DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

Геология

УДК 553.98+548.562(268.56)

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОГИДРАТОНОСНОСТИ ЧУКОТСКОГО МОРЯ

Т.В.МАТВЕЕВА[1], А.А.СЕМЁНОВА[1], Н.А.ЩУР[2], Е.А.ЛОГВИНА[1], О.В.НАЗАРОВА[1]
[1] *ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С.Грамберга», Санкт-Петербург, Россия*
[2] *Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия*

Цель данной работы – дать прогноз масштабов и характера распространения зоны стабильности газовых гидратов в Чукотском море исходя из условий, максимально приближенных к природным, и на этой основе оценить ресурсный потенциал гидратов в пределах этой зоны. Выделено три типа зоны стабильности газовых гидратов. Построена карта прогноза газогидратоносности Чукотского моря масштаба 1:5 000 000. В ходе картирования зоны стабильности газовых гидратов удалось дать наиболее обоснованный прогноз, исходя из имеющегося на данный момент материала по термобарическим, геологическим, флюидодинамическим и мерзлотно-геотермическим условиям гидратообразования в Чукотском море. Прогноз условий формирования гидратов различного генезиса и состава выполнен впервые для акватории арктических морей России. Потенциальное количество газа, находящегося в недрах Чукотского моря в форме гидратов, оценено на основе картирования зоны их стабильности в пределах $7 \cdot 10^{11}$-$11{,}8 \cdot 10^{13}$ м^3.

Ключевые слова: Чукотское море, газовые гидраты, метан, углеводородные газы, зона стабильности газовых гидратов, газогидратоносные акватории, ресурсы

***Как цитировать эту статью*:** Матвеева Т.В. Перспективы газогидратоносности Чукотского моря / Т.В.Матвеева, А.А.Семёнова, Н.А.Щур, Е.А.Логвина, О.В.Назарова // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 387-396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

Введение. В последние годы происходит активное изучение газовых гидратов (ГГ) арктических морей [13]. Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся из воды и газа в условиях относительно больших значений давления и пониженных значений температуры, в которых молекулы воды с помощью водородной связи образуют кристаллическую решетку, а молекулы газа размещены во внутренних полостях этой решетки, где удерживаются силами Ван-дер-Ваальса. В природных условиях ГГ, в большинстве случаев, кристаллизуются в кубических структурах I и II, различающихся соотношением и размерами больших и малых полостей водного каркаса. В основном заполняются полости каркаса, максимально соответствующие размерам молекул газа. Гидраты углеводородных (УВ) газов представляют собой твердую фазу обычного природного газа (чаще всего это метан или его смесь с этаном и углекислым газом) в связанном с водой твердом физическом состоянии. Образуются ГГ при определенных термодинамических, геологических, флюидодинамических условиях. Газ в гидратной фазе находится в весьма концентрированном состоянии, так что из небольшого объема гидрата при его разложении выделяется большое количество газа, что и обуславливает интерес к ГГ как потенциальному источнику энергии. Особенностью субаквальных ГГ является их формирование в виде отдельных геологических тел (скоплений, залежей), ближайшим аналогом которых могут являться рудные объекты. В остальном скопления гидратов следует рассматривать с позиции нефтегазовой геологии, с учетом специфических термобарических особенностей их формирования.

В недрах акваторий ГГ могут образовываться в процессах седиментации, диагенеза, при охлаждении существующих залежей «традиционного» газа и газосодержащих подземных вод, при восходящей фильтрации газа и газосодержащих вод. Газогидратообразование в субаквальных обстановках в большинстве случаев реализуется путем транспорта газа в зону гидратообразования в фильтрационном потоке (фильтрогенные ГГ). На арктических шельфах в пределах бассейнов с достаточно мощным осадочным чехлом прогнозируются криогенные скопления ГГ, приуроченные к реликтовой субаквальной криолитозоне [3].

Факты прямого обнаружения ГГ в отложениях арктических морей России на сегодняшний день не известны. С одной стороны, относительно слабая изученность Северного Ледовитого океана (СЛО) ввиду его положения в высоких широтах (отрицательные значения температуры, сезонный и постоянный ледовый покров, отсутствие развитой инфраструктуры и пр.) вносит определенные труд-

DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

ности в изучение ГГ. С другой стороны, именно низкие температуры дна мелководных шельфовых морей, а также наличие реликтовой субаквальной криолитозоны предопределяют возможности для образования ГГ не только в относительно глубоководных областях, но и в недрах мелководных шельфов [4, 5, 12, 14, 16]. На сегодняшний день вопрос о масштабах гидратообразования в пределах мелководных шельфовых морей СЛО остается открытым.

Постановка проблемы. Образование ГГ может происходить только в определенных зонах или интервалах осадочного разреза или водной толщи, которые получили название зона стабильности газовых гидратов (ЗСГГ). Прогнозировать наличие гидратов можно только в пределах ЗСГГ, выше и ниже этой зоны газ находится в водорастворенном или свободном состояниях. Основными характеристиками ЗСГГ являются ее мощность и площадь распространения. Акватории с термобарическими и геологическими условиями, благоприятными для образования (и/или сохранения) гидратов, считаются потенциально газогидратоносными, все остальные классифицируются как негазогидратоносные [5].

Чукотское море расположено в пределах шельфа с преобладающими глубинами 40-60 м, однако встречаются отмели с глубинами до 13 м. Максимальные глубины моря ограничиваются изобатой 1500 м, но эта глубоководная часть занимает лишь незначительную площадь на севере акватории. Из анализа распределения глубин следует, что в периоды похолодания и связанных с ними регрессий, достигающих порядка 100 м, дно Чукотского моря подвергалось промерзанию, в результате чего и была сформирована зона вечной мерзлоты, находящаяся в настоящее время в субаквальных условиях [7]. Именно с ней, в основном, и связывали существование благоприятных условий для образования гидратов метана в Чукотском море. Зона стабильных газовых гидратов фильтрационного генезиса прогнозировалась только на небольшом участке на севере акватории, в области максимальных глубин на континентальном склоне [8]. Таким образом, перспективы газогидратоносности Чукотского моря к моменту настоящего исследования оценивались как незначительные. Однако, усовершенствование методики картирования ЗСГГ, анализ факторов, контролирующих образование гидратов в недрах, а также исследования УВ-газов в придонных отложениях [18] позволили предполагать возможность образования ГГ даже в условиях мелководья Чукотского моря.

