

# Вероятностная оценка пространственного распределения ресурсов метана в газовых гидратах в российском секторе Черного моря

И.Г. Чернова<sup>1,2\*</sup>, Т.В. Матвеева<sup>1</sup>, А.О. Чазов<sup>1</sup>, Ю.Ю. Смирнов<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга, Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup>Российский государственный гидрометеорологический университет, Санкт-Петербург, Россия

Впервые выполнена оценка количества метана в газовых гидратах российского сектора Черного моря на основе вероятностно-статистического метода в пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации с использованием оригинального программного обеспечения «Программный комплекс для оценки количества газа в газовых гидратах вероятностно-статистическим методом «Oceanic gas Hydrate Resource Assessment» (OHRA)». Приведены результаты количественной оценки с привязкой данных к расчетной сетке для рассматриваемой акватории, оценена пространственная дифференциация плотности ресурсов метана газовых гидратов. Представлена карта геотермического районирования Черного моря. Количество метана в гидратах оценено величиной 361.9 трлн м<sup>3</sup> с вероятностью 5%, 120.5 трлн м<sup>3</sup> с вероятностью 50%, 36.7 трлн м<sup>3</sup> с вероятностью 95%. Установлено, что температура и давление – входные параметры, которые оказывают наибольшее влияние на оценку ресурсов метана газовых гидратов. При глубинах более 1500 м на ресурсы P95 оказывает влияние масса метана, произведенного и мигрировавшего в зону стабильности газовых гидратов. Средние величины плотности прогнозируемых ресурсов гидратного метана при базовом варианте (P50) вероятно-статистическим методом составляют 1.2 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, при варианте P95 – 0.36 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, при варианте P5 – 3.59 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Наиболее перспективными в отношении газовых гидратов морфоструктурами являются Западно-Черноморская впадина, прогиб Сорокина, Туапсинский прогиб, вал Андрусова, северная часть Восточно-Черноморской впадины, северная и южная части вала Шатского.

**Ключевые слова:** газовые гидраты, метан, ресурсные оценки, Черное море, вероятностно-статистические методы, Монте-Карло, зона стабильности газовых гидратов

**Для цитирования:** Чернова И.Г., Матвеева Т.В., Чазов А.О., Смирнов Ю.Ю. (2025). Вероятностная оценка пространственного распределения ресурсов метана в газовых гидратах в российском секторе Черного моря. *Георесурсы*, 27(3), с. 51–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.4>

## Введение

Субмаринные газовые гидраты – соединения природного газа и воды, образующиеся при определенных температурах и давлениях на континентальных склонах морей и океанов. Гидраты уже более полувека рассматриваются в качестве нетрадиционного источника углеводородного сырья. В недрах акваторий образование газовых гидратов, образующих скопления, контролируется целым рядом факторов, среди которых температура и давление, условия генерации и миграции газа и другие (Матвеева, 2018).

Черное море характеризуется широким распространением скоплений газовых гидратов. Впервые предположение об их существовании в исследуемой акватории было выдвинуто в 1972 г. российскими учеными в ходе рейса НИС «Московский университет» (Ефремова, Жижченко, 1974). Первые серьезные исследования гидратоносности Черного моря начаты в 1988 г. в ходе совместной экспедиции Вычислительного центра СО АН СССР совместно с ВНИИОкеангеология в XXI рейсе НИС «Евпатория», когда в прогибе Сорокина были обнаружены и детально исследованы скопления гидратов, связанные с диапировыми структурами (Гинсбург и др., 1990). В 1988–1989 г. во время экспедиции МГУ на НИС «Феодосия» гидраты были также задокументированы и в отложениях грязевых вулканов глубоководной котловины Черного моря (Конюхов и др., 1990). Сейсмический признак газовых гидратов (BSR – (англ. Bottom Simulating Reflector) – сейсмический горизонт, имитирующий

\* Ответственный автор: Ирина Геннадьевна Чернова  
e-mail: i.chernova@vniio.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

морское дно) впервые диагностирован в Туапсинском прогибе в 1985 г. (Корсаков и др., 1989). Появление BSR на сейсмических разрезах обусловлено перепадом акустического импеданса между отложениями с газовыми гидратами и отложениями, содержащими газ в поровом пространстве (Huyndman, Spence, 1992; Zillmer et al., 2005).

Со времени первого открытия прошло полвека, ознаменовавшегося целым рядом находок газовых гидратов в очагах газо-флюидной разгрузки и грязевых вулканах в центрально-черноморском секторе, побережьях Грузии и Турции (Gaynanov et al., 1998; Ivanov et al., 1998; Mazurenko et al., 2002; Шнюков, 2005; Круглякова и др., 2009; и др.).

Помимо определения компонентного и изотопного состава газа в гидратах (Круглякова и др., 1990; Шнюков и др., 1993; Гинсбург, Соловьев 1994; Бяков, Круглякова, 2001), проведено несколько исследований по оценке количества гидратного газа всей акватории Черного моря объемным методом. Первые оценки прогнозных ресурсов газа в гидратах глубоководной части акватории составили 40–50 трлн м<sup>3</sup> (Корсаков и др., 1989). Примерно такие же ресурсные оценки (42–49 трлн м<sup>3</sup>) были получены болгарскими геологами на основе объемного метода (Вассилев, Димитров, 2002). Количественная оценка метана на оконтуренном по данным сейсморазведки участке палеодельты Днепра площадью 805±20 км<sup>2</sup> составила 1.2±0.3 трлн м<sup>3</sup> (Ludmann et al., 2004). Расчеты проводились также объемным методом, при этом использовался профиль пористости из скважин и гидратонасыщение по сейсмическим материалам.

Все приведенные выше количественные оценки проводились детерминистическим методом, тогда как в последние десятилетия вероятностные методы расчета ресурсов и запасов широко применяются в нефтегазовой геологии, так как позволяют учесть неопределенности в подсчетных параметрах в связи с отсутствием тех или иных данных. В преобладающем большинстве случаев вероятностная оценка ресурсной базы выполняется при отсутствии точной информации или при ее недостаточном количестве, поэтому данные задаются вероятностными распределениями на основе собранной статистики. На выходе при проведенных расчетах получают диапазон значений стохастического (случайного) моделирования в условиях неопределенности (Хисамов и др., 2018). Смещение в сторону вероятностно-статистических оценок наблюдается не только при расчетах традиционных углеводородов, но и количественных оценок газа в газовых гидратах. Так, единственная оценка методом Монте-Карло для определения количества метана в газовых гидратах по всей акватории Черного моря выполнена в работе (Merey, Sinayuc, 2016) в формате 1D. Полученные значения начальных геологических ресурсов составили в среднем 71.8 трлн м<sup>3</sup>, минимальное – 1.7 трлн м<sup>3</sup>, максимальное – 297.4 трлн м<sup>3</sup>. Авторами (Merey, Sinayuc, 2016) отдельно были проведены расчеты ресурсов гидратного метана с учетом фильтрационно-емкостных свойств, т.е. бралось во внимание содержание песчаной фракции, полученное в экспедиции IMS-METU 1988–1989 гг. на южном шельфе Черного моря и верхнем склоне на борту НИС «Билим». Эта оценка понизила величины прогнозируемых ресурсов гидратного метана в среднем почти в 6 раз до 13.6 трлн м<sup>3</sup>

(минимальное и максимальное значения составили 0.021 и 138 трлн м<sup>3</sup> соответственно) относительно ресурсов гидратного метана, посчитанных без учета коэффициента песчаности – 71.8 трлн м<sup>3</sup>. Расчеты выполнялись в 1D формате, без привязки данных к расчетной сетке, что не позволяет оценить пространственную дифференциацию параметров. Отметим, что для выявления неоднородности в плотности ресурсов и определения участков с максимальными плотностями ресурсов целесообразно проводить расчеты в 2D с учетом пространственной привязки. Оценок ресурсной базы газовых гидратов с пространственной привязкой параметров на основе вероятностно-статистического метода в акватории Черного моря ранее выполнено не было.

Целью данной работы является прогноз распространения газовых гидратов по площади и оценка их ресурсного потенциала в пределах российского сектора Черного моря на основе фактического материала вероятно-статистическим методом.

### Геологический очерк

Черноморская акватория расположена между двумя горными системами – Крымско-Кавказской на северо-востоке и Понтийской на юге. В структурно-тектоническом плане исследуемая акватория в пределах исключительной экономической зоны (ИЭЗ) Российской Федерации делится на следующие зоны: южная часть Скифской плиты, которая включает в себя Молдавско-Северо-Черноморскую систему прогибов, Штормовой грабен, Каркинитско-Сивашскую систему прогибов, Каламатско-Новоселовскую систему поднятий, Альминскую впадину, Краевую моноклираль; северные части Западно-Черноморской (ЗЧВ) и Восточно-Черноморской впадин (ВЧВ), разделенные поднятием Андрусова-Архангельского; вал Шатского, расположенный между ВЧВ и складчатой системой Большого Кавказа; 2 краевых олигоцен-неогеновых прогиба – Туапсинский и Сорокина; поднятие Палласа; Крымско-Кавказский ороген (Глумов и др., 2014) (рис. 1). На формирование современного генерального структурного плана региона оказали влияние рифтогенез, задуговый спрединг и, начиная со среднего эоцена, фаза тектонического сжатия. В это время произошло раскрытие Западно- и Восточно-Черноморских бассейнов, а в дальнейшем и их прогибание. Данный период характеризуется некомпенсированным флексурным погружением краевых прогибов, гравитационной тектоникой и развитием дислокаций, осложненных диапиризмом и грязевым вулканизмом (Глумов и др., 2014; Афонасенков и др., 2007; Герасимов и др., 2008). Эти процессы создавали благоприятные условия для генерации и миграции углеводородных газов и способствовали их восходящей фильтрации в зону стабильности газовых гидратов как в свободной фазе, так и в грязевулканическом флюиде.

