

УДК 553.98:550.84

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116

## Газогеохимические признаки нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа

© 2024 г. | А.И. Гресов

ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт имени В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток, Россия; gresov@poi.dvo.ru

Поступила 04.08.2024 г.

Доработана 30.08.2024 г.

Принята к печати 11.10.2024 г.

**Ключевые слова:** донные отложения; углеводородные газы; газогеохимические показатели; геологический фактор; нефтегазоносность; Восточно-Арктический шельф.

**Аннотация:** В результате газогеохимических исследований донных отложений Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа и интерпретации полученных данных в регионе выявлены прямые признаки формирования залежей углеводородов. Установленные показатели изотопного состава  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ , молекулярной массы углеводородной фракции, массовых концентраций углеводородов  $\text{C}_1-\text{C}_5$  и их соотношений (коэффициентов влажности и преобразованности) свидетельствуют о доминировании в осадках эпигенетических (миграционных) газов различных материнских источников, в том числе угольных, газовых и предполагаемых залежей конденсатного и нефтяного ряда. При этом эпигенетические углеводородные газы нефтегазовых залежей характеризуются средними значениями  $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$  — 323 г/кг УВ-фракции,  $M_{\text{вб}}$  — 19,48 г/моль,  $K_{\text{вн}}$  — 32,3 %,  $K_{\text{пр}}$  — 176 усл. ед.,  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  и  $\text{C}_2\text{H}_6$  (–42,3 и –22,4 ‰); газонефтяных и нефтяных — 452–500 г/кг, 21,25 и 22,18 г/моль, 45,2 и 50 %, 280 и 307 усл. ед.,  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  и  $\text{C}_2\text{H}_6$  (–43,8...–41,9 ‰ и –22...–21,9 ‰), т. е. максимальными газогеохимическими показателями. Установлено, что донные отложения на площадях развития нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей также характеризуются максимальными средними концентрациями  $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$  — 0,0186, 0,02627 и 0,02818  $\text{cm}^3/\text{kg}$  соответственно. На основании полученных материалов оконтурены прогнозные нефтяные, газонефтяные и нефтяные залежи и оценены перспективы нефтегазоносности района исследований.

Для цитирования: Гресов А.И. Газогеохимические признаки нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа // Геология нефти и газа. — 2024. — № 5. — С. 105–116. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116.

Финансирование: Газогеохимические и аналитические исследования выполнены в рамках гостемы ТОИ ДВО РАН № FWM-2024-0029: «Геология и геохимия природных газов, газогеохимические индикаторы геологических процессов и полезных ископаемых Мирового океана».

## Sedimentary basins and geostructures of Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf: gas-geochemical indicator of oil and gas occurrence

© 2024 | A.I. Gresov

V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia; gresov@poi.dvo.ru

Received 04.08.2024

Revised 30.08.2024

Accepted for publication 11.10.2024

**Key words:** seafloor sediments; hydrocarbon gas; gas-geochemical indicators; geological factor; oil and gas occurrence; East Arctic shelf.

**Abstract:** Gas-geochemical studies of seafloor sediments from the Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf and interpretation of the data obtained resulted in revealing direct indicators of hydrocarbon accumulation formation in the region. The determined values of  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$  isotopic composition, molecular weight of hydrocarbon fraction, mass concentration of  $\text{C}_1-\text{C}_5$  hydrocarbons and their ratios (water content and maturation coefficients) are indicative of the fact that epigenetic (migration) gases from different sources dominate in sediments, including coal, gas, and supposed hydrocarbon accumulations of condensate and oil series. It should be noted that epigenetic hydrocarbon gases of oil and gas accumulations have maximum gas-geochemical indicators, that is their average values are as follows:  $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$  — 323 g/kg in hydrocarbon fraction, molecular weight of the hydrocarbon fraction is 19.48 g/mol, water content coefficient — 32.3 %, maturation coefficient — 176 c.u.,  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  and  $\text{C}_2\text{H}_6$  (–42.3 and –22.4 ‰). At the same time, these values differ in gas-oil and oil accumulations: 452–500 g/kg, 21.25 and 22.18 g/mol, 45.2 and 50 %, 280 and 307 c.u.,  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  and  $\text{C}_2\text{H}_6$  (–43,8...–41.9 ‰ and –22...–21.9 ‰). It is found that seafloor deposits in the areas of oil and gas, gas and oil, and oil accumulation occurrence also have maximum average concentrations of  $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$ : 0.0186, 0.02627, and 0.02818  $\text{cm}^3/\text{kg}$ , respectively. On the basis of the information obtained, the predicted oil and gas, gas and oil, and oil accumulations are delineated, and petroleum potential of the study areas is evaluated.

