

УДК 553.981+548.562(268.56)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96

Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок

© 2024 г. | Т.В. Матвеева, Е.А. Логвина, О.В. Назарова

ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург, Россия; t.matveeva@vniio.ru, e.logvina@vniio.ru, o.nazarova@vniio.ru

Поступила 26.03.2024 г.

Доработана 20.04.2024 г.

Принята к печати 30.04.2024 г.

Ключевые слова: *нетрадиционные ресурсы; газовые гидраты; скопления газогидратов; ресурсные оценки газогидратов; локальные, глобальные и региональные ресурсные оценки газогидратов; газогидраты Арктики.*

Аннотация: Статья посвящена проблеме ресурсных оценок нетрадиционного вида углеводородного сырья — гидратам углеводородных газов. Рассмотрены методологические аспекты количественных ресурсных оценок подводных газовых гидратов различного ранга — глобальных, региональных, локальных. Дан обзор методов и подходов, используемых для количественных оценок в ведущих газогидратных державах, и их результаты. Глобальные оценки количества метана в газовых гидратах, выполненные по разным методам, варьируют в диапазоне $2 \cdot 10^{14}$ — $7,6 \cdot 10^{18}$ м³. Средняя плотность ресурсов гидратного газа в отдельных подводных скоплениях газовых гидратов и гидратоносных районах составляет $1,2 \cdot 10^9$ м³/км². Удельные содержания гидратного газа в ключевых газодратоносных регионах значительно различаются, составляя в среднем $4,4 \cdot 10^9$ м³/км². Плотность ресурсов в них, по всей вероятности, завышена на два порядка. Основываясь на закономерностях распределения плотностей запасов углеводородов в ряду от мегапровинции до месторождения, выполнена количественная оценка прогнозируемых ресурсов газовых гидратов в акваториях морей российской Арктики. Количество метана, находящегося в гидратной форме в акваториях арктических морей по состоянию на 01.01.2020 г., оценено значениями от 5,3 до 79,3 трлн м³ при среднем 26,4 трлн м³. Установлено, что среднее прогнозируемое количество метана в гидратах увеличивает начальные суммарные ресурсы свободного газа российских арктических морей на 28 %, а минимальное и максимальное — на 6 и 83 % соответственно, подтверждая значительный ресурсный потенциал подводных газогидратов.

Для цитирования: Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок // Геология нефти и газа. — 2024. — № 3. — С. 81–96. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96.

Submarine gas hydrates: methods and results of resource assessment

© 2024 | T.V. Matveeva, E.A. Logvina, O.V. Nazarova

VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia; t.matveeva@vniio.ru, e.logvina@vniio.ru, o.nazarova@vniio.ru

Received 26.03.2024

Revised 20.04.2024

Accepted for publication 30.04.2024

Key words: *unconventional resources; gas hydrates; gas hydrate accumulations; gas hydrate resource assessment; local, global, and regional gas hydrate resource assessment; Arctic gas hydrates.*

Abstract: The article is devoted to the problem of resource assessment of unconventional hydrocarbon - hydrocarbon gas hydrates. The methodological aspects of quantitative resource assessment of submarine gas hydrates of various ranks — global, regional, and local — are considered. An overview of the methods and approaches used for quantitative assessment in the countries with leading gas hydrate resources and their results are presented. Global estimates of methane content in gas hydrates carried out using different methods vary in the range of $2 \cdot 10^{14}$ to $7.6 \cdot 10^{18}$ m³. The average density of gas hydrate resources per unit area in individual underwater accumulations is estimated at $1.2 \cdot 10^9$ m³/km². The specific content of hydrate gas in key gas-bearing regions varies significantly, averaging $4.4 \cdot 10^9$ m³/km². The resource density in these regions is most likely overestimated by two orders. Based on the patterns of reserves density distribution in the series from megaprovince to hydrocarbon deposits, a quantitative assessment of gas hydrates predicted resources in the Russian Arctic seas was carried out. The amount of methane in gas hydrates of the Arctic seas as on 01.01.2020 is estimated at 5.3 to 79.3 trillion m³ with an average of 26.4 trillion m³. It has been established that even the average predicted amount of methane in hydrates increases the initial total free gas resources of the Russian Arctic seas by 28%, and the minimum and maximum — by 6 and 83%, respectively this fact confirms the considerable resource potential of submarine gas hydrates.

For citation: Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. Submarine gas hydrates: methods and results of resource assessment. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(3):81–96. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96. In Russ.

Введение

С момента обнаружения подводных газовых гидратов в 1970-х гг., основное внимание уделялось обоснованию их места в ряду прочих полезных ископаемых. В частности, оценивалось общее количе-

ство метана, которое может находиться в форме газовых гидратов в недрах акваторий земного шара. До настоящего времени газовые гидраты не используются в качестве источника природного газа, поскольку их ресурсная база еще не доказана как

коммерчески рентабельная; нет достоверных оценок запасов метана в газовых гидратах. Поэтому в статье рассмотрены геологические или начальные суммарные ресурсы газовых гидратов. В действующей российской методической литературе газовые гидраты все еще не упоминаются. За рубежом в отношении гидратного газа, находящегося в недрах в твердой фазе, как и свободного газа в основном используются эквивалентные термины «undiscovered initial in-place resources» или «discovered initial in-place resources». Однако на взгляд авторов статьи правильнее использовать термин «contingent resources», т. е. условные ресурсы — это те объемы УВ, которые, по оценкам на определенную дату, потенциально могут быть извлечены из известных скоплений, но в настоящее время не считаются коммерчески извлекаемыми (рис. 1). Условные ресурсы могут включать, например, запасы, для которых в настоящее время нет жизнеспособного рынка или коммерческое извлечение которых зависит от разработки новых технологий, или оценка запасов которых все еще находится на ранней стадии [1].

Зарубежные оценки начальных суммарных ресурсов газа, связанного с газовыми гидратами, варьируют в пределах нескольких порядков, но в будущем эти оценки, по всей вероятности, будут уточнены. На рис. 2 представлена эволюция ресурсной базы метана газовых гидратов с течением времени. В настоящее время объемы технически извлекаемых ресурсов невелики из-за малого количества добычных экспериментов, ограниченно-го числа отработанных технологий производства, развитой инфраструктуры. Представляется, что в связи с переделом мирового газового рынка и истощением энергоресурсов ряда стран, работы в этом направлении будут продолжаться, а объемы технически извлекаемых ресурсов гидратного газа, несомненно, будут расти. Однако более важными при оценке потенциала ресурсов газогидратов являются экономически извлекаемые объемы газа, находящегося в недрах в гидратированном состоянии. С развитием технологий и отработкой добычных экспериментов прогнозируется сокращение доли геологических и увеличение доли как технически, так и экономически извлекаемых ресурсов (см. рис. 2). Краткосрочные исследовательские испытания добычи газа из газовых гидратов уже были проведены в районах вечной мерзлоты в Канаде, США и в прибрежьях Японии и Китая [2–4]. На будущее запланированы более длительные (от месяца до года) исследовательские и производственные испытания. Некоторые страны надеются достичь промышленного производства газа из гидратов уже в течение следующего десятилетия. В Китае, Индии, США, Японии, где действуют национальные газогидратные программы, проводится коммерциализация методов добычи газа из гидратов с целью удовлетворения внутренних потребностей и расширения собственной базы энергетических ресурсов. Следует отметить, что методы извлечения газа

из газовых гидратов известны и приводятся в ряде обзоров [5], но обсуждаются лишь технологические проблемы и эффективность их применения. Таким образом, актуальность оценок ресурсной базы газовых гидратов не вызывает сомнений.

Впервые глобальные прогнозные оценки ресурсов гидратного газа были выполнены советскими учеными, а затем начали проводиться в США и других странах. В России обоснованным количественным оценкам были посвящены в основном тематические научно-исследовательские работы, выполняемые силами ВНИИОкеангеология (по газогидратам Мирового океана) [7] и ВНИИГаза (в основном по гидратам в зоне континентальной вечной мерзлоты) [8]. Хотя бы минимально обоснованным подсчетам ресурсной базы газогидратов российских акваторий не было посвящено ни одной работы уже более четверти века. Последней такой работой можно считать тематический отчет ФГБУ «ВНИИОкеангеология» «Оценить количество метана в газовых гидратах Мирового океана» (Соловьев В.А. и др., 1995), результаты которого частично нашли отражение в пояснительной записке к картам перспектив газогидратности морей России, вошедшим в атлас «Геология и полезные ископаемые шельфов России». Несмотря на актуальность темы, проблематика методологии ресурсных оценок газовых гидратов и их структуры остается практически не раскрытой. Обоснованные экспертные ресурсные оценки регионального ранга в России также практически не выполнялись при том, что практически в каждой работе, касающейся нетрадиционных ресурсов УВ, упоминаются газогидраты и огромные количества сосредоточенного в них газа. Авторы статьи по возможности попытались заполнить эти пробелы на основе результатов опубликованных зарубежных работ по глобальным, региональным и локальным ресурсным оценкам газовых гидратов и оригинальных результатов количественных ресурсных оценок газовых гидратов арктических акваторий по состоянию на 01.01.2020 г.