*Углеводородные системы Черноморского региона.* Нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) распространены в юрско-нижнемеловом и палеоген-миоценовом интервалах (Глумов и др., 2014). В Западно-Черноморском регионе акватории основными НГМТ являются глинистые отложения нижнего мела, нижней части майкопской серии и среднего-верхнего миоцена. В Восточно-Черноморском регионе – нижне-среднеюрские глины и аргиллиты,

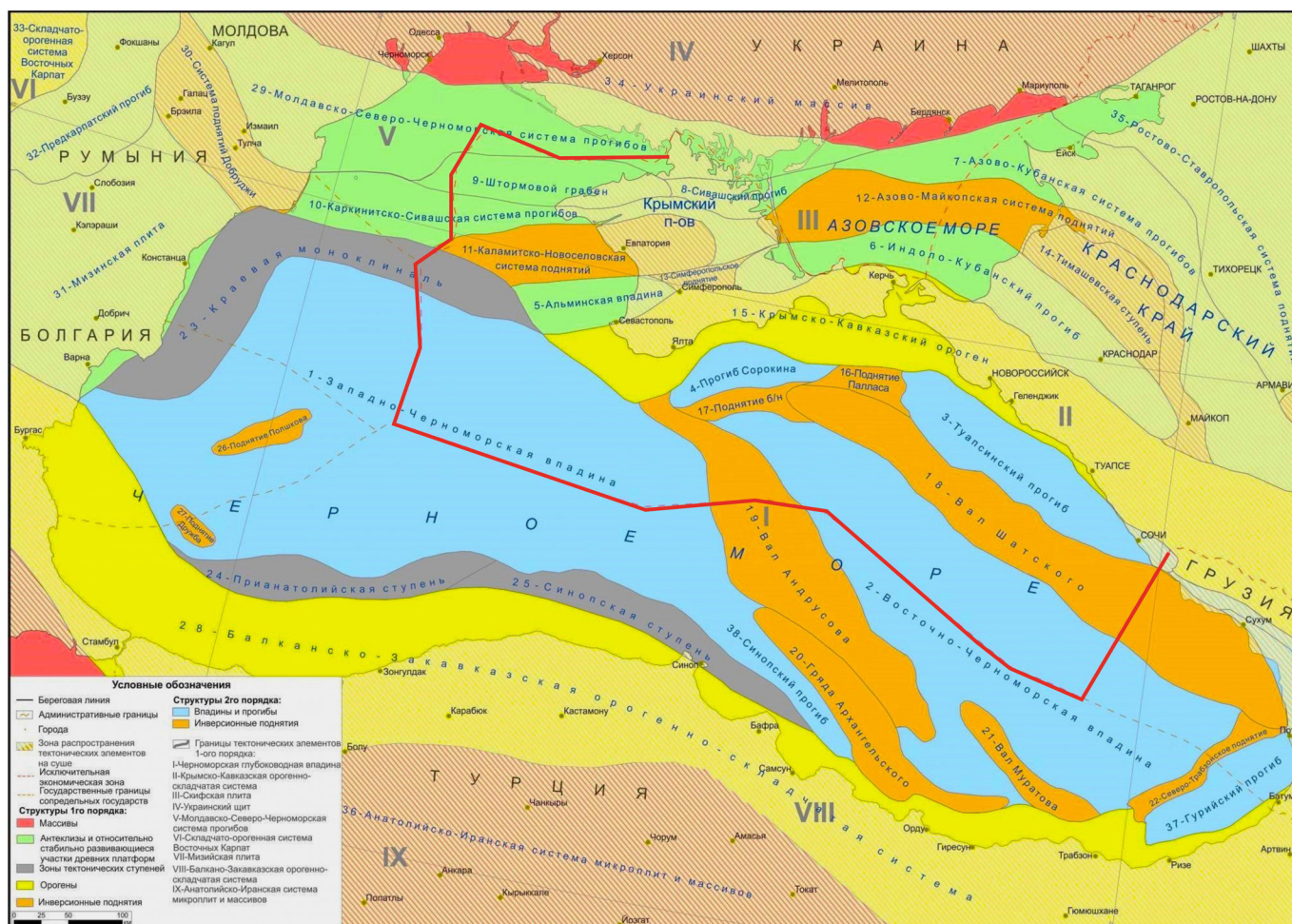


Рис. 1. Схема тектонического строения Черного моря из (Суслова, Ступакова, 2020) по данным из (Глумов и др., 2014); красная линия – граница ИЭЗ Российской Федерации

аргиллиты апта-альба, аргиллиты и глинистые мергели среднего эоцена и глины и аргиллиты олигоценовых (нижнемайкопских) отложений (Афонасенков и др., 2007).

Преобладают терригенные породы-коллекторы – пески, песчаники, алевролиты, которые распространены в разрезе от эоцена до неогена, а также в интервалах юры и мела. Карбонатные коллекторские толщи (карстовые и трещиноватые доломитизированные известняки, рифогенные карбонаты) занимают относительно более узкие стратиграфические интервалы юры, мела, отчасти палеогена (Афонасенков и др., 2007; Глумов и др., 2014).

Региональными флюидоупорами являются мощные глинистые толщи интервалов майкопской серии, а также глинистые и карбонатно-глинистые отложения миоцена и плиоцена (Афонасенков и др., 2007; Глумов и др., 2014).

По типу флюида подавляющая часть открытых месторождений акватории Черного моря – газовые, исключения составляют район Истрия в румынской зоне недропользования, а также район Таманского прогиба, где открыты нефтяные залежи (Грушевская и др., 2022). Промышленно газоносными являются терригенные отложения майкопа, карбонатно-терригенные отложения среднего миоцена, газоконденсатные карбонатные пласты нижнего палеоцена месторождений Голицынское, Южно-Голицынское, Шмидтовское, Архангельское, Штормовое (Грушевская и др., 2022). Залежи газа также могут располагаться

не только в структурах, но и в литологических ловушках, наиболее крупные из которых связаны с плиоцен-четвертичными дельтовыми комплексами (Леончик и др., 2015).

Высокая газонасыщенность кайнозойских отложений Черного моря указывает на то, что в местах с благоприятными термобарическими условиями существуют и геологические предпосылки для образования газовых гидратов. К перспективным районам на газовые гидраты относят материковый склон, конусы выноса рек, зоны оползней, зоны развития диапировых структур (Корсаков и др., 1989). Это подтверждается многочисленными находками гидратов в конусах выноса Дуная и Днестра, в прогибе Сорокина, Туапсинском прогибе, в глубоководной области, расположенной в центральной части Черного моря. В последних трех зонах наблюдается приуроченность газовых гидратов в основном к отложениям грязевулканических брекчий майкопского возраста, являющимися одной из нефтегазоматеринских толщ Черного моря.

### Методика расчетов и использованный фактический материал

**Расчетная сеть.** В пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации Черного моря (площадью 137 тыс. км<sup>2</sup>) выделена расчетная сеть с разрешением 0.083° 0.083°. Площадь ячеек составила 61–64 км<sup>2</sup> с суммарным количеством точек 2217 (рис. 2).