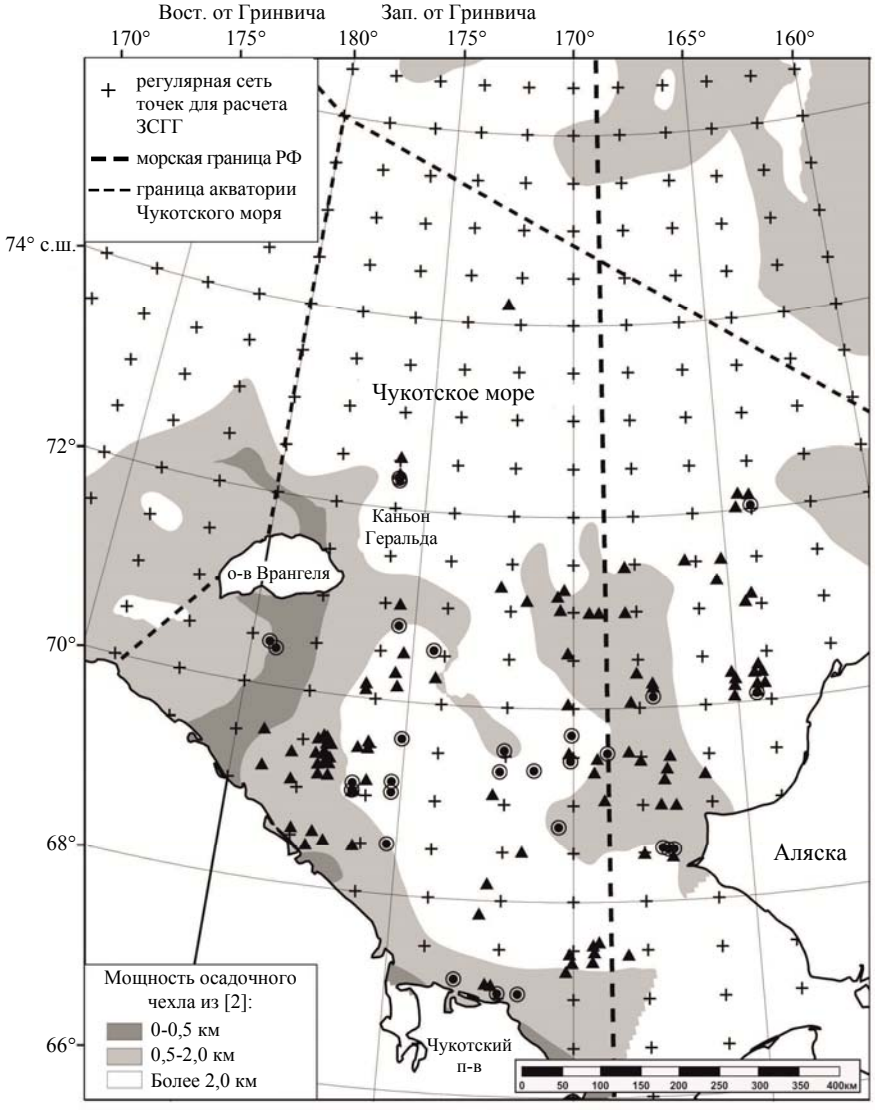


Рис.1. Карта фактического материала, использованного при определении ЗГСС. Станции грунтового проботбора с составом осадочного газа: 100 %-ный метан – кружки; метан с примесью гомологов – треугольники

Цель данной работы – дать оценку масштабов и характера распространения ЗСГГ в осадочном чехле Чукотского моря, исходя из физических и геологических условий, максимально приближенных к природным, и на этой основе оценить ресурсный потенциал ГГ в пределах этой зоны.

DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

Материалы и методы. Район исследования ограничен географическими границами Чукотского моря и занимает площадь порядка 600 тыс. км^2. Для определения условий стабильности ГГ исследуемая акватория в пределах ее морских границ была покрыта регулярной сетью из 150 точек с разрешением 2 градуса по долготе и 0,5 градуса по широте (рис.1). Для каждой точки сети определялись глубина моря по [20], среднегодовая придонная температура и соленость по [1], учитывался геотермический градиент по [3]. Диапазон расчетных глубин в пределах морских границ акватории Чукотского моря составил 0-1500 м.

Расчет мощности ЗСГГ проводился с помощью оригинальной программы VNIIO_GHSZ, позволяющей совместить значения температуры (и/или геотермического градиента) и давления в конкретной точке сети с выбранной равновесной кривой газогидратообразования в координатах давление – температура (*P-T*). Равновесные кривые гидратообразования (рис.2) рассчитывались по [17]. Сопоставление осуществлялось для каждого метра поддонной глубины. Картирование ЗСГГ и ее дифференциация по мощности с шагом 100 м проводились в геоинформационной среде ArcGIS v.10.4 с использованием интерполяционного геостатического метода степени обратного расстояния (Inverse Distance to a Power – IDW), выбранного в качестве метода построения сеточной функции.