Принципиальные различия в подходах к ресурсным оценкам газовых гидратов

Анализ материалов по ресурсам метана, находящегося в недрах в форме газовых гидратов, показывает, что все известные на сегодняшний день методы оценок ресурсного потенциала подводных газовых гидратов подразделяются на две основные группы. К первой группе принадлежат оценки по принципу «от частного к общему», т. е. основанные на фактических данных по конкретным скоплениям или газогидратоносным районам с дальнейшей экстраполяцией полученных количественных оценок (удельного содержания метана в гидратной фазе, выраженного в кубических метрах на единицу площади или объема) на исследуемую площадь или объем осадочного выполнения зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГТ). Здесь очевидно сходство с

Рис. 1. Классификация ресурсов и запасов УВ (по [1] с изменениями)
Fig. 1. Classification of hydrocarbon resources and reserves (modified from [1])

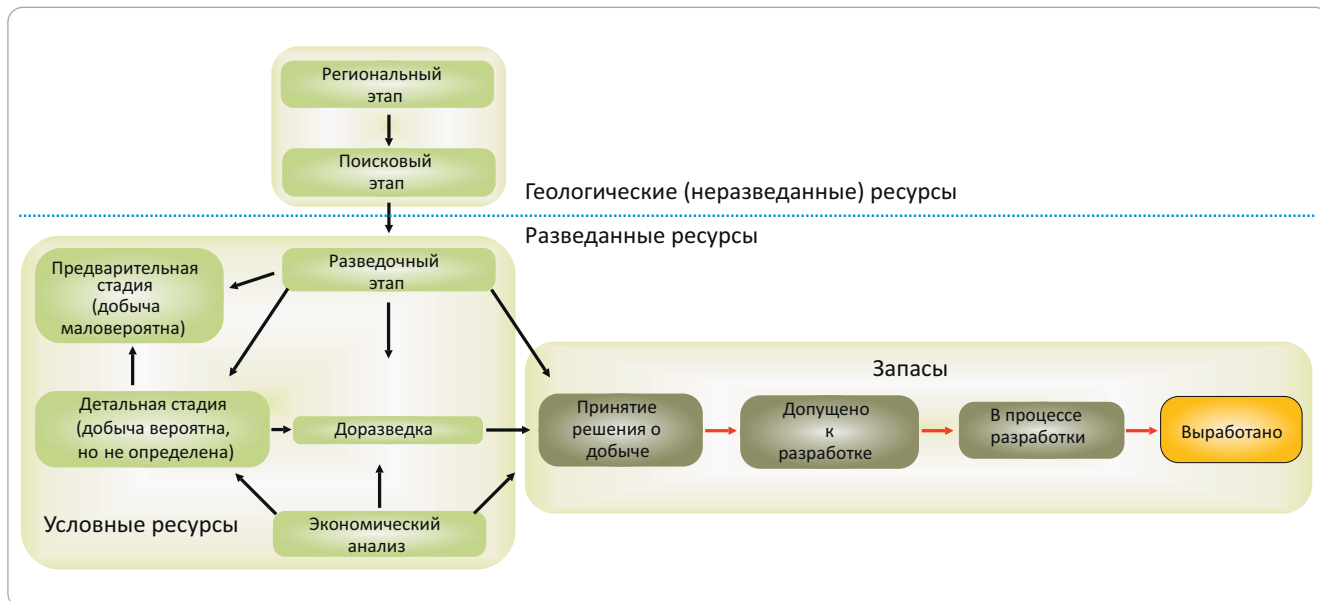
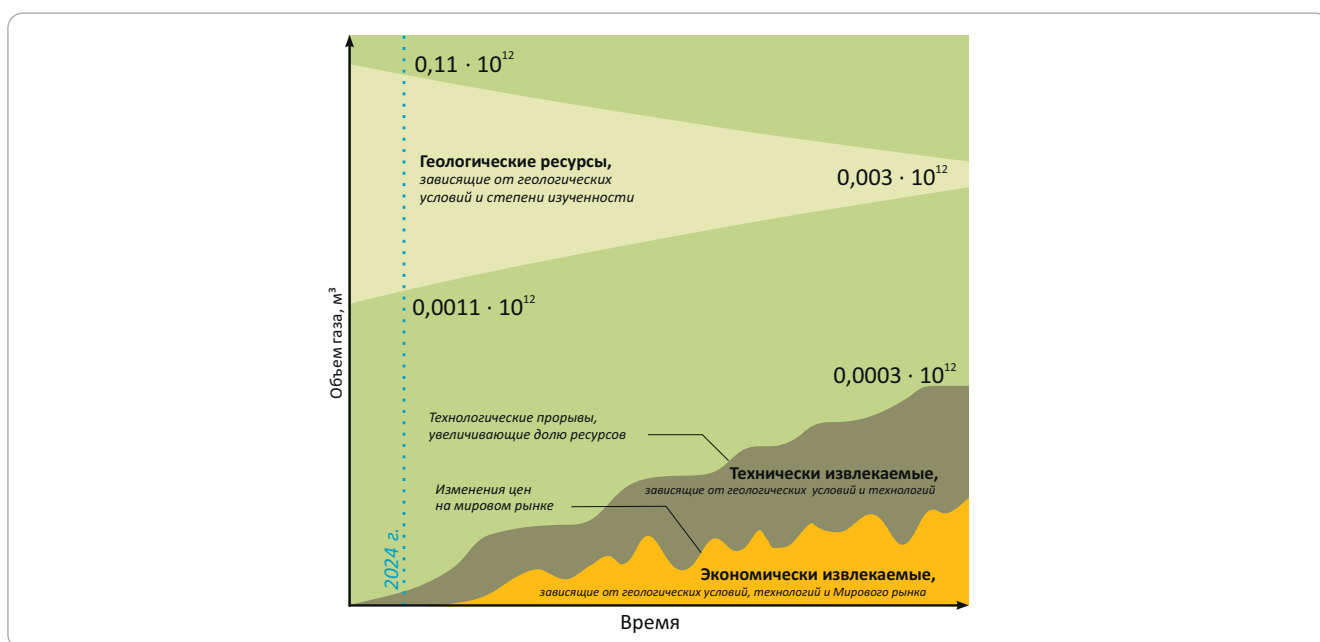


Рис. 2. Классификация ресурсов газогидратов и эволюция ресурсной базы метана газовых гидратов со временем (по [6] с изменениями)
Fig. 2. Classification of gas hydrate resources and evolution of the resource assessment of methane gas hydrates over time (from [6] with changes)



методами геологической аналогии, объемно-статистическим или объемно-генетическим методом, а также методом плотностей запасов.

Вторая группа объединяет оценки по принципу «от общего к частному» и их подавляющее большинство. При данном подходе теми или иными методами оценивается газоматеринский потенциал в пределах контуров ЗСГТ для некоего региона или Мирового океана в целом. Далее с учетом миграции газа в сторону морского дна рассчитывают количество газа, которое может задержаться в пределах ЗСГТ в форме газовых гидратов (здесь, в первую

очередь, нужно отметить вероятностно-статистические методы, а также математические модели). Данные методики получили широкое распространение за рубежом (в частности, они широко применяются и развиваются в Службе управления полезными ископаемыми США, позднее переименованной в Бюро по управлению энергетикой океана США (BOEM)).

В сложившейся мировой практике ресурсные оценки количества метана в газовых гидратах (м³) подразделяются по масштабам гидратообразования на локальные — Q_i (в отдельных скоплениях),

региональные — Q_p (в пределах газогидратоносных районов, областей, провинций, акваторий) и глобальные — $Q_{\text{глоб}}$ (в пределах Мирового океана в целом). Значения Q_p и $Q_{\text{глоб}}$ в большинстве случаев могут быть оценены в результате перемножения следующих параметров:

$$S \cdot S_h \cdot h \cdot K_p \cdot E = Q_{\text{глоб}}$$

где S — общая площадь потенциально газогидратоносных акваторий, м^2 ; S_h — коэффициент гидратонасыщенности (степень заполнения гидратами порового пространства, иногда подменяется величиной объемного гидратосодержания — p , %); h — мощность газогидратосодержащей толщи, м; K_p — коэффициент пористости отложений, %; E — коэффициент расширения при разложении гидратов метана, который при полном заполнении гидратной решетки молекулами метана составляет 164. Именно на этом свойстве гидратов УВ-газов основан их значительный ресурсный потенциал.

Удельные количества метана в гидратах на единицу площади ($\text{м}^3/\text{км}^2$) или объема ($\text{м}^3/\text{м}^3$) также подразделяют на глобальные, региональные и локальные ($q_{\text{глоб}}$, q_p и q_n соответственно). Зная значения q_p и q_n , а также соответствующие площади распространения потенциально газогидратоносных акваторий, областей или скоплений, вычисляют значения Q_p и Q_n . Потенциально газогидратоносные акватории — это те, в осадочном чехле которых по термобарическим и геологическим условиям в принципе возможно образование (и/или сохранение) гидратов УВ-газов [9, 10].

Площадь потенциально газогидратоносных акваторий относится к ключевым параметрам при выполнении глобальных и региональных оценок. Необходимым условием газообразования в недрах является значительное содержание ОВ в отложениях при относительно высокой скорости седиментации, что обеспечивает генерацию биохимического метана в верхней части разреза, а при большой мощности осадочных толщ обуславливает возможность образования катагенетического газа. Поэтому помимо ЗСГГ критерием для их выделения является мощность осадочного чехла, предельным минимальным значением которой для генерации достаточного количества УВ принимается 500 м, поскольку примерно до такой поддонной глубины может простирается зона сульфатредукции, препятствующая метаногенерации.

Локальные оценки и удельные содержания на единицу площади в скоплениях газовых гидратов Мирового океана

Ключевым и вторым по важности параметром для ресурсных оценок служит удельное содержание газа в скоплениях гидратов на единицу площади (q_n). Несмотря на то, что количество скоплений газовых гидратов в Мировом океане уже исчисляется сотнями, хорошо изученных и обеспеченных данными S_h (или p) относительно немного. И именно получе-

ние значений S_h в результате полевых исследований (детальных сейсморазведочных работ, грунтового пробоотбора, бурения и сопутствующих каротажных работ) является одной из основных проблем. При небольшом объеме данных прямых наблюдений гидратосодержания в российских акваториях единственное решение этой проблемы авторы статьи видят в статистическом обобщении оригинальных и опубликованных данных и их экстраполяции на исследуемые районы.

Для определения вариаций q_n были собраны и проанализированы опубликованные данные по ресурсным оценкам скоплений газовых гидратов или газогидратоносным районам в Мировом океане за многолетний период, дополненные авторскими данными. Подсчеты ресурсов проводились с использованием различных методик — от прямых наблюдений до вероятностно-статистических методов или бассейнового моделирования (табл. 1).

На основе данных по геометрии скоплений газовых гидратов, $S_h(p)$ и количестве метана, сконцентрированного в недрах этих скоплений в форме гидратов (Q_n), вычислены удельные содержания метана в газовых гидратах на единицу площади q_n . В большинстве случаев оценки, приведенные в литературных источниках, были пересмотрены и разобраны по степени достоверности, при необходимости пересчитаны и адаптированы для целей настоящего исследования, а также дополнены авторскими расчетами. Таким образом, анализ опубликованных данных и данных авторов статьи по наиболее хорошо изученным скоплениям газовых гидратов или газогидратоносным районам позволил получить набор из 30 локальных количественных оценок и вычислить минимальные, максимальные и средние удельные плотности ресурсов (q_n) (см. табл. 1). Было установлено, что количество метана, сосредоточенного в отдельных скоплениях газовых гидратов (газогидратоносных районах), варьирует от $8 \cdot 10^7$ до $6 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$ при среднем значении $4 \cdot 10^{13} \text{ м}^3$, а средняя плотность ресурсов составляет $1,2 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$. Это значение было использовано для количественной региональной оценки по методу удельных плотностей. Максимальное и минимальное значения ($7,4 \cdot 10^9$ и $0,01 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$) получены для грязевулканических скоплений прогиба Сорокина и Кадисского залива соответственно. В ходе исследования отмечено, что величина q_n не зависит от размера скопления или участка, как утверждалось ранее в работе [7]. Сравнение ресурсов скоплений газогидратов с грациями начальных извлекаемых запасов месторождений свободного газа показывает, что ресурсы скоплений газовых гидратов сопоставимы с начальными извлекаемыми запасами месторождений «нормального» газа в ряду от мелких (менее 1 млрд м^3) до уникальных (300 млрд м^3) газа (Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. №3-р; с. 4, табл. 2).