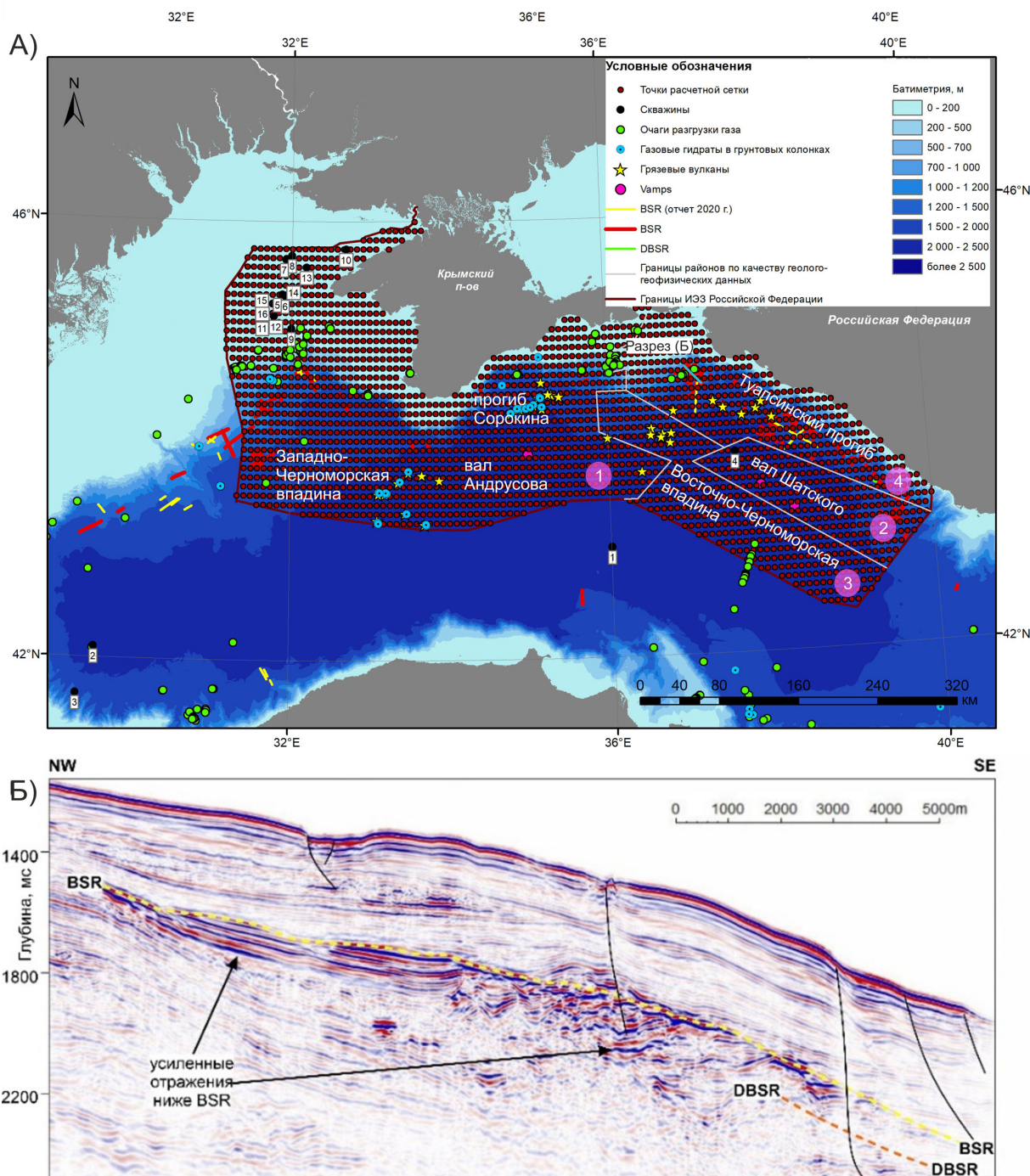


Рис. 2. А) Расчетная сеть в районе исследования и выявленные газо- и гидратообусловленные аномалии (Матвеева и др., 2024в); Скважины: 1 – 379, 2 – 380, 3 – 381 (Anders et al., 1978; Calvert et al., 1978; Morosan, 2012), 4 – Мария-1 (Прошляков и др., 2018), 5 – Архангельская-1, 6 – Архангельская-2, 7 – Голицына-21, 8 – Голицына-3, 9 – Ильичевская-2, 10 – Каркинитская-1, 11 – Сельского-40, 12 – Федоровская-1, 13 – Шмидта-8, 14 – Штилевая-2, 15 – Штормовая-2, 16 – Штормовая-4 (Грушевская и др., 2022); Б) пример BSR на сейсмическом разрезе КТ9810 в районе Туапсинского прогиба

Для расчета ресурсов метана газовых гидратов использовано оригинальное программное обеспечение «Программный комплекс для оценки количества газа в газовых гидратах вероятностно-статистическим методом «Oceanic gas Hydrate Resource Assessment» (OHRA)» (Матвеева и др., 2024б) с авторскими доработками. Суть работы программного комплекса заключается в том, что в каждой ячейке сетки рассчитываются значения: (1) объем метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара, и (2) объем метана, произведенного и мигрировавшего в зону стабильности газовых

гидратов (ЗСГГ). В результате данные величины сравниваются, и выбирается наименьшее значение, так как итоговый объем метана не может быть больше объема газогидратного резервуара или объема сгенерированного газа.

Подсчетные параметры и данные, по которым описывают их изменение по площади, задавались для каждой точки расчетной сетки следующими постоянными величинами: батиметрия (глубина моря, определяющая давление, требуемое для возникновения условий стабильности гидрата), температура придонной воды и термоградиент, соленость придонной воды, мощность осадочного чехла

и мощности стратиграфических единиц западной части района исследования и вала Шатского. Подсчетные параметры с малой плотностью данных для каждой реализации определялись случайным образом методом Монте-Карло из заданных функций плотности вероятности, полученных на основе собранной статистики – доли высокопроницаемых отложений, коэффициента пористости, гидратонасыщенности (объема порового пространства, занятого гидратами), количества органического углерода, мощности осадочного чехла Восточно-Черноморской впадины и Туапсинского прогиба.

При количественной оценке использованы следующие элементы: ЗСГГ, объем метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара, генерация и миграция метана, фактические данные по прямым и косвенным признакам газогидратонасности и данным измерений и результатов анализов.

Вначале рассчитывалась ЗСГГ со следующими входными параметрами: площадь ячейки, батиметрия, соленость, температура придонной воды, термоградиент. Для определения глубины моря использована батиметрическая модель GEBCO 2023<sup>1</sup>. Глубина моря в расчетной области достигает 2200 м со средним значением 1393 м. Среднегодовое значение придонной температуры и солености морской воды с 1993 по 2020 год в узлах сетки заимствованы из физической океанологической модели GLORYS12V Морской службы Коперникус (Lellouche et al., 2021). Средние значения придонной температуры и солености в районе исследования составляют 9.2 °C и 21.8‰ соответственно. В программном комплексе

ОНРА геотермический градиент учитывается как функция плотности вероятности, однако в данной работе были внесены изменения в учет параметра в расчетах.

**Фактический материал.** Для расчетов был создан массив геотермических данных, основанный на материалах глобальной базы данных теплового потока (Fuchs, Norden, 2021). По данным из полученной статистики нами была построена карта распределения геотермического градиента Черного моря (рис. 3). Каждой точке расчетной сети присвоены значения термоградиента, согласно карте (рис. 3).

**Объем метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара,** определялся поэтапно. Эффективный и поровый объемы были последовательно получены из общего объема ЗСГГ ( $V_{зсгг}$ ) при перемножении значения доли высокопроницаемых отложений и коэффициента пористости. Функция распределения доли высокопроницаемых отложений (песчаников, известняков, алевролитов) была получена из собранной нами статистики по опубликованным в работе (Грушевская и др., 2022) результатам интерпретации геофизических исследований 12 скважин (табл. 1, рис. 2). Коэффициенты пористости высокопроницаемых отложений получены по данным нейтронного гамма-каротажа скважин также из (Грушевская и др., 2022) (табл. 1). Не охарактеризованному скважинными данными интервалу четвертичных отложений присваивались осредненные значения пористости из работы (Zillmer et al., 2005) по материалам донных сейсмостанций. В ходе дальнейших оценок использовалась характеристика, отражающая концентрацию

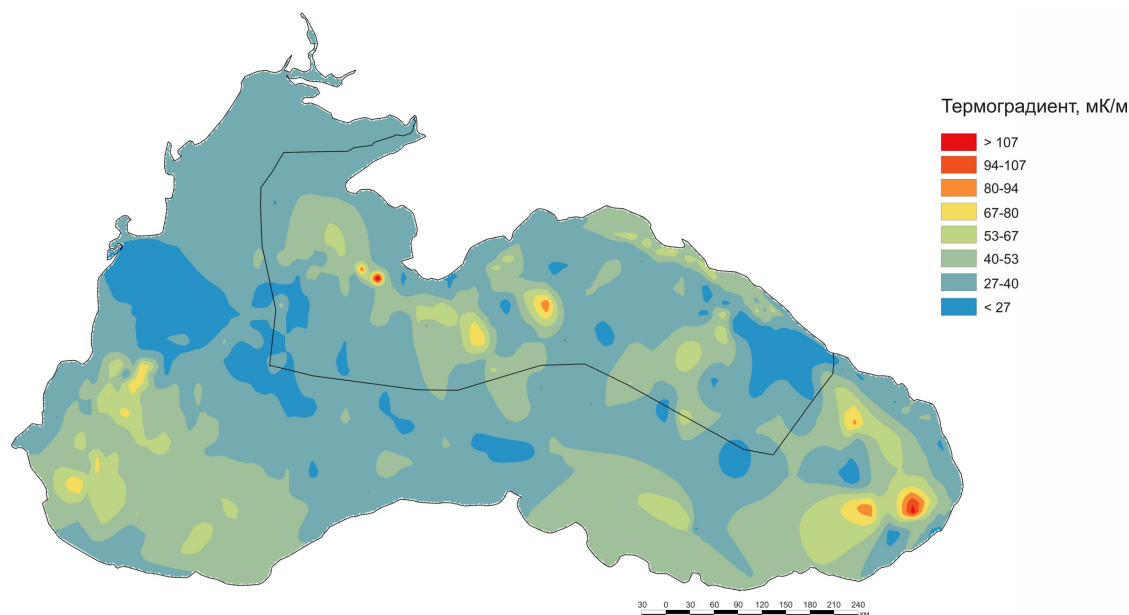


Рис. 3. Геотермический градиент в акватории Черного моря

| Подсчетные параметры с малой плотностью данных | Статистические показатели |         |      |
|------------------------------------------------|---------------------------|---------|------|
|                                                | Мин                       | Среднее | Макс |
| Доля высокопроницаемых отложений, д.ед.        | 0.09                      | 0.12    | 0.45 |
| Пористость, д.ед.                              | 0.25                      | 0.40    | 0.58 |
| Гидратонасыщенность, д.ед.                     | 0.28                      | 0.38    | 0.48 |
| Сорг, %                                        | 0.35                      | 1.11    | 4.52 |

Табл. 1. Входные параметры с малой плотностью данных

<sup>1</sup>GEBCO (2023). Батиметрическая карта мировых океанов. [http://www.gebco.net/data\\_and\\_products/gridded\\_Bathymetry\\_Data/](http://www.gebco.net/data_and_products/gridded_Bathymetry_Data/)

гидрата в отложениях – гидратонасыщенность (табл. 1). Гидратонасыщенность учитывалась только в высокопроницаемых отложениях, в глинистых разностях расчеты не проводились, так как из-за низкой проницаемости пелиты имеют низкое насыщение гидратами (Boswell et al., 2016). На последнем этапе полученный объем умножался на количество метана, способного заполнить газовые гидраты при стандартных условиях.

