенного тороида может разместиться достаточно компактно.

Перечисленные преимущества, в конечном счёте, возможно, и определяют предложенный нами способ сжижения природного газа в подводных условиях, а также прибрежные комплексные терминалы с дополнительными функциями в виде получения жидкого воздуха, который будет транспортироваться для последующего сжижения газа непосредственно на глубоководных газоконденсатных месторождениях, расположенных в обширных зонах длительно замерзающих акваторий СЛО.

Но даже «двойное» использование нами охлаждающих возможностей СПГ и ЖВ (непосредственно на месторождении и на терминале) не исчерпывают преимущества нового технического решения: охлаждающую способность ЖВ следует использовать также в условиях подводного сооружения: - для сжижения газа дегазации, образующегося в восходящем буровом растворе в системе его непрерывной циркуляции при бурении скважин; - для сжижения так называемого "факельного" газа (морским буровикам хорошо известна на традиционных платформах факельная установка!). Кроме того, после использования ЖВ в качестве хладагента его следует направлять во все помещения подводного сооружения для создания необходимой комфортной среды для всего персонала платформы, а затем отработанный воздух принудительно канализировать в водную толщу, обогащая её остаточным количеством кислорода (что, безусловно, положительно отразится на жизнедеятельности всей морской флоры и фауны).

При проектировании подводных нефтегазодобывающих сооружений следует учесть возможность таких преобразований, без которых немаловажна дальнейшая нормальная жизнедеятельность внутри них; и для этого потребуются учесть необходимость наличия дополнительного (расчётным путём) количества потребляемого ЖВ, а также ЖВ и отдельные специально выделенные ёмкости на челночном танкере-газовозе, регулярно подвозящим ЖВ и отвозящим СПГ и другие продукты сжижения. Но для ныне существующих морских нефтегазодобывающих платформ потребуются существенные преобразования: установка дополнительных компактных противоточных теплообменников, специальных изотермических ёмкостей, малогабаритных перекачивающих устройств, реконструкция трубопроводной обвязки. Для подобных преобразований придётся организовать регулярную доставку ЖВ, или же придётся наладить на месте собственную выработку этого хладагента, что несложно будет рассчитать оба варианта, при котором лишь следует учесть, что при собственном производстве ЖВ придётся наладить регулярный вывоз вновь полученных углеводородных продуктов в жидком виде. Многие из аспектов представленной статьи требуют отдельного рассмотрения; тем более, что объём накапливаемого продукта сжижения – СПГ существенно превышает общую ёмкость тороида, то для его хранения (в процессе накопления до приезда танкера) следует предусмотреть ещё одно подводно-плавучее сооружение – 2 резервуара вместимостью не менее 100 тыс т: один – для СПГ, другой – для ЖВ, а также добавочный резервуар

для жидкого азота (ёмкостью не менее 5тыс.т), необходимого для «промывания» танков при каждом очередном приходе танкера, поскольку будет завозиться ЖВ, а увозиться СПГ во избежание образования опасной газовой смеси. Естественно, что это плавучее сооружение-хранилище должно находиться рядом с добывающим газ из недр предложенного нами тороидом.

Литература:

1. Гусейнов Ч.С. и др. Методические рекомендации по разработке стратегии освоения морских нефтегазовых месторождений. Патент на предмет интеллектуальной собственности №10-281 от 2 августа 2010 г.

2. Гусейнов Ч.С. - Освоение углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана – ближайшая и неотложная перспектива, ж-л «Бурение и Нефть», №1, 2012.

3. Гусейнов Ч.С. и др. - Патент №2517285. Подводное сооружение для бурения нефтегазовых скважин и добычи углеводородов и способы его транспортировки, монтажа и эксплуатации. 2014.

4. Гусейнов Ч.С., Надеин В.А. Зонирование длительно замерзающих арктических акваторий по глубинам с целью освоения открываемых нефтегазовых месторождений существующими и новыми предлагаемыми техническими средствами и технологиями; ж-л "Бурение и Нефть", №4, 2017, с.10-16

5. Takuji Waseda, Adrean Webb, Corrected Increase of High Ocean Waves and Winds in the Ice-Free waters of the Arctic Ocean, Scientific Report 2018:8:4489.

6. Суркова Г.В., Крылов А.А. Изменение средних и экстремальных скоростей ветра в Арктике в конце XXI века, Арктика и Антарктида, Москва 2018 г.

7. Гусейнов Ч.С., Хазеев В.Б. Оценка внешних воздействий на погружные и подводные морские нефтегазовые сооружения в условиях Арктического шельфа. , ж-л "Бурение и Нефть", №3, 2018, с. 24-27.