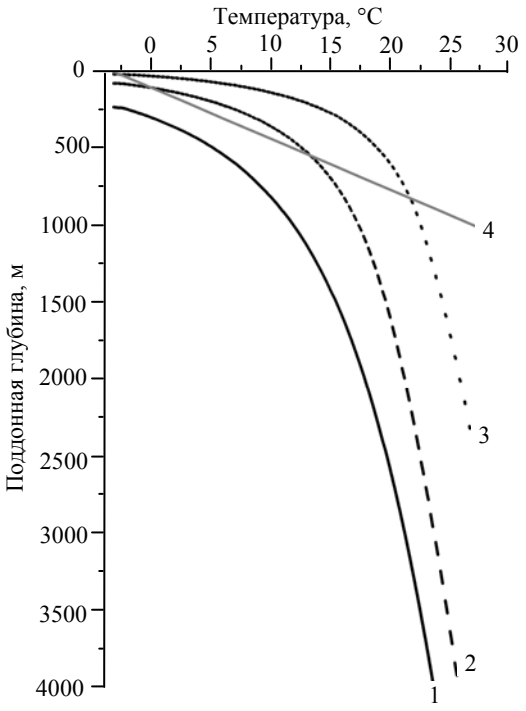


Рис.2. Примеры рассчитанных равновесных кривых для систем

1 – «*гидрат – вода + метан* (*100 %*) + *раствор NaCl* (*3,5 %*)»; 2 – «*гидрат – вода + метан* (*95,997 %*), *этан* (*1,879 %*) *пропан* (*2,115 %*), *бутан* (*0,009 %*) + *раствор NaCl* (*3,5 %*)»; 3 – «*гидрат – вода + метан* (*60,6 %*), *этан* (*9,1 %*), *пропан* (*30,3 %*) (по данным станции 25, НИС «Максимов 1981 г.») + *соленость* (‰)»; 4 – температурный профиль при градиенте 3 °С/100 м

Кроме точек сети, на карту фактического материала (см. рис.1) нанесено положение 143 грунтовых станций отбора осадков с поддонных глубин преимущественно до 1 м, из которых анализировался компонентный состав УВ-газов. Это позволило значительно расширить регулярную сеть. Имеющиеся в распоряжении авторов данной работы результаты измерений компонентного состава УВ-газов, полученные в ходе экспедиционных исследований НИИГА-ВНИИОкеангеология в 1976-1988 годах и экспедиций в рамках российско-американской программы RUSALCA в 2004, 2009 и 2012 гг. [15, 18], использовались для расчета равновесных кривых гидратообразования и прогнозирования состава потенциального газа-гидратообразователя.

Результаты и обсуждение. Оценка условий газогидратоносности по термобарическим критериям включает картирование площадного распространения ЗСГГ и оценку ее мощности, а рассмотрение геологических критериев позволяет судить о возможности генерации и транспорта потенциального газа-гидратообразователя и дать прогноз образования гидратов различного состава.

Одним из важнейших формальных *геологических критериев*, определяющих возможность образования ГГ в недрах, является мощность осадочного чехла. Газогидратоносные акватории (по аналогии с нефтегазоносными бассейнами) всегда приурочены к достаточно мощным толщам осадков, поскольку условием газонакопления в отложениях является значительное содержание органического вещества (ОВ) при высокой степени седиментации, что, в свою очередь, обеспечивает и генерацию биохимического метана, и предохранение его от рассеивания, а большая мощность осадочных толщ обуславливает возможность образования катагенетического газа. Исходя из этого, к негидратоносным (хотя и находящимся в границах ЗСГГ) относят те акватории, где нет достаточного для образования гидратов количества газа, т.е. отсутствуют условия для его генерации и сохранения [5]. Ранее в работах [3, 9] на основании данных глубоководного бурения было обосновано минимальное значение мощности осадочных отложений 500 м, при котором осадочная толща с высокой степенью вероятности находится выше подошвы сульфатредукции и накопления биохимического метана в ней не происходит, а максимально возможное количество

DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

ювенильного метана намного ниже предела его растворимости в поровой воде, необходимого для формирования ГГ. Оптимальной мощностью отложений, обеспечивающей генерацию как биохимического, так и катагенетического газа, принято считать 2 км.

По геологическим условиям район работ расположен в пределах Лаптевской и Восточно-Сибирско-Чукотской окраинно-материковых плит, включающих Южно-Чукотский, преимущественно мел-кайнозойский, и Северо-Чукотский, в основном палеозой-мезозойский, бассейны, разделенные зоной поднятий Геральда – Врангеля. Южно-Чукотский бассейн с мощностью осадочных отложений 2-4 км представлен многочисленными кулисообразно расположенными депрессиями, разделенными линейными поднятиями, которые рассматриваются в качестве возможных структурных ловушек, связанных с меловыми и палеогеновыми газоматеринскими толщами [6, 19]. Максимальная мощность осадочного чехла в Северо-Чукотском бассейне достигает 22 км. На разделяющих бассейны поднятиях чехол маломощный (менее 1 км) и прерывистый [21].

Чтобы исключить акватории с низким углеводородным потенциалом, на основании [2] было выполнено районирование Чукотского моря по мощности осадочного чехла. В результате были закартированы негидратоносные по мощности акватории (ограничены изопахитой 0,5 км), а также наиболее перспективные для газогидратообразования районы с мощностью осадочного чехла 2 км и более (рис.1). На значительной части акватории Чукотского моря мощности осадочного чехла достаточны для существенной газогенерации и, соответственно, для образования ГГ (на 70 % акватории мощность составляет более 2 км, на 95 % – более 0,5 км). Значительная мощность осадочного чехла и высокие перспективы нефтегазоносности Чукотского моря позволяют прогнозировать генерацию катагенетических газов (в том числе гомологов метана) в недрах и, следовательно, их миграцию по ослабленным зонам в сторону морского дна.

ЗСГГ фильтрационного генезиса. *Термобарические условия* стабильности газовых гидратов в недрах акваторий определяются параметрами давления газа-гидратообразователя (P) и температуры (T). При этом давление газа подменяется внешним давлением (гидростатическим или глубиной воды).

Гидростатическое давление вычислялось, исходя из глубины моря, по цифровым моделям рельефа IBCAO (The International Bathymetric Chart of the Arctic Ocean) [20].

Для определения параметров ЗСГГ также анализировались временные вариации и рассчитывались среднегодовые значения температуры и солености придонных вод Чукотского моря по данным гидрологических наблюдений ФГБУ «ААНИИ» [1]. Карты температуры и солености воды показывают распределение среднемноголетних значений, рассчитанных с использованием базы данных термохалинных характеристик (БДТХ) СЛО в ФГБУ «ААНИИ». Для расчета средних значений данные БДТХ, полученные в ходе экспедиций 1900-2014 годов, интерполировались в узлы регулярной сети с пространственным разрешением 50×50 км для летнего (август – сентябрь) и зимнего (февраль – май) периодов. Согласно этим данным, температура придонного слоя воды Чукотского моря в зимний период варьирует от –1,8 до 0 °С, в летний от –1,4 до 6 °С (в прибрежье Аляски).