Табл. 1. Оценки удельного содержания газа в скоплениях гидратов и в перспективных газогидратоносных районах Мирового океана

Tab. 1. Estimates of the specific gas content in hydrate accumulations and in promising gas-hydrate-bearing areas of the World Ocean

Акватория	Гидратопроявление	Удельное содержание газа в скоплении $q_n, \text{м}^3/\text{км}^2$	Источник
Южный Каспий	ГВ (грязевой вулкан) Буздаг (в пределах структуры)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Средиземное море	ГВ Милан (в пределах структуры)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Охотское море, восточное побережье о-ва Сахалин	Очаг разгрузки газа (в пределах структуры)	$0,8 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Очаг разгрузки газа Обжирова (в пределах структуры)	$0,5 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Очаг разгрузки ХАОС (в пределах структуры)	$0,8 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Тихий океан, Перуанско-Чилийский желоб	Станция 685, 112-й рейс ODP (в пределах скопления)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Тихий океан, Центрально-Американский желоб	Станция 570, 84-й рейс DSDP (в пределах скопления)	$1,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Станция 1041, 170-й рейс ODP (в пределах скопления)	$0,1 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Тихий океан, побережье о-в Ванкувер	Станция 889, 146-й рейс ODP (в пределах скопления)	$0,5 \cdot 10^9$	Collett, 1995
Северо-Западная Атлантика, хр. Блейк Аутер	Контуритовый хребет (станция 994, 164-й рейс ODP; по данным каротажа в районе станции бурения)	$0,7 \cdot 10^9$	Collett, Ladd, 2000
	Контуритовый хребет (станция 995, 164-й рейс ODP; по данным каротажа в районе станции бурения)	$1,3 \cdot 10^9$	Collett, Ladd, 2000
	Контуритовый хребет (станция 997, 164-й рейс ODP; по данным каротажа в районе станции бурения)	$1,4 \cdot 10^9$	Collett, Ladd, 2000
	Контуритовый хребет ($S = 26$ тыс. км^2 / в границах BSR)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Норвежское море	ГВ Хаакон Мосби (в пределах структуры)	$0,3 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Скопление Ниегга, плато Воринг (в границах BSR, $S = 2254 \text{ км}^2$; по данным сейсморазведки, бурения и бассейнового моделирования)	$0,3 \cdot 10^9$	Senger et al. 2010
Мексиканский залив	Грин Каньон участок GC955, $S \approx 450 \text{ км}^2$ (по данным бурения и на основе 3D бассейнового моделирования при $S_{gh} > 80$ об. % на подошве ЗСГГ; $Q_n = 7 \cdot 10^{11} \text{ м}^3 \text{ CH}_4$)	$1,6 \cdot 10^9$	Burwicz et al., 2017
	Бассейн Террибон (в пределах скопления гидратов в нижнеплейстоценовой ловушке в песчаном коллекторе ($Q_n = 4,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3$))	$1,2 \cdot 10^9$ (в песчаных коллекторах) $0,3 \cdot 10^9$ (в глинистых коллекторах)	Frye et al., 2012
	До изобат 500 м на участке $S = 190356 \text{ км}^2$ (метод Монте-Карло; с 50 %-й вероятностью $Q_{per} = 56 \cdot 10^{12}$)	$0,3 \cdot 10^9$	Majumdar, Cook, 2018
	$S = 323 250 \text{ км}^2$ (Монте-Карло с 50 %-й вероятностью $Q_p = 607 \cdot 10^{12}$)	$1,9 \cdot 10^9$	Frye, 2008
	$S = 59$ тыс. км^2 (численное моделирование при $S_{gh} = 5 \%$ $Q_{per} = 120 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$)	$2 \cdot 10^9$	Klauda & Sandler, 2003



Табл. 1, окончание

Fig. 2, end.

Акватория	Гидратопроявление	Удельное содержание газа в скоплении $q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{км}^2$	Источник
Андаманское море	На участке $S = 25 \text{ км}^2$ (в границах BSR; по данным каротажа; мощность гидратного слоя 30 м; гидратонасыщенность по данным каротажа 30 %; $Q_{\text{н}} = 1,4 \cdot 10^{10} \text{ м}^3$)	$0,6 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Кадисский залив, северо-запад Атлантики	ГВ Капитана Арутюнова (в пределах структуры)	$0,5 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	ГВ Гинсбурга (в пределах структуры)	$0,01 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	ГВ Бонджардим (в пределах структуры)	$1,8 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Японское море	Бассейн Уллын, $S = 7629 \text{ км}^2$ (в границах BSR)	$1,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Желоб Нанкай, $S = 324 \text{ км}^2$ (в границах BSR; по данным каротажа и бассейнового моделирования)	$1,3 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Прогиб Сорокина, Черное море	ГВ Двуреченского (в пределах структуры)	$7,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	ГВ Севастополь (в пределах структуры)	$4,6 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Берингово море	В границах VAMPs-аномалии	$0,6 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	По сейсмоскоростям на VAMPs-аномалии (в пределах скопления)	$0,7 \cdot 10^9$	Scholl and Hart, 1993
Удельное содержание газа в скоплениях, $\text{м}^3/\text{км}^2$	Среднее	$1,2 \cdot 10^9$	
	Максимальное	$7,4 \cdot 10^9$	
	Минимальное	$0,01 \cdot 10^9$	

Глобальные оценки ресурсов газовых гидратов Мирового океана

Обзорам глобальных оценок ресурсов газовых гидратов посвящен целый ряд работ [11] (рис. 3). Разброс значений очень широкий: крайние оценки различаются на четыре порядка (от $2 \cdot 10^{14}$ до $7,6 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$).

Первая $Q_{\text{глоб}}$, составившая $3,1 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$, была опубликована уже через год после первого же обнаружения природных газогидратов в черноморских отложениях. Анализ $Q_{\text{глоб}}$ за многолетний период (а их выполнено уже более 40) показал широкий разброс значений (см. рис. 3). На начальном этапе исследований, когда предполагалось повсеместное залегание газогидратов в недрах Мирового океана, значения $Q_{\text{глоб}}$ превышали 10^{18} м^3 . С развитием геологии газовых гидратов и усовершенствованием методов исследования произошло их закономерное сокращение, и сейчас значения $Q_{\text{глоб}}$ находятся в диапазоне от $0,45 \cdot 10^{15}$ до $5,5 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$.

Рассмотрим подходы к глобальным оценкам и их эволюцию со временем. Первый подход был основан на допущении, что газовые гидраты распространены в пределах термобарической зоны их стабильности везде, где содержание ОВ в отложениях превышает 1 %.

Второй подход экстраполировал региональную оценку на основе сейсморазведочных данных о BSR

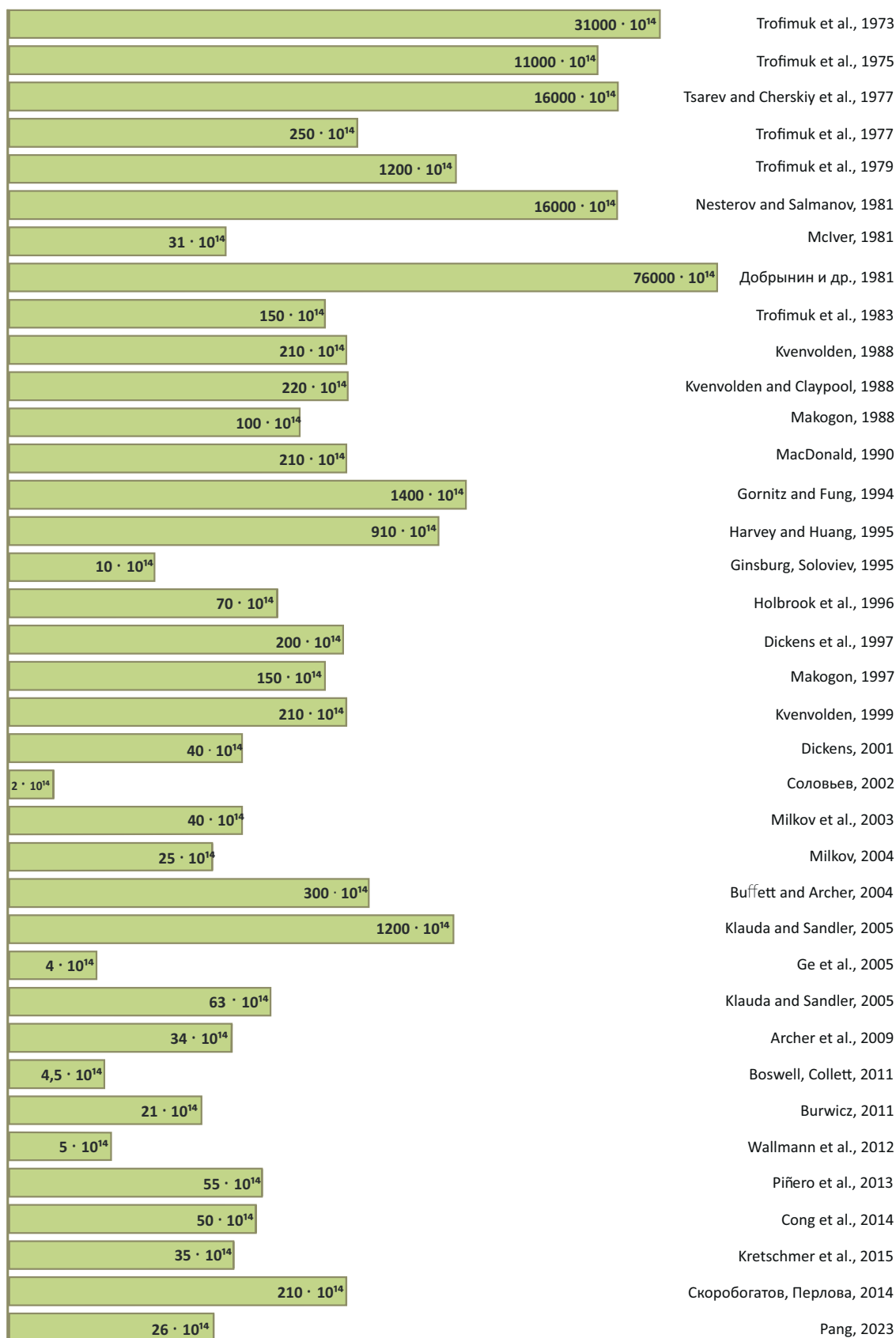
(Bottom Simulating Reflector — гидратообусловленный сейсмический горизонт, имитирующий дно) в море Бофорта на все потенциально газогидратоносные акватории Мирового океана. Было принято, что поровое пространство полностью занято гидратами в пределах нижних 40 м зоны стабильности, а коэффициент пористости (K) составляет 30 %.