8. Патент №2604887 от 02.10.2015 - «Способ подводного освоения газовых месторождений, способ подводного сжижения природного газа и подводный комплекс для их осуществления».

9. Патент №2632598 от 17.11.2016 - «Способ подводного освоения газоконденсатных месторождений, способ подводного сжижения природного газа и подводный комплекс для его осуществления».

10. Патент №2660213 от 17.07.2017 – «Способ сжижения природного газа в процессе разработки подводного месторождения».

МЕТОДИКА ПОЛНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ СТРУКТУРЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**Моисеев Дмитрий Владимирович***доктор технических наук, доцент кафедры Черноморского высшего
военно-морского училища имени П.С. Нахимова
г. Севастополь***Поляков Александр Александрович***адъюнкт очной адъюнктуры Черноморского высшего
военно-морского училища имени П.С. Нахимова
г. Севастополь*DOI: [10.31618/nas.2413-5291.2019.2.45.42](https://doi.org/10.31618/nas.2413-5291.2019.2.45.42)**TECHNIQUE OF FULL DECOMPOSITION OF STRUCTURE OF A TECHNICAL SYSTEM****Moiseyev Dmitry Vladimirovich***doctor of engineering, associate professor of the Black Sea highest naval school of P.S. Nakhimov
Sevastopol***Polyakov Alexander Aleksandrovich***adjunct of the Black Sea highest naval school of P.S. Nakhimov
Sevastopol*

Аннотация. Рассматривается методика полной декомпозиции структуры технической системы для автоматизированного вычисления ее показателя надежности.

Annotation. The technique of full decomposition for the automated calculation of an indicator of reliability of structure of a technical system is considered.

Ключевые слова: теория вероятностей, общий логико-вероятностный метод, теория автоматизированного структурно-логического моделирования, теория графов, алгебра логики, теория надежности, автоматизация поддержки принятия решения.

Keywords: probability theory, the general logiko-probabilistic method, the theory of the automated structural and logical modeling, the theory of counts, logic algebra, the theory of reliability, decision-making support automation.

В современной технике освоены многие эффективные приемы и методы повышения надёжности. Среди них основную роль играют методы структурного и функционального резервирования. Сложность способов резервирования возрастает вместе со сложностью систем и требованиям к ним, и их надёжности. Современная практика проектирования систем различного назначения предлагает структуры, содержащие многие десятки и даже сотни элементов, связанных и взаимодействующих между собой сложным образом. Примером могут служить информационные сети связи, сети ЭВМ, большие системы энергетики [8].

Определяющим критерием безопасности является надёжность – один из основных показателей качества любой системы (конструкции), заключающейся в способности выполнять заданные функции. Основной целью анализа безопасности и надёжности является уменьшение вероятности аварий и связанных с ними несчастных случаев, экономических потерь и нарушений в окружающей среде [9].

Большое значение структурно-сложных систем и появление у них некоторых качеств по сравнению с локальными требует тщательного анализа их надёжности и управления надёжностью. Следует отметить, что современная теория надёжности в ряде случаев отстаёт от запросов практики и не может предложить эффективных методов анализа надёжности структурно – сложных систем. Поэтому в России и за рубежом интенсивно ведутся разработки новых методов, способов и алгоритмов [6].

В настоящее время существуют различные программные комплексы по вычислению надёжности, в основной своей массе они являются коммерческими продуктами или условно бесплатными со значительными расчётными ограничениями. Примерами такого программного обеспечения могут служить: Российского производства: АРБИТР, ПК АСМ и зарубежные Relex, Risk Spectrum [6].

Методы моделирования давно и успешно применяются в системных исследованиях, разработках специализированной техники, проектировании её, обучении специалистов, эксплуатации и управлении различными организационными и техническими системами. Без математического моделирования были бы недостижимы многие революционные преобразования в космической сфере и оборонно-промышленном комплексе.

В современных условиях особенно возрастает роль моделирования, как эффективного средства анализа, прогнозирования и научного обоснования ответственных исследовательских, проектных и управленческих решений. Моделирование, во всех его многообразных формах, все более становится видом профессиональной деятельности различных специалистов. Поэтому актуальным направлением развития науки, на современном этапе, является всестороннее теоретическое, методологическое и программное обеспечение эффективной профессиональной модельной деятельности специалистов различного назначения [5].

На идее моделирования базируется любой метод научного исследования как экспериментальный, так и теоретический. В