С распределением температуры тесно связана минерализация придонного слоя воды, соответствующая в общем случае солености поровых вод придонных отложений и потому при расчетах равновесных условий гидратообразования условно принимающаяся равной солености поровых вод морского осадочного разреза. Для расчетов ЗСГГ в соответствующих узлах сети использовались усредненные за летний и зимний гидрологические сезоны температура и соленость. Диапазон принятых значений придонных температур варьировал от –1,5 до 1,0 °С, солености – от 32,5 до 35 ‰. При этом вся северная часть акватории характеризовалась соленостью, близкой к 35 ‰.

Выше обсуждалось картирование ЗСГГ по площади. Определить объем ЗСГГ несколько сложнее. Для этого требуются еще и данные о тепловом режиме недр. Данных о температурном поле осадочного чехла арктических морей относительно мало и распределены они неравномерно. Если в западной части СЛО (шельфы Баренцева и Карского морей) известны оценки теплового потока по измерениям температуры в глубоких нефтепоисковых скважинах или с помощью погружных термографов, то тепловой режим восточно-арктического шельфа практически не изучен. В такой ситуации для прогнозирования распределения теплового по-

DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

тока и геотермического градиента используются длиннобазовые экстраполяции, малоглубинные измерения температуры, а также косвенные данные о тепловом режиме и известные соотношения между тепловым потоком и возрастом геологических структур. Наиболее полно картина теплового поля недр СЛО представлена в работе В.А.Соловьева с соавторами [3], где указаны вариации теплового потока восточно-арктического шельфа (от 40 мВт/м^2 на севере до 60 мВт/м^2 на юге). Согласно [3], а также учитывая материалы по расчетам геотермического градиента в море Бофорта, приведенные в этой же работе (результаты измерений температуры и оценки геотермического градиента по наблюдениям сейсмического горизонта BSR, маркирующего подошву ЗСГГ), и наиболее часто встречающие значения градиента в арктических нефтегазоносных провинциях, в данном исследовании для расчетов мощности ЗСГГ было использовано значение геотермического градиента 3 °С/100 м.

На основе анализа указанных материалов выполнена оценка потенциальной газогидратоносности Чукотского моря путем определения параметров ЗСГГ и ее картирования. Первым этапом работ было выяснение условий образования ГГ чисто метанового состава. Для этого на всю картируемую площадь рассчитана одна равновесная кривая гидратообразования для системы «*гидрат – вода + метан* (*100* %) + *раствор NaCl* (*3,5* %)», исходя из солености 35 ‰» (рис.2). Для каждой точки регулярной сети (см.рис.1) с конкретными значениями температуры и геотермическим градиентом 3 °С/100 м рассчитана мощность ЗСГГ и закартировано ее распространение (рис.3, А). Установлено, что при заданных параметрах ЗСГГ метанового состава ограничивается со стороны берега изобатой 290 м, так, что за небольшим исключением, практически вся площадь Чукотского моря в границах акватории должна быть классифицирована как потенциально негидратоносная в связи с отсутствием необходимых термобарических условий.

Еще одним *геологическим критерием*, необходимым к рассмотрению при определении условий гидратообразования в недрах, является состав газа-гидратообразователя, поскольку при более «тяжелом» (по молекулярной массе) компонентном составе УВ-газа для гидратообразования требуется меньшее равновесное давление при одной и той же температуре. Следовательно, при гидратообразовании из смеси газов в гидратную фазу трансформируется в первую очередь тот ее компонент, который обладает большей молекулярной массой. Для углеводородных газов трансформация в гидратную фазу увеличивается в ряду: метан – этан – пропан [17]. Исходя из этого было сделано предположение, что если для ГГ чисто метанового состава *P-T*-условия Чукотского моря неблагоприятны, то для формирования ГГ из газовой смеси метана и его гомологов они могут оказаться благоприятными. Для проверки этого предположения, в первую очередь, необходима информация о составе предполагаемого газа-гидратообразователя, а также сведения об условиях его распространения в осадочных отложениях исследуемой акватории.

Ранее в работах [10, 18] приводились некоторые материалы о газах в придонных отложениях Чукотского моря, но они не рассматривались в связи с гидратообразованием. В данной работе проведен анализ всех доступных данных о молекулярном составе осадочных газов, отобранных на грунтовых станциях из придонных отложений Чукотского моря (см. рис.1). Всего изучено 240 проб, из них 185 содержат в газовой смеси гомологи метана. Статистически установлено, что геохимический фон района исследований представлен концентрациями метана до 0,05 см^3/кг, а его гомологов – до 0,001 см^3/кг. Около трети проб содержат аномальное по отношению к фону количество газа. Максимальные концентрации метана достигали 34,6 см^3/кг, а его гомологов – 0,02 см^3/кг. Относительное содержание УВ-газов в пробах сильно варьирует, %: метан 60,6-99,9, этан 0-16,7, пропан 0-30,3, бутан 0-0,96. Как видно из приведенных значений, содержание гомологов метана в осадках Чукотского моря изменяется в широком диапазоне и достигает весьма значительных величин. Полученные данные отражают как фоновые концентрации УВ-газов, образованных при биохимической деградации ОВ в современных осадках, так и аномальные значения, обусловленные восходящей миграцией УВ-газов из недр, поскольку даже в отсутствие изотопных данных по соотношению $C/(C_2 + C_3)$ можно предполагать, что газ с таким составом имеет миграционную природу. Таким образом, анализ распределения УВ-газов в осадках Чукотского моря по площади позволил в первом приближении выявить очаги разгрузки глубинных углеводородов. Все они оказались приурочены к интервалу глубин моря 40-80 м и располагаются в центральной части акватории (треугольники на рис.1).

DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

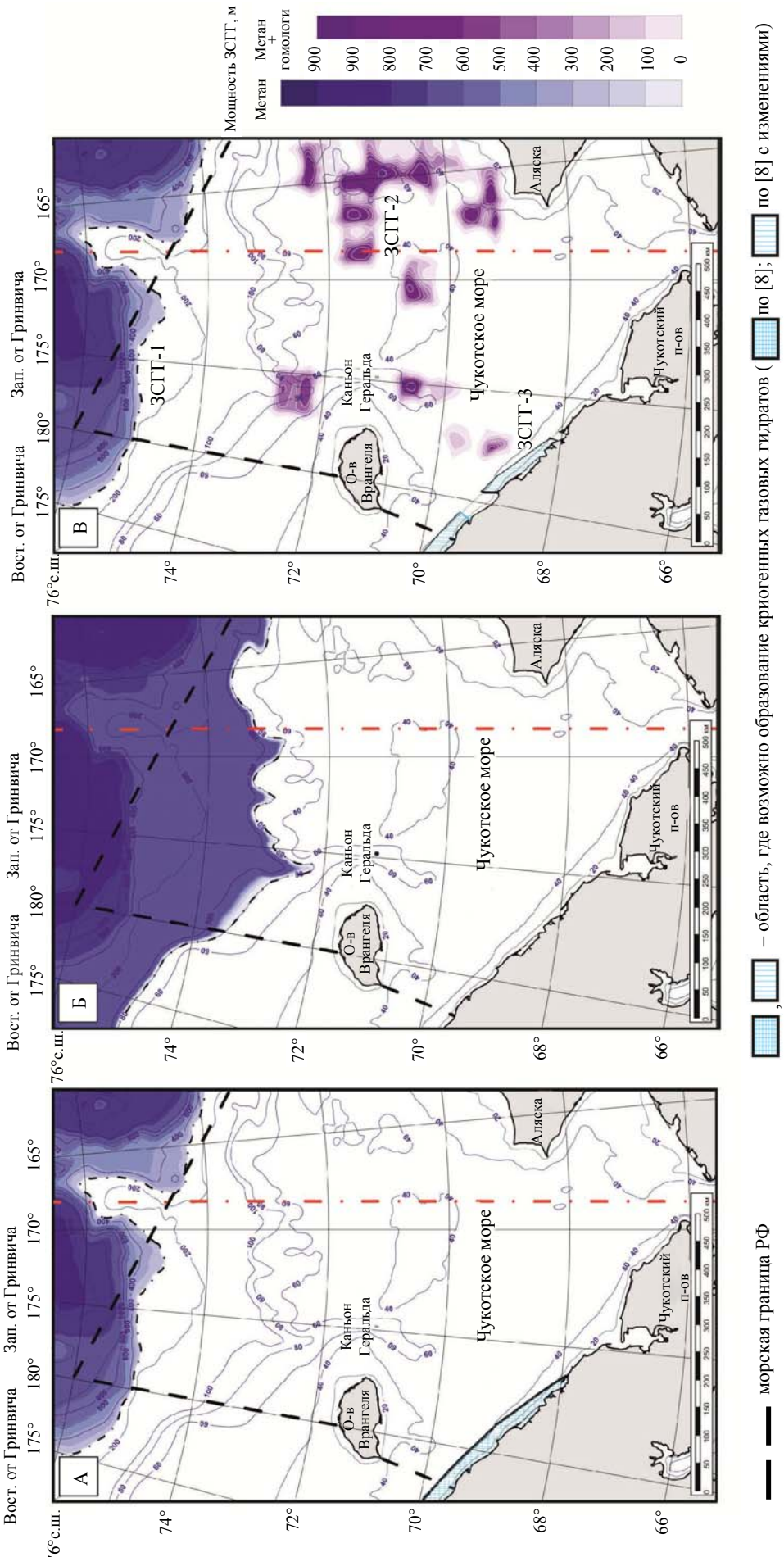


Рис. 3. Прогнозные карты гидратоносности Чукотского моря: А – распространение ЗСГГ метанового состава; Б – распространение ЗСГГ смешанного состава (усредненный по всем пробам компонентный состав гидратообразователя); В – результирующая карта распространения ЗСГГ различных типов

DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

Следует отметить, что состав газа-гидратообразователя является основным фактором, отвечающим за формирование газом гидрата той или иной структуры, и определяет условия его образования. Установлено, что отношение размеров «гостевых» молекул газа к размерам молекул водного каркаса определяет равновесные *P-T*-условия: чем меньше *T*, тем выше равновесное *P*. Метан образует гидрат при более высоких значениях давления, чем все другие газы, а добавление даже 1 % пропана к метану уменьшает равновесное давление на 42 %. Этан, по сравнению с метаном, также образует гидрат при гораздо меньших значениях давления. Природные газы, содержащие пропан и изобутан в количестве более 0,3 %, образуют ГГ кубической структуры II.

Ввиду больших вариаций в молекулярном составе УВ-газов, среднее значение соотношения УВ-газов в газовой смеси определено статистически, %: метан 95,997, этан 1,879, пропан 2,115 и бутан 0,009. Это соотношение и было использовано в качестве состава потенциального газа-гидратообразователя при определении параметров ЗСГГ (рис. 3, Б). При расчетах температура, давление, соленость и геотермический градиент соответствовали описанным выше, а равновесная кривая гидратообразования в данном случае рассчитана для системы «*гидрат – вода + метан* (*95,997 %*), *этан* (*1,879 %*), *пропан* (*2,115 %*), *бутан* (*0,009 %*) + *раствор NaCl* (*3,5 %*)» (см. рис.2). Расчеты ЗСГГ производились по регулярной сети. Оказалось, что ЗСГГ смешанного состава фильтрогенного генезиса со стороны берега ограничивается изобатой 80 м. Как видно из рис.3, Б, изменение молекулярного состава газа-гидратообразователя на 5 % в сторону «утяжеления» значительно расширяет распространение ЗСГГ и увеличивает ее объем. Однако экстраполировать именно такой гипотетический состав газа-гидратообразователя на всю акваторию не представляется вполне обоснованным.