Учет *генерации метана* производился на основе следующих данных: содержания органического углерода (Сорг), предельного значения преобразования органического углерода в углеводороды, мощностей осадочного чехла и каждого стратиграфического горизонта, времени осадконакопления. В данной работе мы учитывали только генерацию биохимического газа, т.е. преобразование массы органического углерода метаногенными археями в биохимический метан.

Исзуемая акватория разделена на четыре района по качеству геолого-геофизических данных: (1) западная часть ИЭЗ Российской Федерации охарактеризована данными из (Грушевская и др., 2022), (2) вал Шатского – данными из (Прошляков и др., 2018), (3) Восточно-Черноморская впадина и (4) Туапсинский прогиб – данными по стратиграфическим колонкам из атласа (Мейснер, Туголесов, 2004) (рис. 2). Стратиграфически было выделено 8 пластов: четвертичный, верхнемиоценовый, плиоценовый, майкопский, эоценовый, палеоценовый, верхнемеловой, нижнемеловой-верхнеюрский. Для районов (1) и (2) для каждой точки расчетной сетки присваивались значения мощности пластов, и вычислялась общая мощность осадочного чехла посредством суммирования толщин всех учтенных горизонтов. Для районов (3) и (4) мощность осадочного чехла определялась из распределения с наиболее вероятными значениями по данным из стратиграфических колонок методом Монте-Карло.

Функция плотности вероятности Сорг была сформирована одна для всех пластов по данным 144 измерений органического углерода в плейстоцен-палеоценовых отложениях (Прошляков и др., 2018; Anders et al., 1978; Calvert et al., 1978; Morosanu, 2012) (табл. 1).

Установлено, что кероген в изучаемых отложениях относится к 2-3 типу, т.е. имеет смешанный (гумусово-сапропелевый) тип и может генерировать нефть и газ. Среднее предельное значение преобразования органического углерода в углеводороды оставляет 437 мг/г. В качестве компонентного состава газа, образующего газовые гидраты, в расчетах принят 100% метан.

Для учёта *миграции метана* в ЗСГГ учитывались *фактические данные* прямых и косвенных признаков газогидратонасности и индикаторы миграции газа ЗСГГ, полученные в ходе интерпретации данных сейсморазведки, а также положения грязевых вулканов и диапировых структур, очагов разгрузки газа и положение грунтовых станций отбора проб газовых гидратов. В качестве прямых сейсмических признаков газовых гидратов использовались газогидратообусловленные сейсмические границы BSR, амплитудно-скоростные аномалии типа VAMP (Velocity AMPlitude anomalies). Каждой точке расчетной сетки присваивался коэффициент миграции. Значение «1» использовалось, если точки расчетной сетки находились в буферной зоне (5.5 км – половина диагонали ячейки

сетки) грязевулканических построек, очагов разгрузки углеводородов, станций отбора проб газовых гидратов, а также скоплений, выявленных по BSR и VAMPs на сейсморазрезах. Если точка не попадала в буферную зону, то параметру миграции метана присваивалось значение на основе процентного содержания высокопроницаемых пород.

В работе использованы результаты интерпретации данных МОВ ОГТ по сейсморазведочным профилям из (Матвеева, 2024в), показавшие широкое распространение очагов разгрузки углеводородов и гидратообусловленных аномалий (рис. 2). Аномалии приурочены к следующим региональным морфоструктурам: Западно-Черноморской впадине, валам Шатского и Андрусова, прогибам Туапсинский и Сорокина.

Для каждой точки расчетной сети генерировалось 1000 реализаций, на основе которых были получены оценки прогнозируемых ресурсов, соответствующие вероятностям 5%, 50% и 95%.

## Результаты и обсуждение

*Ресурсные оценки количества метана российского сектора Черного моря.* В результате проведенных расчетов для всех реализаций площадь прогнозируемой зоны газогидратонакопления составила 76% от площади ИЭЗ России в Черном море (104 тыс. км<sup>2</sup>).

Полученные нами оценки сравнивались с ресурсными оценками газовых гидратов, выполненными вероятностно-статистическими методами. Таких оценок в опубликованной по субмаринным газовым гидратам литературе, не так много. Для сравнения были выбраны прогнозные ресурсы газовых гидратов по методу Монте-Карло для всей Черноморской акватории (30 тыс. км<sup>2</sup>), Мексиканского залива (458 тыс. км<sup>2</sup>) и акватории Баренцева моря (278 тыс. км<sup>2</sup>). Прогнозируемые ресурсы метана в газовых гидратах на рассматриваемой акватории оценены величинами 120.5 трлн м<sup>3</sup> с вероятностью 50% (P50), что в 1.7 раз больше ресурсов гидратного метана (P50) по всей акватории Черного моря (71.8 трлн м<sup>3</sup>) из (Merey, Sinayuc, 2016). Данное значение превышает в 16 раз среднюю оценку количества метана в фильтрогенных газовых гидратах Баренцева моря, рассчитанную вероятностно-статистическим методом (Матвеева и др., 2023) и в 5.1 раз меньше среднего значения количества гидратного метана в Мексиканском заливе, рассчитанного также вероятностно-статистическим методом (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 4).

Ресурсы метана в газовых гидратах с вероятностью 95% (P95) составили 36.7 трлн м<sup>3</sup>, что в 21.6 раза больше количества гидратного метана (P95) по всей акватории Черного моря (1.7 трлн м<sup>3</sup>) из (Merey, Sinayuc, 2016). Данные значения в 8.6 раз меньше минимальной оценки метана газовых гидратов Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 4).

Ресурсы метана в газовых гидратах с вероятностью 5% (P5) составили 361.9 трлн м<sup>3</sup>, что в 1.2 раза превышает ресурсы метана гидратов всей акватории Черного моря (297.4 трлн м<sup>3</sup>) из работы (Merey, Sinayuc, 2016). Данные значения в 2.7 раз меньше максимальной оценки метана газовых гидратов Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 4).

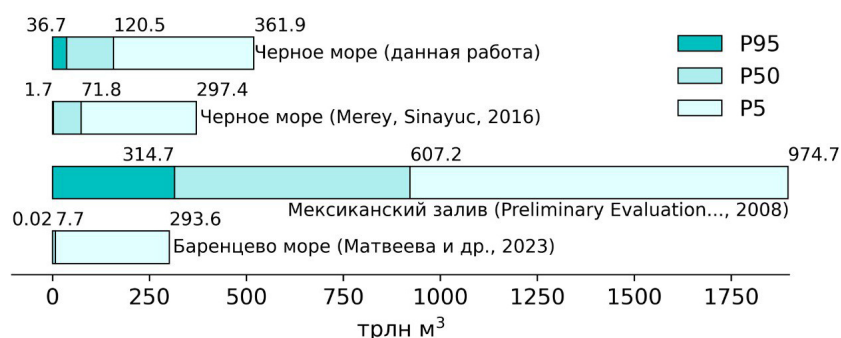


Рис. 4. Соотношение прогнозируемых ресурсов газовых гидратов в российском секторе Черного моря, всей акватории Черного моря (Merey, Sinayuc, 2016), Баренцева моря (Матвеева и др., 2023) и Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008)

Полученные количественные оценки гидратного метана в пределах ИЭЗ России в Черном море превышают ресурсный потенциал метана газовых гидратов Баренцева моря, оцененный по сходной методике с использованием OHRA, однако меньше количества гидратного метана Мексиканского залива – одного из наиболее перспективных регионов для разработки глубоководных месторождений газогидратов в США.

*Оценка влияния входных параметров на результаты расчета.* Для определения влияния входных параметров, используемых в расчетах объема газогидратного резервуара и объема сгенерированного и мигрировавшего метана, были выполнены параметрические исследования. Основная корреляция количества газовых гидратов наблюдается с изменениями параметров температуры (значений термоградиента) и батиметрии (гидростатическое давление). С уменьшением термоградиента количество газогидратов P50 растет по экспоненциальной зависимости, при увеличении глубины моря (т.е. давления) при тех же значениях термоградиента их количество P50

также возрастает. Отмечена зона на глубинах морского дна 2000–2200 м в пределах вала Шатского и Андрусова, выбивающаяся из общей зависимости, для которой характерна корреляция термоградиент-количество газогидратов P50 на уровне средних значений батиметрии (рис. 5). Это явление, по всей вероятности, обусловлено высокой придонной соленостью морских вод и/или высокими значениями придонной температуры, что приводит к уменьшению количества газового гидрата.

Высокая степень корреляции количества газогидратов P50 с указанными выше параметрами (батиметрия, термоградиент, соленость и придонная температура) свидетельствует о значительном влиянии на количественную оценку ресурсов газовых гидратов именно объема газогидратного резервуара. Аналогичная зависимость наблюдается и для количества гидратов метана P5 и P95. Однако при глубинах моря, начиная с 1500 м, количественные оценки P95 перестают коррелировать с P50 и P5, что указывает на влияние уже других параметров расчета на количество гидратного метана (рис. 6).