Третий подход базировался на миграционной модели, описанной Р. Хиндманном и Е. Девисом в 1992 г. Предполагалось, что потенциально газогидратоносными являются площади всех аккреционных призм на активных континентальных окраинах, а также все акватории с высокой скоростью кайнозойского осадконакопления, а гидратонасыщенность отложений понижается в направлении морского дна от 50 % на подошве зоны стабильности до 0 %.

В XXI в. стали широко использоваться математические модели, что нашло свое отражение и в количественных оценках газовых гидратов. Так, в четвертом подходе для количественных оценок используется бассейновый анализ. Учитываются региональные характеристики потенциально газогидратоносных акваторий и локальные обстановки осадконакопления в их пределах. Предполагается, что крупные скопления гидратов приурочены только к интервалам осадочного разреза, где имеются горизонты с хорошими коллекторскими свойствами.

Рис. 3. Глобальные оценки количества метана в газовых гидратах Мирового океана, м³

Fig. 3. Global estimates of methane amount in gas hydrates of the World Ocean, m³



ми и значительный подток газа в зону гидратообразования, и на этой основе базируются оценки [12].

Пятый подход, в котором количественная оценка основана на распределении метана, связанного в форме гидрата, по разведочным типам скоплений, утверждает, что только некоторые из них могут содержать коммерчески значимые количества газа, а геологические обстановки, в которых формируются различные типы скоплений, определяются их относительным размером и продуктивностью [5].

Шестой подход включает разнообразные модификации методов, основанных на математическом моделировании с использованием кода геохимических газотранспортных реакций [13]. Модельные домены обычно включают переходную зону, расположенную в основании ЗСГГ, где предел растворимости метана постоянен. Учитывается большое число параметров, таких как скорость осадконакопления, степень уплотнения осадков, концентрация РОС (Particulate organic carbon — масса углерода в твердых частицах органического материала), кинетика скорости микробной деградации РОС, скорость и объемы генерации метана в ходе разложения ОВ *in situ*, мощность ЗСГГ, растворимость метана в поровых водах в пределах этой зоны, эффективность миграции, скорости фильтрации насыщенных метаном поровых вод и свободного газа из газоматеринских толщ в ЗСГГ в различных геологических обстановках (пассивные и активные окраины), скорость сульфатредукции и др. Такой системный подход позволяет количественно и на качественном уровне отличать процессы формирования гидратов из биохимического метана в результате преобразования РОС *in situ* от гидратообразования в ходе разгрузки УВ миграционной природы.

Первый опыт подобного моделирования включал элементы вероятностного подхода — площадное разделение потенциально газогидратоносной акватории на отдельные ячейки с учетом батиметрии, придонной температуры, содержания общего органического углерода, усредненных значений теплового потока и теплопроводности, при гидратонасыщенности 5–10 %. Полученные значения $Q_{\text{глоб}}$ варьировали от 1,6 до $8,45 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$.

Систематическое моделирование кодом газотранспортных реакций с учетом постоянной скорости деградации ОВ, принятой как $1,5 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$, позволило оценить ресурсы метана газовых гидратов Мирового океана значением $6,3 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [14].

Предположение, что только 25 % общего органического углерода подвергается биodeградации в ходе анаэробного окисления метана, а скорости миграции для пассивных и активных окраин различны, снизило оценки до $0,3 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$, а после доработок — до $0,1 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [15].

Значения $Q_{\text{глоб}}$ в диапазоне $4,7 \cdot 10^{12}$ – $0,1 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [16] получены при моделировании открытой трехфазной системы (газ–гидрат–вода) на основе диагенетической транспортно-реакционной модели

К. Валлманна с функцией преобразования из работы, учитывающей скорость микробной деградации РОС и метаногенерации. Это позволило получить оценку ресурсов газа $\geq 0,5 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$ в гидратах различных генетических типов в условиях рассредоточенной фильтрации и фокусированной разгрузки газа [17].

В работе [13] функция преобразования применялась для оценок по различным сценариям гидратообразования в недрах, в результате чего значение $Q_{\text{глоб}}$ составило $0,6 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$.

Метод ресурсных оценок субмаринных газовых гидратов на основе закономерностей размещения плотностей запасов газа

Принципиально отличный от описанных выше подход к оценке ресурсов метана в газовых гидратах разработан коллективом ВНИИОкеангеология. В основе оригинального метода, предложенного в [7], лежит анализ данных прямых наблюдений гидратосодержания и закономерности размещения плотностей запасов в скоплениях свободного газа, поскольку газовые гидраты, как и другие ископаемые УВ-ряда, распространены в виде скоплений.

На основе анализа данных по известным скоплениям свободного газа М.Д. Белониным, В.С. Лазаревым и В.Д. Наливкиным было выявлено закономерное изменение плотности запасов в ряду от месторождения до мегапровинции (табл. 2). Суть закономерности состоит в том, что чем крупнее объект, тем меньше плотность запасов в нем, при этом можно оценить пределы изменений плотностей различных таксонов. Как следует из приведенных данных, средние значения плотности запасов газа в месторождениях превышают их среднее значение в мегапровинциях как минимум в 130 раз. При этом максимальное значение плотности запасов в мегапровинциях больше среднего в 3 раза, а ее минимальное значение меньше среднего в 5 раз.

В работе [7] впервые эти зависимости были распространены и на скопления газовых гидратов со следующими допущениями:

- скопления газовых гидратов по рангу равнозначны газовым месторождениям;
- потенциально газогидратоносные акватории Мирового океана условно можно отнести к уровню мегапровинций;
- удельные количества газа в гидратах на единицу площади распределены по тому же закону, что и плотности запасов газа.

Среднее значение q_d в работе [7] было получено по измерениям в 10 хорошо изученных скоплениях газовых гидратов и составило $0,6 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$.

Исходя из приведенных выше закономерностей, среднее значение q_e можно вычислить делением среднего значения q_d на 130. Таким образом, среднее q_e составило $5 \cdot 10^6$, а минимальное и максимальное — $1 \cdot 10^6$ и $1,5 \cdot 10^7 \text{ м}^3/\text{км}^2$ соответственно. Умножение q_e на площади потенциально гидрато-

Табл. 2. Распределение плотностей запасов газа в нефтегазовых объектах (по В.И. Назарову, ВНИГРИ [7])

Tab. 2. Distribution of gas reserve densities in oil and gas bearing objects (according to V.I. Nazarov (VNIIGRI) [7])

Нефтегазовый объект	Плотность запасов газа, м ³ /км ²	
	средняя	пределы изменений
Мегапровинция	$4,8 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^6 - 1,4 \cdot 10^7$
Провинция	$1,6 \cdot 10^7$	$2 \cdot 10^6 - 6,9 \cdot 10^7$
Область	$4,5 \cdot 10^7$	$7 \cdot 10^6 - 5,4 \cdot 10^8$
Район	$8,7 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^6 - 9,2 \cdot 10^8$
Месторождение	$0,6 \cdot 10^9$	—

носных акваторий Мирового океана (S) позволяет оценить как общее количество газа, сосредоточенного в скоплениях газовых гидратов в недрах Мирового океана ($Q_{\text{глоб}}$), так и дифференцированное по отдельным акваториям (Q_p). Согласно закономерностям распределения плотностей запасов в газоносных объектах, глобальное удельное содержание метана в газовых гидратах (плотность запасов в пределах всех потенциально газогидратоносных акваторий) не должно превышать $5 \cdot 10^6$ м³/км². Полученная таким образом оценка оказалась наименьшей из глобальных оценок метана в подводных газовых гидратах, выполненных в России и за рубежом, и составила $2 \cdot 10^{14}$ м³ [7]. Однако даже этот наименьший результат соизмерим с значениями геологических ресурсов природного газа на Земле, которые по разным оценкам находятся том же диапазоне — $2,5 \cdot 10^{14}$ м³ [18], $1,9 \cdot 10^{14}$ м³ [19] и $2,1 \cdot 10^{14}$ м³ [20], и в разы превышает геологические ресурсы природного газа в недрах глубоководных акваторий Мирового океана — $8,5 \cdot 10^{13}$ и $4,7 \cdot 10^{13}$ м³ [21]. Таким образом, оцененное по этой схеме количество метана в подводных газовых гидратах Мирового океана, по меньшей мере, удваивает геологические ресурсы газа на Земле.

Региональные оценки количества метана в газовых гидратах

Основываясь на геологических моделях подводного газогидратообразования и данных по гидратосодержанию в наиболее хорошо изученных скоплениях, с использованием экстраполяции можно подойти к региональным оценкам. Региональные оценки количества метана в подводных газовых гидратах (Q_p), которые в некоторых случаях можно рассматривать в качестве аналогов российских ресурсных оценок традиционных УВ категорий $D_1 + D_2$, относительно многочисленны.

Региональные оценки выполняются с помощью различных методов расчета (геолого-статистического, стандартного нефтегеологического бассейнового анализа с привлечением данных сейсморазведки, бассейнового и геологического моделирования и пр.). Больше всего результатов опубликовано по юго-восточному побережью США, которое наилучшим образом изучено и где находится одно из крупнейших газогидратопоявлений осадочного подводного хребта Блейк Аутер [22].