Чтобы максимально приблизиться к условиям формирования ГГ, имеющимся в Чукотском море, на следующем этапе работ было изменено гридирование сети путем добавления к ее регулярным узлам точек, где отбирались пробы газа в осадке. Для каждой из этих дополнительных точек расширенной сети рассчитывалась индивидуальная равновесная кривая стабильности ГГ для системы «*гидрат – вода + метан + гомологи + соленость* (‰)», исходя из измеренных компонентных составов газовой смеси с учетом региональных вариаций солености морской воды и придонных температур по данным измерений. Пример одной из таких кривых приведен на рис.2 (кривая 3). Определение параметров ЗСГГ при отсутствии известного состава гидратообразующего газа производилось по регулярной сети с использованием равновесной кривой для системы «*гидрат – вода + метан* (*100 %*) + *раствор NaCl* (*3,5* %)». В результате расчетов установлено, что с учетом вышеуказанных параметров можно прогнозировать наличие благоприятных условий для образования гидратов смешанного состава в отложениях на шельфе Чукотского моря, начиная с глубин воды 40 м. Следует подчеркнуть, что вблизи 22 из 143 грунтовых станций мощность ЗСГГ оказалась весьма значительной и составила от 100 до 750 м. Таким образом, расширив регулярную сеть точками реальных измерений состава газа и изменив методику расчета, удалось повысить достоверность прогноза распространения и мощности ЗСГГ.

ЗСГГ мерзлотного генезиса. При рассмотрении условий гидратообразования в обстановке арктических шельфов нельзя не остановиться на криогенных ГГ. Площадное распространение ЗСГГ должно соответствовать площади реликтовой криолитозоны, а кровля ЗСГГ может быть приурочена к ее кровле (при образовании внутримерзлотных гидратов) либо к ее подошве (при образовании подмерзлотных гидратов) [7]. Положение кровли и подошвы самой ЗСГГ, т.е. ее мощность, можно установить лишь с помощью прямых и косвенных наблюдений в ходе бурения мерзлых толщ. Как видно из приведенных выше значений, температурный режим придонного слоя воды в Чукотском море, а также его минерализация благоприятны для сохранения донных отложений в сезонно- или постоянномерзлом состояниях. Однако лишь небольшой прибрежный участок, приуроченный к прогнозируемой в работе [7] реликтовой островной мерзлой зоне с предельной мощностью 50-100 м, можно рассматривать как потенциально газогидратоносный (см.рис.1). При этом, исходя из условий газогенерации, часть его (рис.1) должна быть отнесена к потенциально негидратоносной ввиду малой (менее 0,5 км) мощности осадочного чехла. С учетом районирования по условиям газогенерации, площадь зоны стабильности криогенных ГГ можно оценить величиной порядка 5700 км^2 (рис.3, В). Мощность ее, согласно [8], составляет 200-400 м.

Таким образом, используя комплексный подход к прогнозированию условий газогидратоносности в Чукотском море на основе геологических, термобарических и мерзлотных критериев, а также состава газа-гидратообразователя, удалось выявить три типа ЗСГГ (рис.3, В): ЗСГГ-1 –

DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387

гидратов фильтрационного генезиса преимущественно метанового состава, кристаллизующихся в кубическую структуру I; ЗСГГ-2 – гидратов фильтрационного генезиса смешанного состава, кристаллизующихся в кубическую структуру II; ЗСГГ-3 – криогенных гидратов метанового состава, кристаллизующихся в кубическую структуру I. Картирование ЗСГГ положено в основу ресурсных оценок ГГ, обсуждаемых ниже.

Ресурсы газа в газовых гидратах Чукотского моря. Одна из важнейших задач при изучении ГГ в природных условиях – выявление масштабов газогидратообразования и определение количества газа, находящегося в недрах в форме гидратов. Картирование ЗСГГ является одним из способов ресурсной оценки гидратного газа, а при отсутствии прямых наблюдений ГГ в пределах арктических морей России этот метод является единственно возможным.

Ресурсные оценки ГГ подразделяются на локальные Q_L – в отдельных скоплениях, региональные Q_R – в пределах газогидратоносных районов или провинций и глобальные Q_G – в пределах Мирового океана в целом. Общая региональная оценка количества газа, сконцентрированного в форме гидратов в недрах Чукотского моря Q_R, должна складываться из региональных оценок количества газа в фильтрогенных ГГ метанового Q_{R1} и смешанного Q_{R2} составов и криогенных ГГ Q_{R3}.

Согласно [9] содержание газа в газовых гидратах можно оценить по формуле $Q = qS$, где q – удельное содержание газа на единицу площади, м^3/км^2, подразделяется на локальное q_L, региональное q_R и глобальное q_G; S – площадь потенциально газогидратоносных акваторий, км^2.

Имея значения q_R и соответствующие площади распространения гидратоносных областей S_R, можно вычислить искомые величины. Что касается площадей, то они в нашем случае соответствуют площадям распространения ЗСГГ трех типов, представленных на рис.3, В (см. таблицу). Сложнее определить удельное содержание газа в гидратах на единицу площади для каждой из этих зон, поскольку необходимые для этого натурные данные отсутствуют. Анализ опубликованных оценок и методологических подходов к таким оценкам по Мировому океану и акваториям СЛО позволил применить дифференцированный подход к выбору искомых величин q_R.

Следуя подходу к оценкам гидратных ресурсов, изложенному в работе [9], при отсутствии достоверных данных вполне правомерно использовать среднее значение удельного содержания метана на единицу площади $q_L = 6{,}5\cdot10^8$ м^3/км^2, рассчитанное на основе данных прямых наблюдений по 16 наиболее хорошо изученным скоплениям ГГ. Для адаптации величины q_L к оценкам регионального уровня q_R может быть вычислено как $6{,}5\cdot10^8{:}40 = 1.6\cdot10^7$ м^3/км^2 на основании предположения, что среднее значение плотности запасов гидратного газа в скоплениях ГГ q_L превышает ее среднее значение в потенциально газогидратоносных акваториях q_R приблизительно в 40 раз, поскольку удельные количества газа в гидратах на единицу площади распределены по тому же закону, что и плотности запасов традиционного газа [9]. Умножая $1.6\cdot10^7$ м^3/км^2 на площади потенциально гидратоносных акваторий, получим искомые ресурсные оценки. Вычисленные таким образом значения Q_{R1} и Q_{R3} для гидратов метанового состава приведены в таблице как вариант 1.