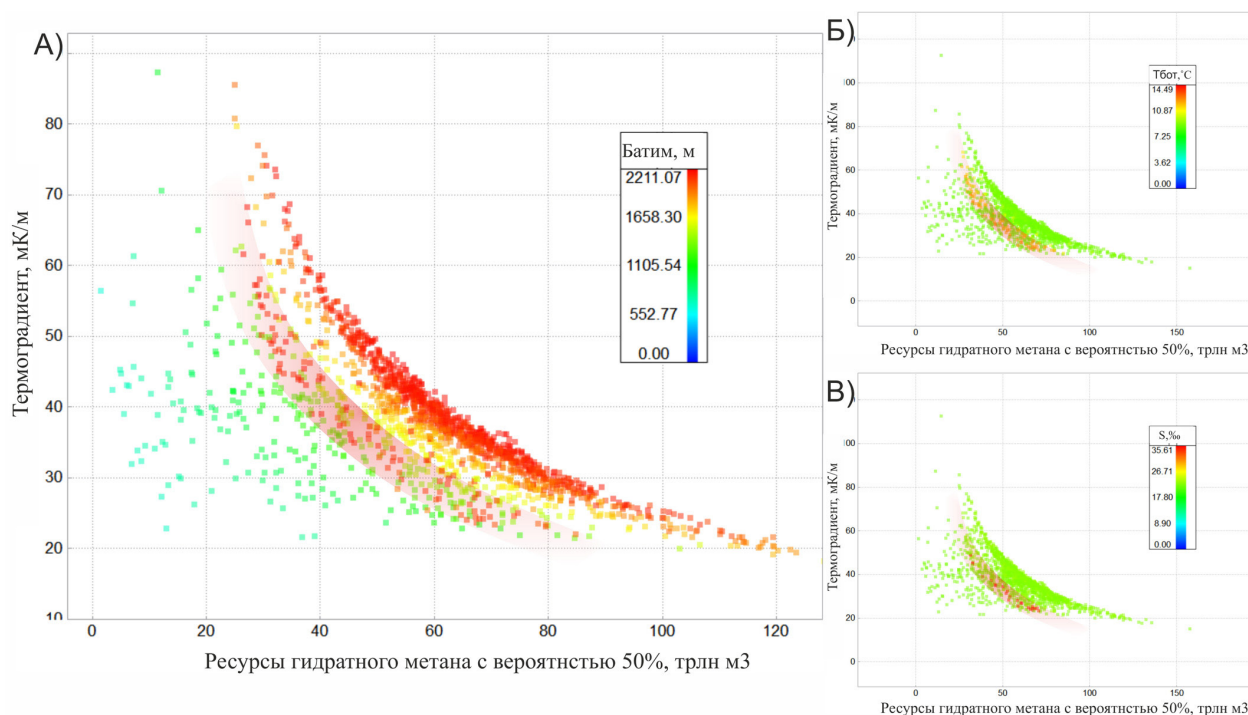


Рис. 5. Графики зависимостей количества гидратного метана с вероятностью P50 от термоградиента, цвет точек соответствует шкале параметров: А) батиметрии, Б) придонной температуры, В) солености; красная зона – аномальные значения, выбивающиеся из общей зависимости

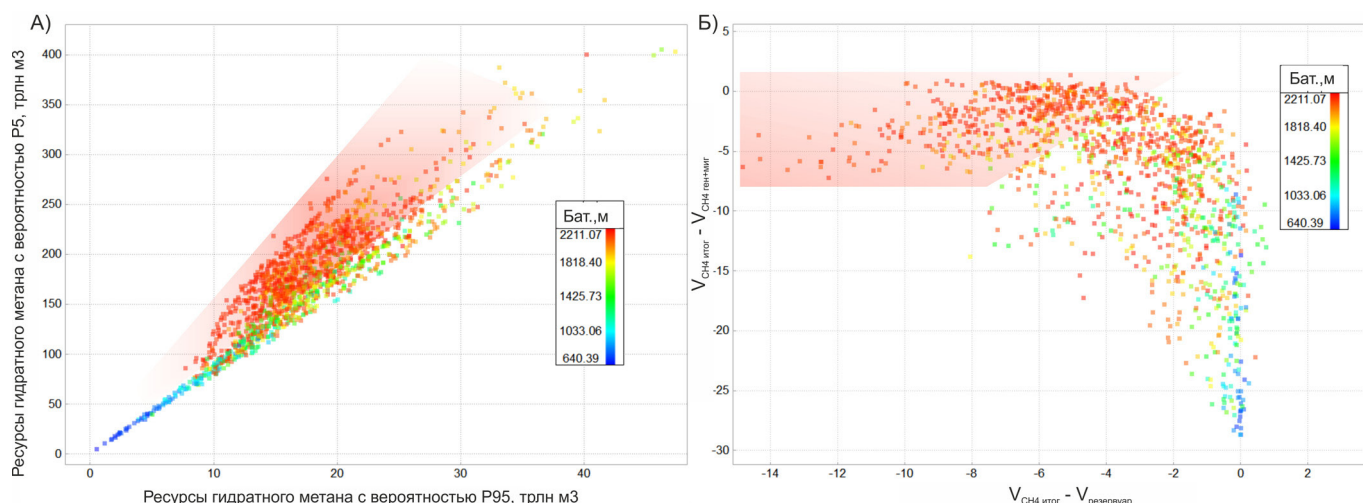


Рис. 6. Графики зависимостей: А) количества гидратного метана с вероятностями P95 и P5, Б) разницы между итоговым объемом метана, перешедшего в газовый гидрат P95, и объемом газогидратного резервуара P95 от разницы между итоговым объемом метана, перешедшего в газовый гидрат P95, и объемом метана, произведенного и мигрировавшего в ЗСГГ P95; красная зона – область, в которой ресурсная оценка связана с объемом произведенного и мигрировавшего метана

Для выявления контролирующих факторов проведены отдельные расчеты: (1) объема метана, способного полностью заполнить объем газогидратного резервуара с вероятностью 95%, и (2) объема метана, произведенного и мигрировавшего в ЗСГГ с вероятностью 95%. После чего была определена разница между итоговым объемом P95 и объемом (1), а также итоговым объемом и объемом (2). Анализ полученных данных позволил установить, что в точках со значительными глубинами морского дна минимальное количество гидратного метана (P95) преимущественно определяется объемом (2), что указывает на значительное влияние таких входных параметров, как мощность осадочного чехла и Сорг.

*Удельные плотности прогнозируемых ресурсов метана газовых гидратов. Сравнение с результатами предшествующих работ.* Как отмечается в работе (Матвеева и др., 2024а), поскольку при ресурсных оценках газовых гидратов разными авторами используются совершенно разные методы и подходы, а также разные оцениваемые площади, адекватным представляется сравнение именно удельных плотностей газогидратных ресурсов. Для сравнения полученных нами ресурсных оценок с результатами предшествующих работ по акватории Черного моря, мы рассчитали удельные плотности ресурсов газовых гидратов P5, P50, P95.

Средняя величина плотности прогнозируемых ресурсов при базовом варианте (P50) вероятностно-статистическим методом составляет 1.2 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Данное значение почти в 2.5 раза превышает рассчитанную плотность ресурсов метана при средней ее оценке в газовых гидратах (0.45 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) по всей акватории Черного моря из работы (Merey, Sinayuc, 2016) и сопоставима с плотностью средней величины ресурсов Мексиканского залива (1.29 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) (Preliminary Evaluation..., 2008) (рис. 7).

Средняя величина плотности прогнозируемых ресурсов при варианте P95 – 0.36 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, что соотносится с полученными данными авторов (Merey, Sinayuc, 2016) при минимальной оценке ресурсов метана в газовых гидратах Черного моря – 0.31 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Данное значение почти в 2 раза меньше минимальной оценки плотности гидратного метана в Мексиканском заливе (0.67 м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) (рис. 7).

Для ресурсной базы (P5) средняя плотность метана составляет 3.59 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, что в 1.3 раза меньше удельной плотности при максимальной величине ресурсов метана (4.6 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) по всей акватории Черного моря (Merey, Sinayuc, 2016). Однако данное значение в 1.7 раз больше плотности максимальной оценки гидратного метана в Мексиканском заливе (2.08 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) (рис. 7).

Разница в удельной плотности ресурсов метана в газовых гидратах, проведенной авторами (Merey, Sinayuc,



Рис. 7. Сравнение средних плотностей прогнозируемых ресурсов российского сектора Черного моря со всей акваторией Черного моря (Merey, Sinayuc, 2016) и Мексиканского залива (Preliminary Evaluation..., 2008)

2016) по всей акватории Черного моря, и работой, проведенной авторами данной статьи, обусловлена разными методами расчета. В 1D оценке генерация мощности ЗСГГ производилась случайным образом, параметр присваивался для всей акватории Черного моря, без учета площадной дифференциации. В настоящей работе был произведен 2D расчет: значения ресурсов метана в газовых гидратах рассчитывались для каждой точки расчетной сетки. Сопоставимые значения при варианте P50 и большие значения при P5 удельных плотностей метана в гидратах Черного моря относительно Мексиканского залива указывают на то, что больший ресурсный потенциал акватории США связан именно с большей площадью распространения гидратов – превышение составляет в 4.4 раза.

На полученных картах плотностей прогнозируемых ресурсов (рис. 8) во всех реализациях выделяются участки, наиболее перспективные в отношении газовых гидратов: Западно-Черноморская впадина, прогиб Сорокина, Туапсинский прогиб, вал Андрусова, северная часть Восточно-Черноморской впадины, северная и южная части вала Шатского. Данные области соотносятся с местами находок газовых гидратов в Черном море, газогидратообусловленными сейсмическими границами BSR и положением грязевых вулканов.

### Заключение

В статье представлены результаты количественной оценки прогнозируемых ресурсов метана в газовых гидратах российского сектора Черного моря вероятностно-статистическим методом.