Впервые региональная ресурсная оценка гидратного газа была проведена Геологической службой США (USGS) в рамках работ на традиционные ресурсы и помимо прочего содержала анализ геологических условий с целью выявления благоприятных для гидратообразования обстановок в пределах юрисдикций США. В данную работу включен раздел под названием «Ресурсы газовых гидратов США» [23]. Общие геологические ресурсы газа в гидратах в пределах исключительной экономической зоны США на акваториях на основе геолого-статистического метода были оценены средним значением $9,1 \cdot 10^{15}$ м³ ($3,2 \cdot 10^{15}$ м³ с вероятностью 95 % — минимальная, но наиболее реалистичная оценка $1,9 \cdot 10^{16}$ м³ с вероятностью 5 %). Удельное количество метана на единицу площади (q_p) пересчитано авторами статьи; площади измерены по картам, прилагающимся к докладу USGS [23]. Значение q_p меняется от $4,5 \cdot 10^8$ до $6 \cdot 10^9$ м³/км² и в среднем составляет $3 \cdot 10^9$ м³/км², что сравнимо и даже несколько больше среднего значения, полученного для хребта Блейк Аутер ($2,7 \cdot 10^9$ м³/км²).

В конце 1990-х гг. Я. Красон [24] впервые выполнил оценку по западной части Мексиканского залива на площади около 750 тыс. км², используя стандартный нефтегеологический бассейновый анализ (т. е. объемно-генетический метод). Общие геологические ресурсы метана в гидратах этого региона оценены значением $1,1 \cdot 10^{14}$ м³; плотность прогнозируемых ресурсов составила $1,5 \cdot 10^8$ м³/км².

Впоследствии в США широкое распространение получили вероятностные оценки. Впервые применительно к газовым гидратам вероятностную методику оценки использовало БОЕМ. Работы БОЕМ по количественным оценкам метана в газовых гидратах проводились в рамках совместной отраслевой программы JIP (Joint Industry Project), объединившей 13 крупнейших нефтегазовых компаний под эгидой Международной ассоциации нефтяников и газодобывающих компаний при менеджменте компании Chevron [25]. На основе обширной базы геолого-геофизических данных по исследовательским и промышленным скважинам, а также материалов 2D и 3D-сейсморазведки выполнена оценка количества метана в гидратах Мексиканского залива на площади около 450 тыс. км². Значения Q_p на этой площади оценены от 3,15 до $9,75 \cdot 10^{14}$ м³ при

среднем значении $6,07 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$ [26]. Позднее оценки вероятностно-статистическим методом были выполнены для исключительной экономической зоны США в Атлантическом океане и на северном склоне Аляски.

В последние десятилетия выявлено и изучено множество факторов, контролирующих условия формирования скоплений газовых гидратов, что привело к усовершенствованию методов изучения, применяемых при ресурсных оценках гидратных резервуаров. В частности, широко распространенным стал объемный метод [27]. В подавляющем большинстве случаев оценки объемным или объемно-генетическим методом реализуются при помощи бассейнового моделирования УВ-резервуаров на основе данных 2D/3D-сейсморазведки и результатов ГИС. Полученные данные экстраполируются на прилегающие акватории с применением вероятностных методов. Такая оценка Q_p $10\text{--}14 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$ приведена в работе [28] для Мексиканского залива. Подходы к ресурсным оценкам, основанные на экстраполяции полевых данных изучения газогидратоносных объектов на прилегающие акватории, использовались и ранее.

Скопления гидратов контролируются термобарическими условиями и встречаются в отложениях верхнего структурного этажа (в интервале поддонных глубин $\sim 0\text{--}1 \text{ км}$). Поскольку восстановление тепловой истории, а также порового и избыточного давления является основной целью моделирования нефтегазоносных систем, подходы, используемые для моделирования «нормальных» УВ-систем, успешно используются и для прогнозирования эволюции ЗСГТ в геологическом времени, и для моделирования условий формирования и оценки количества газа, находящегося в недрах в гидратной и свободной фазах в пределах этой зоны. На этом и основаны ресурсные оценки с применением бассейнового моделирования. При этом учитывается, что образование гидратов происходит как при подходящих термобарических условиях, оцененных в геологическом времени, так и при наличии достаточного количества биохимического или катагенетического газа, образовавшегося *in situ* или мигрировавшего в ЗСГТ. Программные комплексы, используемые для бассейнового моделирования, позволяют оценить такие процессы, как миграция свободного газа в ЗСГТ, изменение петрофизических (пористости и проницаемости) и тепловых свойств отложений при образовании гидрата в поровом пространстве; блокирование миграции УВ в результате высокой гидратонасыщенности отложений (при наличии высокого содержания газа) и др. Работы по бассейновому моделированию газогидратных резервуаров выполнены, в частности, для северного склона Аляски и района Шенху в Южно-Китайском море [29, 30].

Поскольку значения Q_p рассчитываются для разных величин S в пределах региона, сравнивать их можно лишь по значениям удельного количества гидратного метана на единицу площади (q_p) (рис. 4).

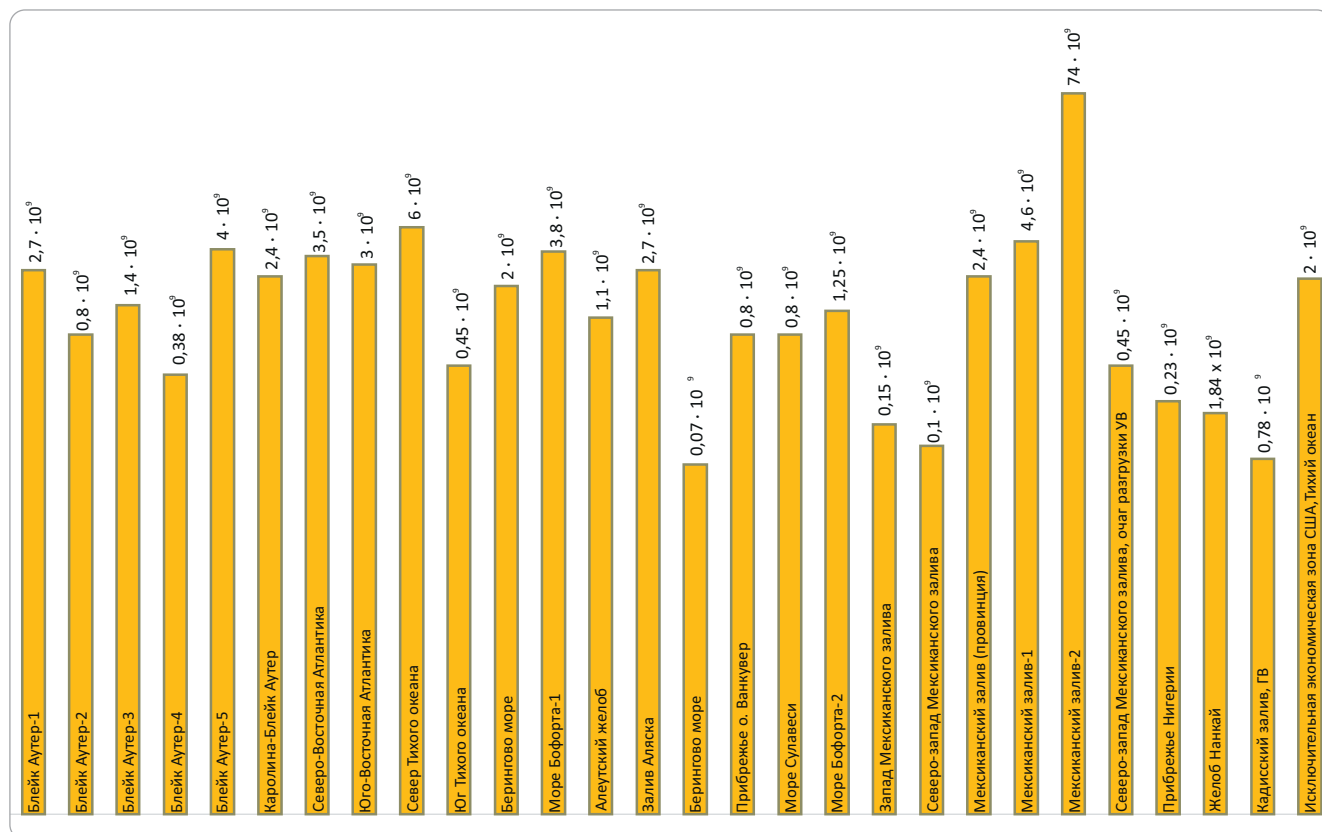
Региональные оценки выполнялись для отдельных морфоструктурных элементов в пределах более крупных таксонов (хребет, желоб, прогиб и др.), характеризующихся общностью геологического строения, поэтому условно их можно отнести к разряду *нефтегазоносных областей* (НГО). Среднее значение q_p исследованной выборки составляет $4,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$ (см. рис. 4), а минимальное и максимальное — $0,07 \cdot 10^9$ и $74 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$ соответственно. При сравнении региональных удельных плотностей ресурсов, по рангу соответствующих НГО, со значениями соответствующих удельных плотностей из табл. 2 (при среднем $4,5 \cdot 10^7$ с вариациями от $7 \cdot 10^6$ до $5,4 \cdot 10^8$) очевидно, что они значительно выше, а это противоречит закономерностям распределения плотностей из работы [7]. Очевидно, что региональные оценки являются завышенными в среднем на 2 порядка и требуют пересмотра.

Результаты количественной оценки прогнозируемых ресурсов подводных газовых гидратов в арктических морях (в пределах исключительной экономической зоны РФ)

Еще одна региональная количественная оценка прогнозируемых ресурсов субмаринных газовых гидратов выполнена авторами статьи с использованием метода плотностей для шельфовых морей евразийской окраины Северного Ледовитого океана (в пределах исключительной экономической зоны РФ) по состоянию изученности на 01.01.2020 г. Уникальность Северного Ледовитого океана с точки зрения гидратообразования определяется мелководностью шельфовых морей, климатом и специфическими палеогеографическими условиями, обусловившими формирование в периоды низкого уровня моря мерзлых толщ, сопровождавшегося трансформацией частей прибрежных залежей газа в гидратное состояние. Сохранность реликтов мерзлоты в современных субмаринных условиях — одно из ключевых условий существования криогенных (т. е. связанных с промерзанием в палеоусловиях) скоплений газогидратов на мелководных арктических шельфах. Таким образом, только здесь имеются предпосылки для существования двух разных по условиям формирования типов скоплений гидратов — криогенных на шельфе и фильтрогенных вблизи континентального склона и подножия.

Газовые гидраты в недрах арктических морей России и прилегающей акватории Северного Ледовитого океана ранее прогнозировались лишь *качественно* на основании расчетов термобарической зоны стабильности фильтрогенных газовых гидратов на континентальном склоне Северного Ледовитого океана и/или зоны стабильности криогенных газовых гидратов на мелководном арктическом шельфе. Количественные ресурсные оценки были выполнены авторами статьи спустя почти четверть века.