Другой подход, который также может быть использован, основан на оценках Геологической службы США [11]. На основе геолого-статистического метода (без учета фактических сведений о наблюдениях гидратов и с распространением расчетных параметров на все площади потенциально газогидратоносных областей) были оценены геологические запасы газа в гидратах для девяти субмаринных потенциально газогидратоносных областей в пределах исключительной экономической зоны США, включая залив Аляска, моря Бофорта и Берингово. Удельные количества метана на единицу площади q_R в упомянутых регионах рассчитаны В.А.Соловьевым [9] по данным [11]. Так, величина q_R в заливе Аляска, наиболее подходящем по *P-T*-условиям к району исследований, составила $2{,}7\cdot10^9$ м^3/км^2. Величины q_R для морей Бофорта и Берингова имеют сходные значения (3,8 и $2\cdot10^9$ м^3/км^2), что в принципе позволяет нам использовать данные по заливу Аляска в своих расчетах Q_{R1} и Q_{R3} для гидратов метанового состава с оговоркой, что они, вероятно, могут быть завышенными из-за использования геолого-статистического метода (см. таблицу, вариант 2).

Выше шла речь о гидратах метанового состава. Несколько сложнее определить q для ГГ смешанного состава. Расчет ЗСГГ-2 (рис.3, В) производился для ГГ кубической структуры II. Поэтому в вычислениях соответствующие величины q_R делились на 2,95, исходя из меньшего коэффициента расширения газа для такой структуры (5,75:17·164), где 5,75 и 17 – гидратные числа для ГГ структур I и II соответственно, 164 – коэффициент расширения метана (см. таблицу).

DOI: *10.25515/PMI.2017.4.387*

Ресурсы газа в газовых гидратах Чукотского моря

Тип ЗСГГ/Q_R	Площадь потенциально газогидратоносной акватории S, км^2	Вариант 1		Вариант 2	
		q_R, м^3/км^2	Ресурсы газа в ГГ Q_R, м^3	q_R, м^3/км^2	Ресурсы газа ГГ Q_R, м^3
ЗСГГ-1/Q_{R1}	20000	$1.6\cdot10^7$ (по [9])	$3{,}20\cdot10^{11}$	$2{,}7\cdot10^9$ (по [11])	$5{,}40\cdot10^{13}$
ЗСГГ-2/Q_{R2}	54000	$5{,}4\cdot10^6$	$2{,}93\cdot10^{11}$	$0{,}9\cdot10^9$	$4{,}86\cdot10^{13}$
ЗСГГ-3/Q_{R3}	5700	$1.6\cdot10^7$ (по [9])	$0{,}91\cdot10^{11}$	$2{,}7\cdot10^9$ (по [11])	$1{,}54\cdot10^{13}$
Всего	79700	–	$7{,}0\cdot10^{11}$	–	$11{,}8\cdot10^{13}$

Из таблицы видно, что расчеты Q_R на основе величины q_R по заливу Аляска более чем на три порядка превышают его значение, полученное исходя из удельного газосодержания в ГГ на единицу площади по данным измерений. Эти оценки могут рассматриваться как максимальная и минимальная для изученной акватории.

Заключение. На основе комплексного подхода выполнена оценка потенциальной газогидратоносности Чукотского моря путем определения параметров ЗСГГ и ее картирования в среде ArcGIS. Построена карта прогноза газогидратоносности Чукотского моря масштаба 1: 5 000 000. Результаты исследования показали, что даже на мелководье шельфа Чукотского моря (от 40 м и глубже) может прогнозироваться ЗСГГ для гидратов структуры II.

Анализ распределения УВ- газов в осадках Чукотского моря по площади позволил в первом приближении выявить очаги разгрузки катагенетического газа на глубинах моря 40-80 м в центральной части акватории.

Выявлено три типа ЗСГГ: фильтрационного генезиса преимущественно метанового (1) и смешанного (2) состава, характеризующихся кубическими структурами I и II, и криогенных метанового (3) состава, характеризующихся кубической структурой I.

В ходе картирования ЗСГГ удалось дать наиболее обоснованный прогноз ее распространения, исходя из имеющегося на данный момент материала по термобарическим, геологическим, флюидо-динамическим и мерзлотно-геотермическим условиям гидратообразования в Чукотском море. Общая площадь распространения ЗСГГ (различного генезиса и состава) достигает около 80 тыс. км^2, что составляет более 13 % от общей площади акватории.

Рассчитаны потенциальные ресурсы газа, находящегося в недрах Чукотского моря в форме гидратов, варьирующие от $7\cdot10^{11}$ до $11{,}8\cdot10^{13}$ м^3 в зависимости от методики расчетов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас гидрометеорологических и ледовых условий морей Российской Арктики: обобщение фондовых материалов и результатов экспедиционных исследований ООО «Арктический научный центр шельфовых разработок» в 2012-2014 гг. / Под. ред. В.А.Павлова и др. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2015. 128 с.

2. Карта мощности осадочного чехла Северного Ледовитого океана / В.А.Поселов, С.М.Жолондз, А.И.Трухалев, М.К.Косько, Л.Г.Поселова, В.В.Буценко, А.Д.Павленкин, В.В.Верба, Б.И.Ким // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СПб: ВНИИОкеангеология. 2012. Т. 233. Вып. 8. С. 8-14.

3. Криогеотермия и гидраты природного газа в недрах Северного Ледовитого океана / В.А.Соловьев, Г.Д.Гинсбург, Е.В.Телепнев, Ю.Н.Михалюк. Л.: ПГО «Севморгеология», 1987. 150 с.