Для количественной оценки с использованием оригинального программного обеспечения (OHRA) были использованы следующие входные параметры: глубина моря, придонная температура, соленость, термоградиент, фильтрационно-емкостные свойства газогидратного резервуара; параметры, характеризующие газогенерационный потенциал – мощность осадочного чехла и мощность каждой отдельной стратиграфической единицы, время образования отложений, Сорг, предельное значение преобразования органического углерода в углеводороды; параметры, отражающие миграционные характеристики – данные о положении геофизических аномалий (BSR, VAMP), грязевых вулканов, очагов разгрузки газа и точек отбора проб газовых гидратов. Построена карта распространения геотермического градиента Черного моря, позволившая внести корректировки в исходные расчеты.

Основная взаимосвязь рассчитанных количеств гидратного метана наблюдается между значениями термоградиента и батиметрии, однако при глубинах более 1500 м на количественную оценку P95 оказывают влияние мощность осадочного чехла и Сорг. В результате выполненных работ, прогнозируемые на основе вероятностно-статистического подхода ресурсы метана газовых гидратов российского сектора Черного моря составляют: с вероятностью 5% – 361.9 трлн м<sup>3</sup>, 50% – 120.5 трлн м<sup>3</sup>, 95% – 36.7 трлн м<sup>3</sup>.

Проведено относительное сравнение результатов ресурсных оценок, рассчитанных по сходной методике, для акваторий Черного моря, Мексиканского залива, Баренцева моря.

Впервые получены карты пространственного распределения удельных плотностей метана в гидратах для района исследования, варьирующих в базовом варианте от 0.03 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> до 3.2 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> при средней удельной плотности в пределах района работ 1.2 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Участками с наибольшей плотностью ресурсов в ИЭЗ России являются Западно-Черноморская впадина, прогиб Сорокина, Туапсинский прогиб, вал Андрусова, северная часть Восточно-Черноморской впадины, северная и южная части вала Шатского.

Выполнено сравнение удельных плотностей прогнозируемых ресурсов метана газовых гидратов в российской ИЭЗ Черного моря, всей акватории Черного моря и Мексиканском заливе. Сопоставимые значения средних удельных плотностей гидратного метана Черного моря и Мексиканского залива, полученные вероятностно-статистическим методом, свидетельствуют о том, что больший ресурсный потенциал Мексиканского залива связан с его большей площадью ЗСГГ.

### Финансирование

Публикация статьи поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

### Литература

- Афонасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. (2007). Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. М.: Научный мир, 172 с.
- Бяков Ю.А., Круглякова Р.П. (2001). Газогидраты осадочной толщи Черного моря – углеводородное сырье будущего. *Разведка и охрана недр*, 8, с. 14–19.
- Вассилев А., Димитров Л. (2002). Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море. *Геология и геофизика*, 7(43), с. 672–684.
- Герасимов М. Е., Бондарчук Г. К., Юдин В. В., Белецкий С. В. (2008). Геодинамика и тектоническое районирование Азово-Черноморского региона. Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины. *Сборник докладов VII международной конференции «Крым-2007»*, с. 115–151.
- Гинсбург Г.Д., Кремлев А.Н., Григорьев М.Н., Ларкин Г.В., Павленкин А.Д., Салтыкова Н.А. (1990). Фильтрогенные газовые гидраты в Черном море (21-й рейс НИС «Евпатория»). *Геология и геофизика*, 3, с. 10–20.
- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. (1994). Субмаринные газовые гидраты. СПб.: ВНИИОкеангеология, 199 с.
- Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. (2014). Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. М.: Недра, 457 с.
- Грушевская О.В., Навроцкий А.О., Певзнер С.Л. (2022). Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Скифской плиты и киммерийско-альпийских складчато-орогенных структур. Государственное задание № 049-00012-20-01 от 28.01.2020 г., № 049-00003-21-00 от 12.01.2021 г., № 049-00014-22-01 от 14.01.2022 г. М.: ФГБУ «ВНИГНИ». «Росгеолфонд» №544560.
- Ефремова А.Г., Жижченко Б.П. (1974). Обнаружение кристалл-гидратов газов в осадках современных акваторий. *ДАН СССР*, 5(214), с. 1179–1181.
- Конюхов А.И., Иванов М.К., Кульницкий Л.М. (1990). О грязевых вулканах и газовых гидратах в глубоководных районах Черного моря. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 12–23.
- Корсаков О.Д., Бяков Ю.А., Ступак С.Н. (1989). Газовые гидраты Черноморской впадины. *Сов. геология*, 12, с. 3–9.
- Круглякова Р.П., Зубова М.В., Копосова Т.А. (1990). Геохимическая характеристика газогидратов Черного моря. 9-я Всесоюз. *Школа Морской Геологии*, 3, с. 146.

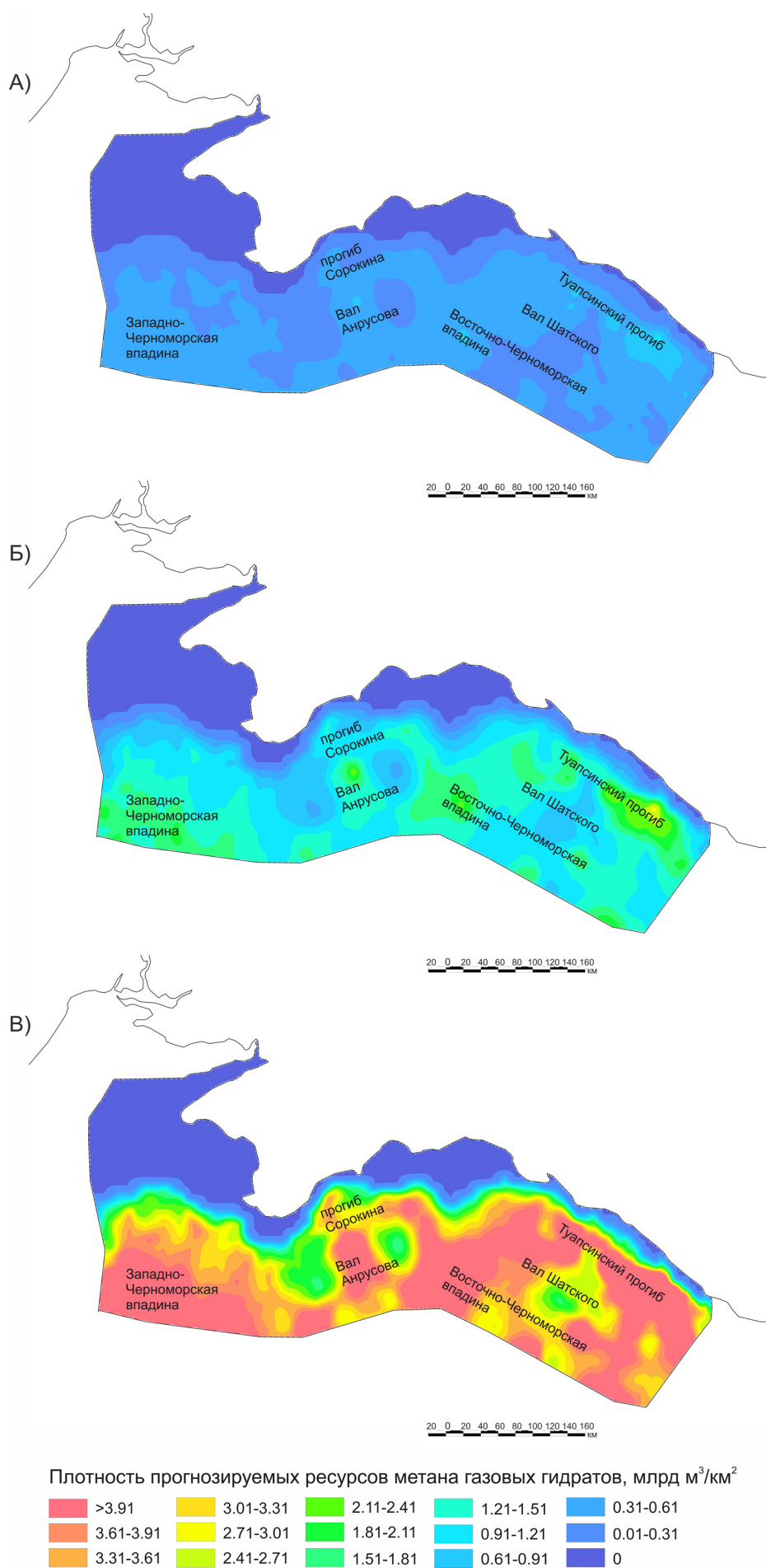


Рис. 8. Плотность прогнозируемых ресурсов метана газовых гидратов, рассчитанная методом Монте-Карло с вероятностью: А) 95%, (Б) 50%, В) 5%

Круглякова Р.П., Круглякова М.В., Шевцова Н.Т. (2009). Геолого-геохимическая характеристика естественных проявлений углеводородов в Черном море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 1, с. 37–51.

Леончик М.И., Сенин Б.В., Хортов А.В. (2015). Перспективы газонности кайнозоя Черного моря. *Вести газовой науки*, 2(22), с. 54–62.

Матвеева Т.В. (2018). Образование гидратов углеводородных газов в субаквальных обстановках. *Мировой океан. Твердые полезные ископаемые и газовые гидраты в океане*. М.: Научный мир, 3, с. 586–697.

Матвеева Т. В., Щур А. А., Чазов А. О. (2023). Перспективы газогидратонности Баренцева моря. *Труды XII Международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование (MARESEDU)-2023»*, с. 35–38.

Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. (2024а). Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок. *Геология нефти и газа*, 3, с. 81–96. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96

Матвеева Т.В., Щур Н.А., Щур А.А., Смирнов Ю.Ю. (2024б). Программный комплекс для оценки количества газа в газовых гидратах вероятностно-статистическим методом «Oceanic gas Hydrate Resources Assessment» (OHRA). Роспатент. Свид-во № 2024668338 от 15.08.2024 г.

Матвеева Т.В. (2024в). Отчет о проведении тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр. Государственное задание Федерального агентства по недропользованию № 049-00004-24-00 ФГБУ «ВНИИОкеангеология». Санкт-Петербург.

Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. (2004). Черноморский регион. Структурно-тектоническая схема. Карта масштаба 1:5 000 000. В атласе: Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГИН РАН.

Прошляков С.Л., Кузьмин Д.А., Шиханов С.Е., Новиков П.П., Ерух Д.В., Егорова Е.С., Посысов А.А. (2018). Отчет о результатах бурения поисково-оценочной скважины Мария-1 в пределах лицензионного участка «Западно-Черноморская площадь». Краснодар. «Росгеолфонд» №531886.

Суслова А.А., Ступакова А.В. (2020). Нефтегазоносные бассейны шельфа России. *Neftegaz.RU*. [https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/524204-neftegazonosnye-basseyny-shelfa-rossii/?clear\\_cache=Y](https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/524204-neftegazonosnye-basseyny-shelfa-rossii/?clear_cache=Y)

Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А. (2018). Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS. *Георесурсы*, 3(20), с. 158–164. DOI: 10.18599/grs.2018.3.158-164

Шнюков Е.Ф., Митин Л.И., Клещенко С.А. (1993). Зона акустических аномалий в Черном море вблизи Севастополя. *Геологический журнал*, 3, с. 62–67.

Шнюков Е.Ф. (2005). Газогидраты метана в Черном море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 2, с. 41–52.

Anders D.F., Claypool G.E., Lubeck C.M., Patterson J.M. (1978). Preliminary results, organic geochemical investigation of Black Sea sediments: deep sea drilling project. Leg 42B. Initial Reports of the Deep-Sea Drilling Project. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.137.1978>

Boswell R., Shipp C., Reichel T., Shelander D., Saeki T., Frye M., Shedd W., Collett T.S., McConnell D.R. (2016). Prospecting for marine gas hydrate resources. *Interpretation*, 4(1), pp. SA13–SA24. doi: 10.1190/INT-2015-0036.1

Calvert S.E., Batchelor C.H. (1978). Major and minor element geochemistry of sediments from Hole 379A, Leg 42B, Deep Sea Drilling Project. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. U.S. Government Printing Office, Washington, pp. 527–541. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.116.1978>

Fuchs S., Norden B. (2021). The Global Heat Flow Database: Release 2021. GFZ Data Services. International Heat Flow Commission. <https://doi.org/10.5880/fidgeo.2021.014>

Gaynanov V.G., Bouriak S.V., Ivanov, M.K. (1998). Seismic evidence for gas accumulation related to the area of mud volcanism in the deep Black Sea. *Geo-Marine Letters*, 18, pp. 139–145. <https://doi.org/10.1007/s003670050061>

Hyndman R.D., Spence G.D. (1992). A seismic study of methane hydrate marine bottom simulating reflectors. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 97(B5), pp. 6683–6698. <https://doi.org/10.1029/92JB00234>

Ivanov M.K., Limonov A.F., Woodside J.M. (1998). Extensive deep fluid flux through the sea floor on the Crimean continental margin (Black Sea). Gas Hydrates: Relevance to World Margin Stability and Climate Change. Geological Society. London. Special Publications, 137, pp. 195–213. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.137.01.16>

Lellouche J.M., Greiner E., Romain B.D. et al. (2021). The Copernicus Global 1/12° Oceanic and Sea Ice GLORYS12 Reanalysis. *Frontiers in Earth Science*, 9. doi: 10.3389/feart.2021.698876

Ludmann T., Wong H.K., Konerding P., Zillmer M., Petersen J., Fluh E. (2004). Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea. *Geo-Mar Lett*, 24, pp. 182–193. doi: 10.1007/s00367-004-0169-y

Mazurenko L.L., Soloviev V.A., Ivanov M.K., Stadnitskaya A. (2002). Mud volcano gas hydrates of the Black Sea. *Proc. International Conference: Minerals of the Ocean*. April 20-23. St.Petersburg, pp.146–147.

Meray S., Sinayuc C. (2016). Investigation of gas hydrate potential of the Black Sea and modelling of gas production from a hypothetical Class 1 methane hydrate reservoir in the Black Sea conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, pp. 66–79. doi: 10.1016/j.jngse.2015.12.048.

Morosanu I. (2012). The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau. *Romanian Journal of Earth Sciences*, 2(86), pp. 91–109.

Preliminary Evaluation of In-Place Gas Hydrate Resources: Gulf of Mexico Outer Continental Shelf. (2008). U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Resource Evaluation Division.

Zillmer M., Flueh E.R., Petersen J. (2005) Seismic investigation of a bottom simulating reflector and quantification of gas hydrate in the Black Sea. *Geophysical Journal International*, 161(3), pp. 662–678. doi: 10.1111/j.1365-246X.2005.02635.x

## Сведения об авторах

**Ирина Геннадьевна Чернова** – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга; аспирант, Санкт-Петербургский государственный университет

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: i.chernova@vniio.ru

**Татьяна Валерьевна Матвеева** – кандидат геол.-минерал. наук, ученый секретарь, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: t.matveeva@vniio.ru

**Артем Олегович Чазов** – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: a.chazov@vniio.ru

**Юрий Юрьевич Смирнов** – ведущий инженер, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга; аспирант, Российский государственный гидрометеорологический университет

Россия, 190121, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 124

e-mail: y.smirnov@vniio.ru

Статья поступила в редакцию 18.12.2024;

Принята к публикации 18.04.2025;

Опубликована 20.09.2025

# Probabilistic assessment of spatial distribution of hydrate methane resources within the economic zone of the Russian Federation of the Black Sea

I.G. Chernova<sup>1,2\*</sup>, T.V. Matveeva<sup>1</sup>, A.O. Chazov<sup>1</sup>, Yu.Yu. Smirnov<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean, Saint Petersburg, Russian Federation

<sup>2</sup>Saint Petersburg State University, Saint Petersburg, Russian Federation

<sup>3</sup>Russian State Hydrometeorological University, Saint Petersburg, Russian Federation

\* Corresponding author: Irina G. Chernova, e-mail: i.chernova@vniio.ru

**Abstract.** The results of gas hydrate resources assessment within the Black Sea exclusive economic zone of the Russian Federation by probabilistic-statistical method using the original OHRA (“Oceanic gas Hydrate Resource Assessment”) software are presented. The results of gas hydrate resources assessment in the Black Sea exclusive economic zone of the Russian Federation by probabilistic-statistical method using the original OHRA software are presented. The quantitative assessment performed with data binding to the calculated grid; the specific density of methane resources in gas hydrates is estimated. For the geothermal data account a map of the geothermal gradient of the Black Sea has been compiled. The amount of methane in hydrates is estimated as much as 361.9 trillion with a probability of 5%, 120.5 trillion with a probability of 50%, 36.7 trillion m<sup>3</sup> with a probability of 95%. It has been established that temperature and pressure are the parameters that have the greatest impact on the resource assessment of gas hydrates in the study area. At the sea depths of more than 1,500 m, the resources of P95 are influenced by the mass of methane produced and migrated to the gas hydrate stability zone. The average specific density values of hydrated methane are estimated to be (probability 50%) 1.2 billion, probability 95% – 0.36 billion, probability 5% – 3.59 billion m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>. The most promising in relation to gas hydrates areas within the Russian exclusive economic zone are the West Black Sea Depression, Sorokin Trough, Tuapse Trough, the Andrusov Ridge, the northern part of the East Black Sea Depression, the northern and the southern parts of the Shatsky Ridge.

**Keywords:** resource assessments of gas hydrates, the Black Sea, the probabilistic-statistical methods, Monte-Carlo, gas hydrate stability zone

## Acknowledgements

The publication of the article was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

**Recommended citation:** Chernova I.G., Matveeva T.V., Chazov A.O., Smirnov Yu.Yu. (2025). Probabilistic assessment of spatial distribution of hydrate methane resources within the economic zone of the Russian Federation of the Black Sea. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 51–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.4>