Рис. 4. Удельные количества гидратного метана на единицу площади в газогидратоносных регионах Мирового океана, $\text{м}^3/\text{м}^2$
Fig. 4. Specific amount of hydrate methane per unit area in gas-hydrate-bearing regions of the World Ocean, m^3/km^2



Для количественной оценки ресурсов газовых гидратов в пределах исключительной экономической зоны России были оценены площади потенциально газогидратоносных акваторий пяти морей — Баренцева (включая Печорское), Карско-го, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского по методике, описанной в отчете о тематических и опытно-методических работах по обоснованию минерально-сырьевой базы нетрадиционных источников углеводородного сырья на акваториях Российской Федерации¹ (рис. 5).

В расчетах авторов статьи площадь потенциально газогидратоносных арктических акваторий приравнивалась по рангу к мегапровинциям, а изученные скопления, по которым определялись удельные содержания газа на единицу площади — к месторождениям свободного газа. В расчетах принято значение среднего удельного газосодержания в скоплениях гидратов на единицу площади из табл. 1.

В данной статье авторы использовали актуализированные данные по удельным плотностям ресурсов в скоплениях газовых гидратов за длительный период. Поэтому удельные плотности ре-

сурсов, использованные в расчетах, повысились по сравнению с работой [7]. В соответствии с описанным выше методом удельных плотностей, среднее значение q_p , применяемое для расчетов Q_p , рассчитывалось как $1,2 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2 : 130 = 9,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{км}^2$, а минимальное и максимальное значения q_p составили $1,8 \cdot 10^6$ и $2,8 \cdot 10^7 \text{ м}^3/\text{км}^2$ соответственно. Площадь потенциально газогидратоносных акваторий арктических морей (S) умножалась на среднюю, минимальную и максимальную величины q_p , что позволило получить искомые величины содержания метана в газовых гидратах арктических акваторий Российской Федерации (Q_p) — минимальную, среднюю и максимальную. Выполненные расчеты позволили оценить как общее количество газа, сосредоточенного в недрах арктических морей России в целом, так и дифференцированное по отдельным акваториям (рис. 6). Площадь зоны стабильности газовых гидратов рассчитывалась с использованием обширных массивов батиметрических, океанологических и геотермических [31] данных и картировалась в геоинформационной среде по методике, приведенной в [32].

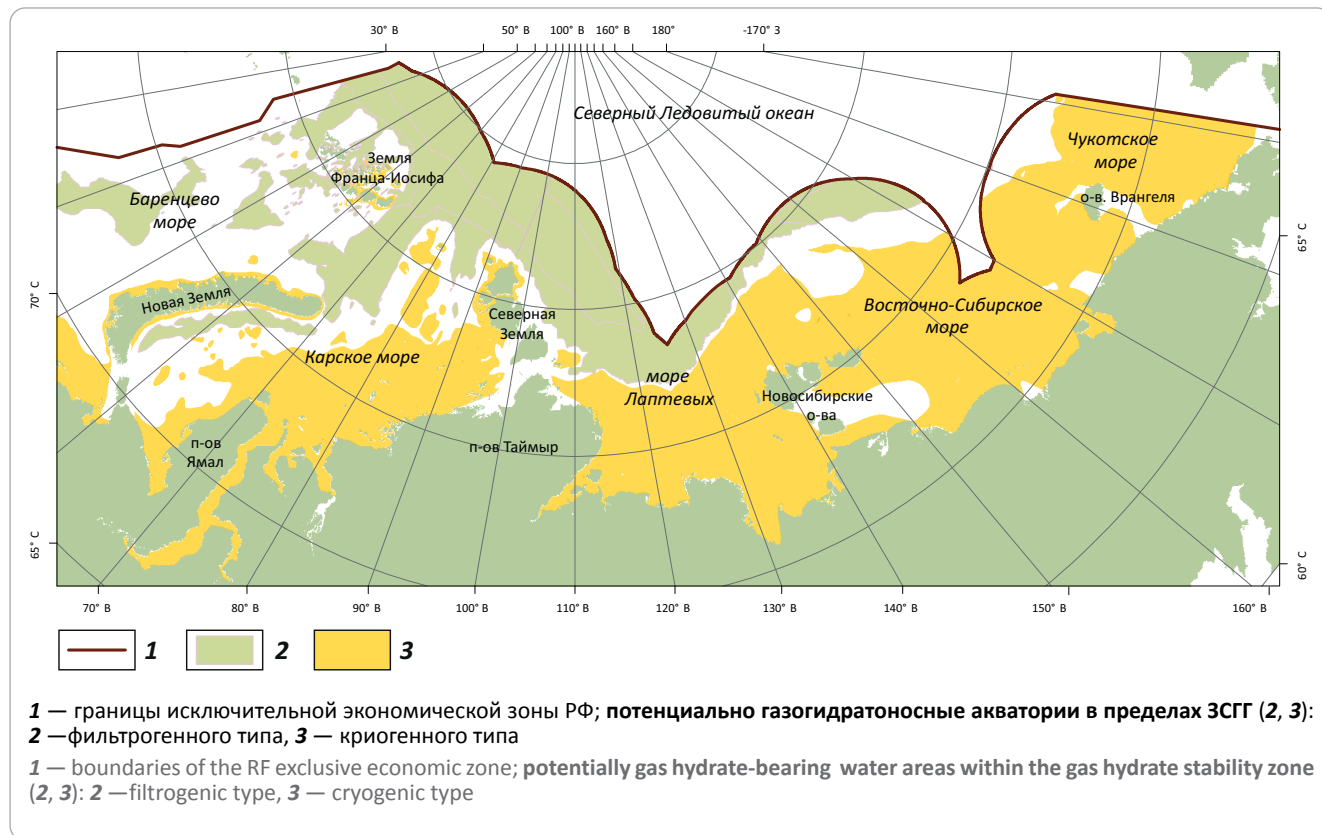
Общие прогнозируемые ресурсы метана газовых гидратов для пяти изученных арктических акваторий оценены значениями Q_p от $5,3 \cdot 10^{12}$ (минимальная оценка) до $79,3 \cdot 10^{12}$ (максимальная оценка) при среднем $26,4 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$. Наибольшим ресурсным потенциалом характеризуется Восточно-Сибирское море (за счет обширного

¹Проведение тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр: отчет в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию № 049-00015-21-00. ФГБУ «ВНИИОкеангеология»; Т.В. Матвеева. — Санкт-Петербург, 2021.



Рис. 5. Потенциально газогидратоносные акватории арктического шельфа России

Fig. 5. Potentially gas-hydrate-bearing water areas of the Russian Arctic shelf



шельфа и широкого прогнозируемого распространения криолитозоны). Практически такой же высокий ресурсный потенциал прогнозируется и для акваторий морей Карского и Лаптевых (за счет газовых гидратов обоих генезисов) (см. рис. 6).

По данным [21] (оценка 2008 г.), ресурсы свободного газа арктических акваторий составляют 10^{12} м³, это по крайней мере в 5 раз и в среднем в 26 раз меньше прогнозируемого авторами статьи количества газа, находящегося в недрах акваторий российской Арктики в твердом газогидратном состоянии. Кроме того, по данным отечественных специалистов, начальные суммарные ресурсы традиционного газа² (учтен свободный газ и газ газовых шапок морей Карского, Баренцева, Лаптевых Восточно-Сибирского и Чукотского) оцениваются значением $95,1 \cdot 10^{12}$ м³. Полученная авторами статьи средняя оценка количества метана, содержащегося в гидратах, в пределах этих акваторий составляет $26,4 \cdot 10^{12}$ м³. Таким образом, начальный суммарный ресурс гидратного метана приращивает ресурсную базу газа российских арктических акваторий в среднем на 28 % (минимально на 6 % и максимально на 83 %).

²Проведение тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр: отчет в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию № 049-00018-20-03. ФГБУ «ВНИИОкеангеология»; О.И. Супруненко и др. – Санкт-Петербург, 2020.

Заключение

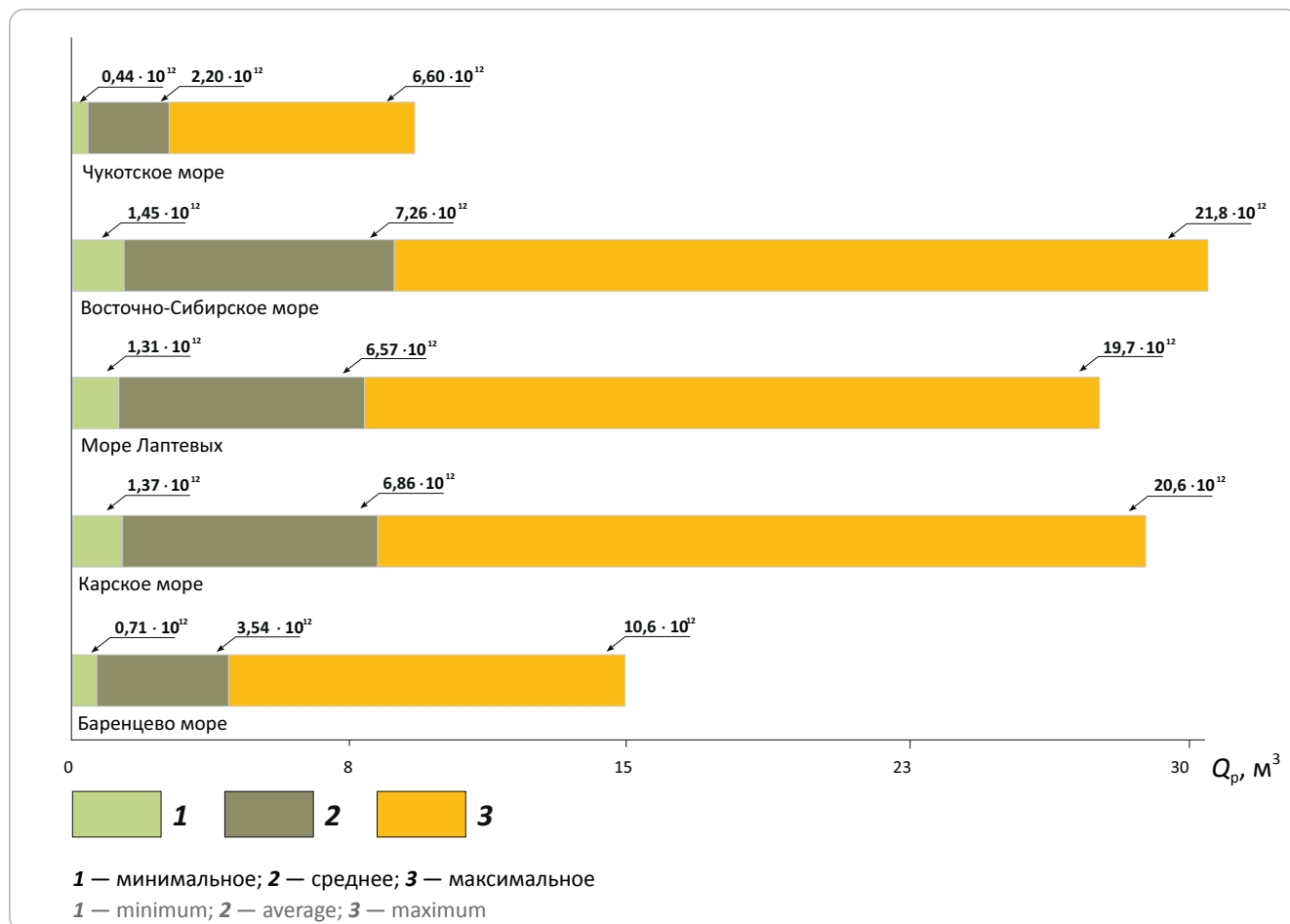
В статье обобщен мировой опыт ресурсных оценок субмаринных газовых гидратов различного ранга — локальных, региональных и глобальных. Рассмотрены ключевые параметры, являющиеся основой количественных ресурсных оценок, дана краткая характеристика методов и подходов, используемых учеными ведущих газогидратных держав, и их эволюция с развитием геологии газовых гидратов.