4. *Матвеева Т.В.* Газовые гидраты арктических акваторий: фактор риска или потенциальное полезное ископаемое? / Т.В.Матвеева, Е.А.Логвина // Российские полярные исследования. 2011. № 2 (4). С.19-21.

5. *Матвеева Т.В.* Методика и этапность изучения потенциально гидратоносных акваторий и залежей газовых гидратов // Недропользование XXI век. 2014. № 3 (47). С. 74-79.

6. *Оруджева Д.С.* Перспективы нефтегазопоисковых работ в Чукотском море / Д.С.Оруджева, А.Н.Обухов, Д.Д.Агапитов // Геология нефти и газа. 1999. № 3/4. С. 28-33.

7. *Соловьёв В.А.* Арктические моря России. Карта 3-10. Субмаринная криолитозона. Прогноз распространения / В.А.Соловьёв, Е.В.Телепнев // Геология и полезные ископаемые шельфов России: Атлас / Под. ред. М.Н.Алексеева. М: Научный мир, 2004.

8. *Соловьев В.А.* Арктические моря России. Лист 1-32. Условия газогидратоносности и потенциально гидратоносные акватории / В.А.Соловьёв, Г.Д.Гинсбург // Геология и полезные ископаемые шельфов России: Атлас / Под ред. М.Н.Алексеева. М: Научный мир, 2004.

9. *Соловьев В.А.* Глобальные оценки количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // Геология и геофизика. 2002. Т. 43. № 7. С.648-661.

10. *Яшин Д.С.* Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России / Д.С.Яшин, Б.И.Ким // Геология нефти и газа. 2007. № 4. С. 25-29.

11. *Collett T.S.* Gas hydrate resources of the United States // D.L.Gautier et al (eds); National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM. U.S.Geological Survey Digital Data Series 30. 1995.

12. Downhole well log and core montages from the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope / T.S.Collett, R.E.Lewis, W.J.Winters, M.W.Lee, K.K.Rose, R.M. Boswell // Marine and Petroleum Geology. 2011. Vol. 28. P. 561-577. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2010.03.016.

13. Ebullition and storm-induced methane release from the East-Siberian Arctic Shelf / N.Shakhova, I.Semiletov, I.Leifer, V.Sergienko, A.Salyuk, D.Kosmach, D.Chernykh, Ch.Stubbs, D.Nicolsky, V.Tumskoy, Ö.Gustafsson // Nature Geoscience 7. 2013. P. 64-70. DOI: 10.1038/ngeo2007.

14. *Kvenvolden K.A.* Worldwide distribution of subaquatic gas hydrates / K.A.Kvenvolden, G.D.Ginsburg, V.A.Soloviev // Geo-Marine Letters. 1993. Vol. 13. Iss. 1. P.32-40. DOI: 10.1007/BF01204390.

15. Microbial Processes of the Carbon and Sulfur Cycles in the Chukchi Sea / A.S.Savvichev, I.I.Rusanov, N.V.Pimenov, E.E.Zakharova, E.F.Veslopolova, A.Yu.Lein, K.Crane, M.V.Ivanov // Microbiology. 2007. Vol. 76. Iss. 5. P. 603-613. DOI: 10.1134/S0026261707050141.

16. *Portnov A.* Modeling the evolution of climate-sensitive Arctic subsea permafrost in regions of extensive gas expulsion at the West Yamal shelf / A.Portnov, J.Mienert, P.Serov // Journal of geophysical research: Biogeosciences. 2014. Vol. 119. P. 2082-2094. DOI: 10.1002/2014JG002685.

17. *Sloan E.D.* Clathrate Hydrates of Natural Gases / E.D.Sloan, C.A.Koh. 3rd Edition. CRC Press: Taylor & Francis Group, 2008. 752 p. DOI: 10.1201/9781420008494.

18. Source, origin, and spatial distribution of shallow sediment methane in the Chukchi Sea / T.V.Matveeva, A.S.Savvichev, A.A.Semenova, E.A.Logvina, A.N.Kolesnik, A.A.Bosin // Oceanography. 2015. Vol. 28. № 3. P. 202-217. DOI: 10.5670/oceanog.2015.66.

19. Tectonics of the sedimentary basins in the Russian sector of the Chukchi Sea / N.A.Malyshev , V.V.Obmetko, A.A.Borodulin, E.M.Barinova, B.I.Ikhsanov // Proceedings of the International Conference on Arctic Margins VI (ICAM VI). Fairbanks, Alaska, May 2011, University of Alaska Fairbanks. 2011. P. 203-209.

20. The International Bathymetric Chart of the Arctic Ocean (IBCAO) [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gebco.net/data_and_products/printable_maps/ibcao_map/ (дата обращения: 17.04.2017).

21. *Vinogradov V.A.* Structure of the Russian Eastern Arctic Shelf / V.A.Vinogradov, E.A.Gusev, B.G.Lopatin // Proceedings of the Fourth International Conference on Arctic Margitѕ ICAM IV, September 30th-October 3rd 2003, Bedford Institute of Oceanography, Dartmouth, Nova Scotia, Canada. 2006. P. 90-98.

Авторы: **Т.В.Матвеева**, *канд. геол.-минерал. наук*, *ученый секретарь*, *tv_matveeva@mail.ru* (*ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С.Грамберга», Санкт-Петербург, Россия*), **А.А.Семёнова**, *инженер, vniio_semenova@mail.ru* (*ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С.Грамберга», Санкт-Петербург, Россия*), **Н.А.Щур**, *канд. физ.-техн. наук*, *научный сотрудник, koliambos@mail.ru* (*Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия*), **Е.А.Логвина**, *канд. геол.-минерал. наук*, *старший научный сотрудник*, *liza_logvina@mail.ru* (*ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С.Грамберга», Санкт-Петербург, Россия*), **О.В.Назарова**, *инженер*, *nazarova-vniio@yandex.ru* (*ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С.Грамберга», Санкт-Петербург, Россия*).

Статья принята к публикации 18.04.2017.