## References

- Afonasenkov A.P., Nikishin A.M., Obukhov A.N. (2007). Geological structure and hydrocarbon potential of the East Black Sea region. Moscow: Nauchnyy mir, 172 p. (In Russ.)
- Anders D.F., Claypool G.E., Lubeck C.M., Patterson J.M. (1978). Preliminary results, organic geochemical investigation of Black Sea sediments: deep sea drilling project. Leg 42B. Initial Reports of the Deep-Sea Drilling Project. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.137.1978>
- Boswell R., Shipp C., Reichel T., Shelander D., Saeki T., Frye M., Shedd W., Collett T.S., McConnell D.R. (2016). Prospecting for marine gas hydrate resources. *Interpretation*, 4(1), pp. SA13–SA24. doi: 10.1190/INT-2015-0036.1
- Byakov Yu.A., Krugliakova R.P. (2001). Gas hydrates of the sedimentary strata of the Black Sea are the hydrocarbon raw materials of the future. *Razvedka i okhrana neдр*, 8, pp. 14–19. (In Russ.)
- Calvert S.E., Batchelor C.H. (1978). Major and minor element geochemistry of sediments from Hole 379A, Leg 42B, Deep Sea Drilling Project. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. U.S. Government Printing Office, Washington, pp. 527–541. <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.42-2.116.1978>
- Efremova A.G., Zhizhenko B.P. (1974). Detection of gas crystal hydrates in sediments of modern water areas. *DAN SSSR*, 5(214), pp. 1179–1181. (In Russ.)
- Fuchs S., Norden B. (2021). The Global Heat Flow Database: Release 2021. GFZ Data Services. International Heat Flow Commission. <https://doi.org/10.5880/figeo.2021.014>
- Gaynanov V.G., Bouriak S.V., Ivanov, M.K. (1998). Seismic evidence for gas accumulation related to the area of mud volcanism in the deep Black Sea. *Geo-Marine Letters*, 18, pp. 139–145. <https://doi.org/10.1007/s003670050061>
- Gerasimov M.E., Bondarchuk G.K., Yudin V.V., Beletsky S.V. (2008). Geodynamics and tectonic zoning of the Azov-Black Sea region. Geodynamics, tectonics and fluid dynamics of oil and gas regions of Ukraine. *Coll. papers: VII International Conference “Crimea-2007”*, pp. 115–151. (In Russ.)
- Ginsburg G.D., Kremlev A.N., Grigoriev M.N., Larkin G.V., Pavlenkin A.D., Saltykova N.A. (1990). Filterogenic gas hydrates in the Black Sea (21st voyage of the research vessel “Evpatoria”). *Geologiya i geofizika*, 3, pp. 10–20. (In Russ.)
- Ginsburg G.D., Soloviev V.A. (1994). Submarine gas hydrates. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya, 199 p. (In Russ.)
- Glumov I.F., Gulev V.L., Senin B.V., Karnaukhov S.M. (2014). Regional geology and oil and gas potential of the Black Sea deep-sea basin and adjacent shelf zones. Moscow: Nedra, 457 p. (In Russ.)
- Grushevskaya O.V., Navrotsky A.O., Pevzner S.L. (2022). Clarification of the geological structure and oil and gas potential of the junction zone of the Scythian plate and the Cimmerian-Alpine folded-orogenic structures. State assignment No. 049-00012-20-01 of 01/28/2020, No. 049-00003-21-00 of 01/12/2021, No. 049-00014-22-01 dated 14.01.2022. Moscow: FGBU “VNIGNI”. “Rosgeolfond” No. 544560. (In Russ.)
- Hyndman R.D., Spence G.D. (1992). A seismic study of methane hydrate marine bottom simulating reflectors. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 97(B5), pp. 6683–6698. <https://doi.org/10.1029/92JB00234>
- Ivanov M.K., Limonov A.F., Woodside J.M. (1998). Extensive deep fluid flux through the sea floor on the Crimean continental margin (Black Sea). Gas Hydrates: Relevance to World Margin Stability and Climate Change. Geological Society. London. Special Publications, 137, pp. 195–213. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.137.01.16>

- Khisamov R.S., Safarov A.F., Kalimullin A.M., Dryagalkina A.A. (2018). Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources according to the international classification SPE-PRMS. *Georesursy = Georesources*, 20(3), pp. 158–164. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.158-164>
- Konyukhov A.I., Ivanov M.K., Kulnitsky L.M. (1990). On mud volcanoes and gas hydrates in the deep-water areas of the Black Sea. *Lithology and mineral resources*, 3, pp. 12–23.
- Korsakov O.D., Byakov Yu.A., Stupak S.N. (1989). Gas hydrates of the Black Sea depression. *Sov. geology*, 12, pp. 3–9. (In Russ.)
- Korsakov O.D., Byakov Yu.A., Stupak S.N. (1989). Gas hydrates of the Black Sea depression. *Sov. geology*, 12, pp. 3–9. (In Russ.)
- Kruglyakova R.P., Kruglyakova M.V., Shevtsova N.T. (2009). Geological and geochemical characteristics of natural manifestations of hydrocarbons in the Black Sea. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, 1, pp. 37–51. (In Russ.)
- Kruglyakova R.P., Zubova M.V., Kuposova T.A. (1990). Geochemical characteristics of gas hydrates of the Black Sea. *9th All-Union. School of Marine Geology*, 3, p. 146. (In Russ.)
- Lellouche J.M., Greiner E., Romain B.D. et al. (2021). The Copernicus Global 1/12° Oceanic and Sea Ice GLORYS12 Reanalysis. *Frontiers in Earth Science*, 9. doi: 10.3389/feart.2021.698876
- Leonchik M.I., Senin B.V., Khortov A.V. (2015). Prospects for gas content in the Cenozoic Black Sea. *Vesti gazovoy nauki*, 2(22), pp. 54–62. (In Russ.)
- Ludmann T., Wong H.K., Konering P., Zillmer M., Petersen J., Fluh E. (2004). Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea. *Geo-Mar Lett*, 24, pp. 182–193. doi: 10.1007/s00367-004-0169-y
- Matveeva T. V., Shchur A. A., Chazov A. O. (2023). Prospects for gas hydrate content in the Barents Sea. *Proc. XII International Scientific and Practical Conference “Marine Research and Education (MARESEDU)-2023”*, pp. 35–38. (In Russ.)
- Matveeva T.V. (2018). Formation of hydrates of hydrocarbon gases in subaqueous environments. *World Ocean. Solid minerals and gas hydrates in the ocean*. Moscow: Nauchnyy mir, 3, pp. 586–697. (In Russ.)
- Matveeva T.V. (2024c). Report on thematic and experimental and methodological work related to geological study of the subsoil. State assignment of the Federal Agency for Subsoil Use No. 049-00004-24-00 “VNIOkeangeologiya”. St. Petersburg. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. (2024a). Gas hydrates of water areas: methods and results of resource assessments. *Geologiya nefi i gaza*, 3, pp. 81–96. (In Russ.)
- Matveeva T.V., Shchur N.A., Shchur A.A., Smirnov Yu.Yu. (2024b). Software package for assessing the amount of gas in gas hydrates using the probabilistic-statistical method “Oceanic gas Hydrate Resources Assessment” (OHRA). Rospatent. Certificate No. 2024668338 dated 15.08.2024. (In Russ.)
- Mazurenko L.L., Soloviev V.A., Ivanov M.K., Stadnitskaya A. (2002). Mud volcano gas hydrates of the Black Sea. *Proc. International Conference: Minerals of the Ocean*. April 20–23. St.Petersburg, pp.146–147.
- Meisner L.B., Tugolesov D.A. (2004). Black Sea region. Structural-tectonic scheme. Map scale 1:5 000 000. In the atlas: *Geology and mineral resources of the shelves of Russia*. Moscow: GIN RAS. (In Russ.)
- Merey S., Sinayuc C. (2016). Investigation of gas hydrate potential of the Black Sea and modelling of gas production from a hypothetical Class 1 methane hydrate reservoir in the Black Sea conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, pp. 66–79. doi: 10.1016/j.jngse.2015.12.048.
- Morosanu I. (2012). The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau. *Romanian Journal of Earth Sciences*, 2(86), pp. 91–109.
- Preliminary Evaluation of In-Place Gas Hydrate Resources: Gulf of Mexico Outer Continental Shelf. (2008). U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Resource Evaluation Division.
- Proshlyakov S.L., Kuzmin D.A., Shikhanov S.E., Novikov P.P., Erukh D.V., Egorova E.S., Posysoev A.A. (2018). Report on the results of drilling the prospecting and appraisal well Maria-1 within the license area “West-Chernomorskaya area”. Krasnodar. “Rosgeolfond” No. 531886. (In Russ.)
- Shnyukov E.F. (2005). Methane gas hydrates in the Black Sea. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, 2, pp. 41–52. (In Russ.)
- Shnyukov E.F., Mitin L.I., Kleshchenko S.A. (1993). Zone of acoustic anomalies in the Black Sea near Sevastopol. *Geologicheskij zhurnal*, 3, pp. 62–67. (In Russ.)
- Suslova A.A., Stupakova A.V. (2020). Oil and gas basins of the Russian shelf. *Neftegaz.RU*. [https://magazine.neftgaz.ru/articles/geologorazvedka/524204-neftegazonosnye-basseyiny-shelfa-rossii/?clear\\_cache=Y](https://magazine.neftgaz.ru/articles/geologorazvedka/524204-neftegazonosnye-basseyiny-shelfa-rossii/?clear_cache=Y)
- Vassilev A., Dimitrov L. (2002). Assessment of the spatial distribution and reserves of gas hydrates in the Black Sea. *Russian Geology and Geophysics*, 7(43), pp. 672–684. (In Russ.)
- Zillmer M., Flueh E.R., Petersen J. (2005). Seismic investigation of a bottom simulating reflector and quantification of gas hydrate in the Black Sea, *Geophysical Journal International*, 161(3), pp. 662–678. doi: 10.1111/j.1365-246X.2005.02635.x

## About the Authors

**Irina G. Chernova** – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean; Postgraduate Student, Saint Petersburg State University

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation  
e-mail: i.chernova@vniio.ru

**Tatiana V. Matveeva** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Academic Secretary, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation  
e-mail: t.matveeva@vniio.ru

**Artem O. Chazov** – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation  
e-mail: a.chazov@vniio.ru

**Yury Yu. Smirnov** – Lead Engineer, All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World Ocean; Postgraduate Student, Russian State Hydrometeorological University

124 Moika River Embankment, Saint Petersburg, 190121, Russian Federation  
e-mail: y.smirnov@vniio.ru

Manuscript received 18 December 2024;

Accepted 18 April 2025;

Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)