Разброс на четыре порядка глобальных оценок количества метана в газовых гидратах Мирового океана, выполненных разными авторами, показывает несовершенство используемых методик. Вместе с тем, прослеживается их эволюция. Для количественной оценки газогидратов в зарубежных изданиях все чаще публикуются методики подсчетов, используемые в традиционной нефтегазовой геологии. И такой подход представляется наиболее обоснованным. В частности, в статье приведена методика, используемая в ФГБУ «ВНИИ-Океангеология», которая основана на закономерностях изменения плотностей запасов в скоплениях газа в ряду от месторождения до мегапровинции, установленных в нефтегазовой геологии, и переносе этих закономерностей на газогидратоносные объекты.

Глобальная оценка, выполненная российскими учеными по методу плотностей запасов на рубеже 2000-х гг., является наименьшей, но и она уд-

Рис. 6. Количество метана в газовых гидратах арктических морей России (в пределах исключительной экономической зоны) независимо от генезиса (фильтрационные и криогенные) по состоянию на 01.01.2020 г., м^3

Fig. 6. The amount of methane in gas hydrates of the Russian Arctic seas (within the exclusive economic zone) regardless of genesis (both filtragenic and cryogenic) as on 01.01.2020, m^3



ваивает суммарные ресурсы газа на Земле. Можно заключить, что в газовых гидратах земного шара может содержаться не менее 200 трлн м^3 газа, что подтверждает значительный потенциал газовых гидратов акваторий как полезного ископаемого будущего.

Проведен сбор и анализ материалов по локальным оценкам количества метана в хорошо изученных скоплениях газовых гидратов Мирового океана. Собрана база из 30 достоверных локальных оценок и на этой основе определено среднее значение удельного газосодержания на единицу площади в скоплениях гидратов. Обобщение мировых данных показало, что скопления газовых гидратов по рангу эквивалентны месторождениям свободного газа. Средняя плотность ресурсов гидратного газа в отдельных подводных газогидратных скоплениях составляет $1,2 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$. Удельные содержания гидратного газа в ключевых газодратоносных регионах существенно различаются, составляя в среднем $4,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$. Плотность ресурсов в них, по всей вероятности, завышена почти в 100 раз.

Впервые более чем за полвека выполнена количественная оценка прогнозируемых ресурсов газовых гидратов в арктических акваториях Рос-

сийской Федерации (в пределах исключительной экономической зоны РФ) по состоянию изученности на 01.01.2020 г. Среднее значение ресурсов газа в газовых гидратах арктических акваторий (независимо от генезиса) составляет $26,4 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$, а минимальное и максимальное — $5,3 \cdot 10^{12}$ и $79 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$ соответственно. Среднее прогнозируемое количество газогидратного метана увеличивает начальный суммарный ресурс свободного газа российских арктических морей на 28 %, а минимальное и максимальное — на 6 и 83 % соответственно), подтверждая значительный ресурсный потенциал субмаринных газогидратов.

Количественные расчеты по методу удельных плотностей дают наименьшие (из проанализированных в отечественной и зарубежной литературе) ресурсные оценки газовых гидратов. Таким образом, можно заключить, что в недрах арктических акваторий в пределах исключительной экономической зоны России содержится по меньшей мере 5,3 трлн м^3 газа в форме газовых гидратов.

Представляется, что такие значительные ресурсы газовых гидратов акваторий подлежат учету и постановке на баланс т. е. обязательно должны быть включены в ресурсную базу УВ нашей страны.

Литература

1. *Equinor* 2023 Oil and gas reserves report. – Ставангер, Норвегия : Equinor ASA, 2023. – 29 с.
2. *Yamamoto K.* Methane hydrate offshore production test in the Eastern Nankai Trough: a milestone on the path to real energy resource // *Proceedings of 8th International Conference on Gas Hydrates* : мат-лы 8 Интернациональной конференции по газовым гидратам (Пекин, 28 июля–1 августа 2014). – Пекин, 2014.: ICGH8 Organization; 2014.
3. *Zhou S, Li Q, Lv X, Fu Q, Zhu J.* Key issues in development of offshore natural gas hydrate // *Frontiers in Energy*. – 2020. – № 14. – С. 433–442. DOI: 10.1007/s11708-020-0684-1.
4. *Wei N, Pei J, Zhao J, Zhang L, Zhou Sh, Luo P, Li H, Wu J.* A state-of-the-art review and prospect of gas hydrate reservoir drilling techniques // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – № 2. – С. 1–23. DOI: 10.3389/feart.2022.997337
5. *Матвеева Т.В., Логвина Е.А.* Современные тенденции в области экспериментальной разработки газогидратных залежей // *Газовая промышленность. Спецвыпуск*. – 2012. – Т. 676. – С. 88–94.
6. *Beaudoin Y.C., Dallimore S.R., Boswell R.* Frozen Heat: A UNEP Global Outlook on Methane Gas Hydrates. Volume 2. – Биркеланд, Норвегия : United Nations Environment Programme, GRID-Arendal, 2014. – 95 с.
7. *Соловьев В.А.* Глобальные оценки количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // *Геология и геофизика*. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 648–661.
8. *Скоробогатов В.А., Перлова Е.В.* Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. // *Геология нефти и газа*. – 2014. – № 5. – С. 48–57.
9. *Матвеева Т.В., Семенова А.А., Щур Н.А., Логвина Е.А., Назарова О.В.* Перспективы газогидратоносности Чукотского моря // *Записки Горного института*. – 2017. – Т. 226. – С. 387–396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387.
10. *Матвеева Т.В.* Образование гидратов углеводородных газов в субаквальных обстановках // *Мировой океан*. Т. 3: Твердые полезные ископаемые и газовые гидраты в океане. – М. : Научный мир, 2018. – С. 586–697.
11. *Pang X.* Evaluation of the Global Potential Resource of the Natural Gas Hydrate // *Quantitative Evaluation of the Whole Petroleum System* : сб. науч. тр. – Singapore : Springer, 2023. – С. 413–454. DOI: 10.1007/978-981-99-0325-2_12.
12. *Johnson A.H.* Global Resource Potential of Gas Hydrate — a new calculation // *NETL Methane Hydrates R&D Program Newsletter* – 2011. – Т. 11. – № 2. – С. 1–4.
13. *Piñero E., Marquardt M., Hensen C., Haeckel M., Wallmann K.* Estimation of the global inventory of methane hydrates in marine sediments using transfer functions // *Biogeosciences*. – 2013. – Т. 10. – № 2. – С. 959–975. DOI:10.5194/bg-10-959-2013.
14. *Klauda J.B., Sandler S.I.* Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment // *Energy Fuel*. – 2005. – Т. 19. – № 2. – С. 459–470. DOI: 10.1021/ef049798o.
15. *Archer D, Buffett B, Brovkin V.* Ocean methane hydrates as a slow tipping point in the global carbon cycle // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. – 2009. – Т. 106. – № 49. – С. 20596–20601. DOI: 10.1073/pnas.0800885105.
16. *Burwicz E., Rupke L.H., Wallmann K.* Estimation of the global amount of submarine gas hydrates formed via microbial methane formation based on numerical reactiontransport modeling and a novel parameterization of Holocene sedimentation // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2011. – Т. 75. – № 16. – С. 4562–4576. DOI: 10.1016/j.gca.2011.05.029.
17. *Wallmann K., Pinero E., Burwicz E., Haeckel M., Hensen C., Dale A., Ruepke L.* The Global Inventory of Methane Hydrate in Marine Sediments: A Theoretical Approach // *Energies*. – 2012. – Т. 5. – № 7. – С. 2449–2498. DOI:10.3390/en5072449.
18. *Якуцени В.П.* Газогидраты — нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2013. – Т. 8. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/50_2013.pdf (дата обращения). DOI: 10.17353/2070-5379/50_2013.
19. *Davenport J., Wayth N. и др.* BP Energy Institute Statistical Review of World Energy. – Лондон : Energy Institute, 2023. – 61 с.
20. *OPEC Annual Statistical Bulletin*, 58th Ed. – 2023. – 96 с. – Режим доступа: <https://asb.opec.org/> (дата обращения)
21. *Kenneth J. Bird et al.* Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle // *United States Geological Survey*. – 2008. – Режим доступа: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf> (дата обращения).
22. *Матвеева Т.В., Соловьев В.А.* Геологический контроль скопления газовых гидратов на хребте Блейк Аутер, Северная Атлантика (по материалам глубоководного бурения) // *Геология и геофизика*. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 662–671.
23. *Collett T.S.* Gas hydrate resources of the United States / National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM : сб. науч. тр. / Под ред. Gautier D.L. и др. // *U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30, CD-ROMS*. – 1995.
24. *Krason J.* Gas hydrates in the context of basin analysis. *Proc. of the Internat. Sympos. Methane Hydrates: Resources in the Next Future?*: сб. науч. тр. – INOC-TRC; 1998. – С. 27–40.
25. *Frye M., Shedd W, Schuenemeyer J.* Gas Hydrate Resource Assessment Atlantic Outer Continental Shelf // *U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Resource Evaluation Division* : сб. науч. тр. – Эдинбург, Шотландия, 2013. – 57 с.
26. *Collett T.S., Boswell R.* Resource and hazard implications of gas hydrates in the Northern Gulf of Mexico: Results of the 2009 Joint Industry Project Leg II Drilling Expedition // *Journal of Marine and Petroleum Geology*. – 2012. – Т. 34. – № 1. – С. 1–3. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.01.002
27. *Sum A.K.* Natural gas in gas hydrates a potential unconventional resource for the future energy landscape // *Hill Briefing on «Road to the New Energy Economy: Natural Gas»* мат-лы конференции (Вашингтон, 14 июля, 2010 г.). – Вашингтон, США, 2010.
28. *Milkov A.M., Sassen R.* Gas hydrate resource potential in the northwestern Gulf of Mexico [Электронный ресурс] // *AAPG Bulletin*. – 2000. – Режим доступа: https://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/2004hedberg_vancouver/extended/milkov/milkov.htm (дата обращения)
29. *Klar A., Janicki G., Minshull T.A.* Gas hydrate technology: state of the art and future possibilities for Europe // *Technical Report*. – 2017. – 61 с. DOI: 10.13140/RG.2.2.29719.06561.

30. Pibo Su, Jinqiang Liang, Jun Peng, Wei Zhang, Jianhua Xu. Petroleum systems modeling on gas hydrate of the first experimental exploitation region in the Shenhu area, northern South China sea // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2018. – Т. 168. – С. 57–76. DOI: 10.1016/j.jseae.2018.08.001.
31. Bochkarev A.V., Smirnov Y.Y., Matveeva, T.V. Heat Flow at the Eurasian Margin: A Case Study for Estimation of Gas Hydrate Stability. *Geotectonics*. – 2023. – Т. 57. – № 1. – С. 136–152. DOI: 10.1134/S0016852123070026
32. Щур А.А., Матвеева Т.В., Бочкарев А.В. Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий // *Геология нефти и газа*. – 2021. – № 3. – С. 85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94.

References

1. Equinor 2023 Oil and gas reserves report. Stavanger, Norway: Equinor ASA; 2023 29 p.
2. Yamamoto K. Methane hydrate offshore production test in the Eastern Nankai Trough: a milestone on the path to real energy resource. In: *Proceedings of 8th International Conference on Gas Hydrates*. Beijing: ICGH8 Organization; 2014.
3. Zhou S, Li Q, Lv X, Fu Q, Zhu J. Key issues in development of offshore natural gas hydrate. *Frontiers in Energy*. 2020;14:433–442. DOI: 10.1007/s11708-020-0684-1
4. Wei N, Pei J, Zhao J, Zhang L, Zhou Sh, Luo P, Li H, Wu J. A state-of-the-art review and prospect of gas hydrate reservoir drilling techniques. *Frontiers in Earth Science*. 2022;2:1–23. DOI: 10.3389/feart.2022.997337
5. Matveeva T.V., Logvina E.A. Sovremennye tendencii v oblasti eksperimental'noj razrabotki gazogidratnykh zalezhej [Current trends in experimental development of gas hydrate accumulations]. *Gazovaya promyshlennost'. Specvypusk*. 2012;676:88–94. In Russ.
6. Beaudoin Y.C., Dallimore S.R., Boswell R. (eds). *Frozen Heat: A UNEP Global Outlook on Methane Gas Hydrates*. Volume 2. United Nations Environment Programme, GRID-Arendal; 2014. 95 p.
7. Solov'ev V.A. Global'nye otsenki kolichestva gaza v submarinnykh skopleniyakh gazovykh gidratov [Global estimates of gas amount in subsea gas hydrate accumulations]. *Geologiya i Geofizika*. 2002;43(7):648–661. In Russ.
8. Skorobogatov V.A., Perlova E.V. Potential resources of non-traditional gas of subsoil resources of Russia (band and shelf) and its industrial development prospects by 2050. *Geologiya nefti i gaza*. 2014;5:48–57. In Russ.
9. Matveeva T.V., Semenova A.A., Shchur N.A., Logvina E.A., Nazarova O.V. Prospects of gas hydrate presence in the Chukchi Sea. *Journal of Mining Institute*. 2017; 226:387–396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387
10. Matveeva T.V. Obrazovanie gidratov uglevodorodnykh gazov v subakval'nykh obstanovkakh [Formation of hydrocarbon gas hydrates in subaqueous settings.]. In: L.I. Lobkovskii, G.A. Cherkashev eds. *Mirovoi ocean V. 3: Tverdye poleznye iskopaemye i gazovye gidraty v okeane*. Moscow: Nauchnyi mir; 2018. pp. 586–697. In Russ.
11. Pang X. Evaluation of the Global Potential Resource of the Natural Gas Hydrate. In: *Quantitative Evaluation of the Whole Petroleum System*. Singapore : Springer, 2023. pp. 413–454. DOI: 10.1007/978-981-99-0325-2_12.
12. Johnson A.H. Global Resource Potential of Gas Hydrate — a new calculation. *NETL Methane Hydrates R&D Program Newsletter*. 2011;11(2):1–4.
13. Piñero E., Marquardt M., Hensen C., Haeckel M., Wallmann K. Estimation of the global inventory of methane hydrates in marine sediments using transfer functions. *Biogeosciences*. 2013;10(2):959–975. DOI:10.5194/bg-10-959-2013.
14. Klauda J.B., Sandler S.I. Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment. *Energy Fuel*. 2005;19(2):459–470. DOI: 10.1021/ef049798o.
15. Archer D, Buffett B, Brovkin V. Ocean methane hydrates as a slow tipping point in the global carbon cycle. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2009;106(49):20596–20601. DOI: 10.1073/pnas.0800885105.
16. Burwicz E., Rupke L.H., Wallmann K. Estimation of the global amount of submarine gas hydrates formed via microbial methane formation based on numerical reactiontransport modeling and a novel parameterization of Holocene sedimentation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2011;75(16):4562–4576. DOI: 10.1016/j.gca.2011.05.029.
17. Wallmann K., Pinero E., Burwicz E., Haeckel M., Hensen C., Dale A., Ruepke L. The Global Inventory of Methane Hydrate in Marine Sediments: A Theoretical Approach. *Energies*. 2012;5(7):2449–2498. DOI:10.3390/en5072449.
18. Yakuceni V.P. Gas hydrates — unconventional gas sources, their formation, properties, distribution and geological resources. *Neft-e-gazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;8(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/50_2013/pdf (accessed). In Russ.
19. Davenport J., Wayth N. et al. BP Energy Institute Statistical Review of World Energy. London : Energy Institute; 2023. 61 p.
20. OPEC Annual Statistical Bulletin, 58th Ed. 2023. 96 p. Available at: <https://asb.opec.org/> (accessed)
21. Kenneth J. Bird et al. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. United States Geological Survey. 2008. Available at: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf> (accessed).
22. Matveeva T.V., Solov'ev V.A. Geologicheskij kontrol' skopleniya gazovykh gidratov na hrebte Blejk Auter, Severnaya Atlantika (po materialam glubokovodnogo bureniya) []. *Geologiya i geofizika*. 2002;43(7):662–671
23. Collett T.S. Gas hydrate resources of the United States In: National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM . In: Gautier D.L., ed. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30, CD-ROMS. – 1995.
24. Krason J. Gas hydrates in the context of basin analysis. In: *Proc.of the Internat. Sympos. Methane Hydrates: Resources in the Next Future? INOC-TRC*; 1998, pp. 27–40.
25. Frye M., Shedd W, Schuenemeyer J. Gas Hydrate Resource Assessment Atlantic Outer Continental Shelf In: U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Resource Evaluation Division Edinburgh, Scotland. 2013. 57 p.
26. Collett T.S., Boswell R. Resource and hazard implications of gas hydrates in the Northern Gulf of Mexico: Results of the 2009 Joint Industry Project Leg II Drilling Expedition. *Journal of Marine and Petroleum Geology*. 2012;34(1):1–3. DOI: 10.1016/j.marpet-geo.2012.01.002.

27. Sum A.K. Natural gas in gas hydrates a potential unconventional resource for the future energy landscape. In: Hill Briefing on «Road to the New Energy Economy: Natural Gas» (Washington, USA, 14 July 2010). – Washington, USA; 2010.
28. Milkov A.M., Sassen R. Gas hydrate resource potential in the northwestern Gulf of Mexico. AAPG Bulletin. 2000. Available at: https://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/2004hedberg_vancouver/extended/milkov/milkov.htm (accessed)
29. Klar A., Janicki G., Minshull T.A. Gas hydrate technology: state of the art and future possibilities for Europe. Technical Report. 2017. 61 p. DOI: 10.13140/RG.2.2.29719.06561.
30. Pibo Su, Jinqiang Liang, Jun Peng, Wei Zhang, Jianhua Xu. Petroleum systems modeling on gas hydrate of the first experimental exploitation region in the Shenhu area, northern South China sea. *Journal of Asian Earth Sciences*. 2018;168:57–76. DOI: 10.1016/j.jseaes.2018.08.001.
31. Bochkarev A.V., Smirnov Y.Y., Matveeva T.V. Heat Flow at the Eurasian Margin: A Case Study for Estimation of Gas Hydrate Stability. *Geotectonics*. 2023;57(1):136–152. DOI: 10.1134/S0016852123070026
32. Shchur A.A., Matveeva T.V., Bochkarev A.V. Geographic Information System for the forecast mapping of gas hydrate-bearing areas. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(3):85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94. In Russ.

Информация об авторах

Матвеева Татьяна Валерьевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник сектора
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: t.matveeva@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-2133-3069

Логвина Елизавета Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: e.logvina@vniio.ru
ORCID: 0000-0002-1233-3051

Назарова Ольга Викторовна

Ведущий инженер
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: o.nazarova@vniio.ru

Information about authors

Tatiana V. Matveeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: t.matveeva@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-2133-3069

Elizaveta A. Logvina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
ORCID: 0000-0002-1233-3051
e-mail: e.logvina@vniio.ru

Olga V. Nazarova

Lead Engineer
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: o.nazarova@vniio.ru