*For citation: Gresov A.I. Sedimentary basins and geostructures of Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf: gas-geochemical indicator of oil and gas occurrence. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(5):105–116. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116. In Russ.*

*Funding: Gas-geochemical and analytic studies were conducted under the state-defined topic No. FWMM-2024-0029 (V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch, Russian Academy of Sciences): "Geology and geochemistry of natural gases, gas-geochemical indicators of World Ocean geological processes and mineral resources".*

## Введение

Лаптево-Сибироморская зона является переходной территорией морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, включающей Новосибирский островной архипелаг, континентальное обрамление и шельфы указанных морей. Лаптево-Сибироморская зона ограничена с востока главным структурным швом, Решетниковским поднятием и Благовещенской террасой, с запада — Северо-Лаптевским и Омолойским прогибами (рис. 1).

Геологическое строение геоструктур в границах Лаптево-Сибироморской зоны изучено неравномерно. Максимальной степенью геологической изученности характеризуются территория островного архипелага (Котельнического и Решетниковского поднятий) и площадь прилегающего к нему шельфа, где материалы геологического картирования заверены данными бурения мелких скважин и геофизических работ. Геологическая информация по шельфу региона базируется на материалах сейсмических исследований КМПВ, МОВ ОГТ, бурения мелких скважин и данных керноотборных трубок для верхней части разреза [1–11].

В процессе вышеуказанных исследований установлено, что для осадочных бассейнов Лаптево-Сибироморской зоны характерны следующие признаки нефтегазоносности [14]:

- большой объем слабодислоцированных осадочных пород и присутствие в них породных толщ, обогащенных органическим углеродом и битуминозными образованиями;

- глубина погружения осадочно-породных комплексов в пределах 3–12 км, достаточная для того, чтобы нефтепроизводящие толщи оказались в термобарических условиях главной зоны нефтеобразования;

- присутствие в осадочной толще природных резервуаров, состоящих из пород-коллекторов и перекрывающих их флюидоупоров, а также УВ-ловушек, в которых возможно формирование залежей нефти и газа.

Данные ранее выполненных [1–3, 15–19] и настоящих газогеохимических исследований УВ-газов пород и донных отложений подтверждают перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Лаптево-Сибироморской зоны.

Основная цель настоящей статьи заключается в обобщении, систематизации и сравнительном научном анализе имеющихся и полученных данных геологических и газогеохимических исследований, позволяющих определить распределение залежей УВ-газов различных газоматеринских источни-

ков и оценить перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны. Актуальность проведенной работы обусловлена слабой изученностью региона и приоритетом научно-прикладных исследований в арктической зоне России в соответствии с положениями «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года».

## Методы и материалы

Основным материалом газогеохимических исследований являлись керны донных отложений 68 станций, отобранных грунтоотборными трубками, дночерпателями и мультикорами с НИС «Академик Лаврентьев», гидрографических и попутных судов Дальневосточного пароходства, а также прибрежными экспедициями. В процессе работ использовался метод поинтервального отбора керна осадков в герметические сосуды с последующей их дегазацией и анализом газа. Методика опробования, дегазации, хроматографического анализа и обработки данных газогеохимических исследований соответствовала действующему Руководству [20] и ГОСТу [21]. Изучение изотопного состава углерода  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  и  $\text{C}_2\text{H}_6$  осуществлялось в лабораториях стабильных изотопов ВСЕГИИ и ДВГИ ДВО РАН по аттестованным и оптимизированным для данных исследований методикам.

Для определения генезиса УВ-газов использовался комплексный метод расчета геохимических показателей: молекулярной массы УВ-фракции, массовых концентраций  $\text{C}_1-\text{C}_5$ , нормированных по отношению к  $M_{\text{УВ}}$  в долях целого на 1000 (или в г/кг газа УВ-фракции) [22], и их отношений — коэффициентов преобразованности ( $K_{\text{пр}}$ ) [23] и влажности ( $K_{\text{вл}}$ ) [24] УВ-фракции в виде:

$$K_{\text{вл}} = \Sigma \text{C}_2-\text{C}_5 / \Sigma \text{C}_{1-5} \cdot 100,$$

$$K_{\text{пр}} = (\text{C}_2 \cdot \text{C}_4) / \text{C}_3,$$

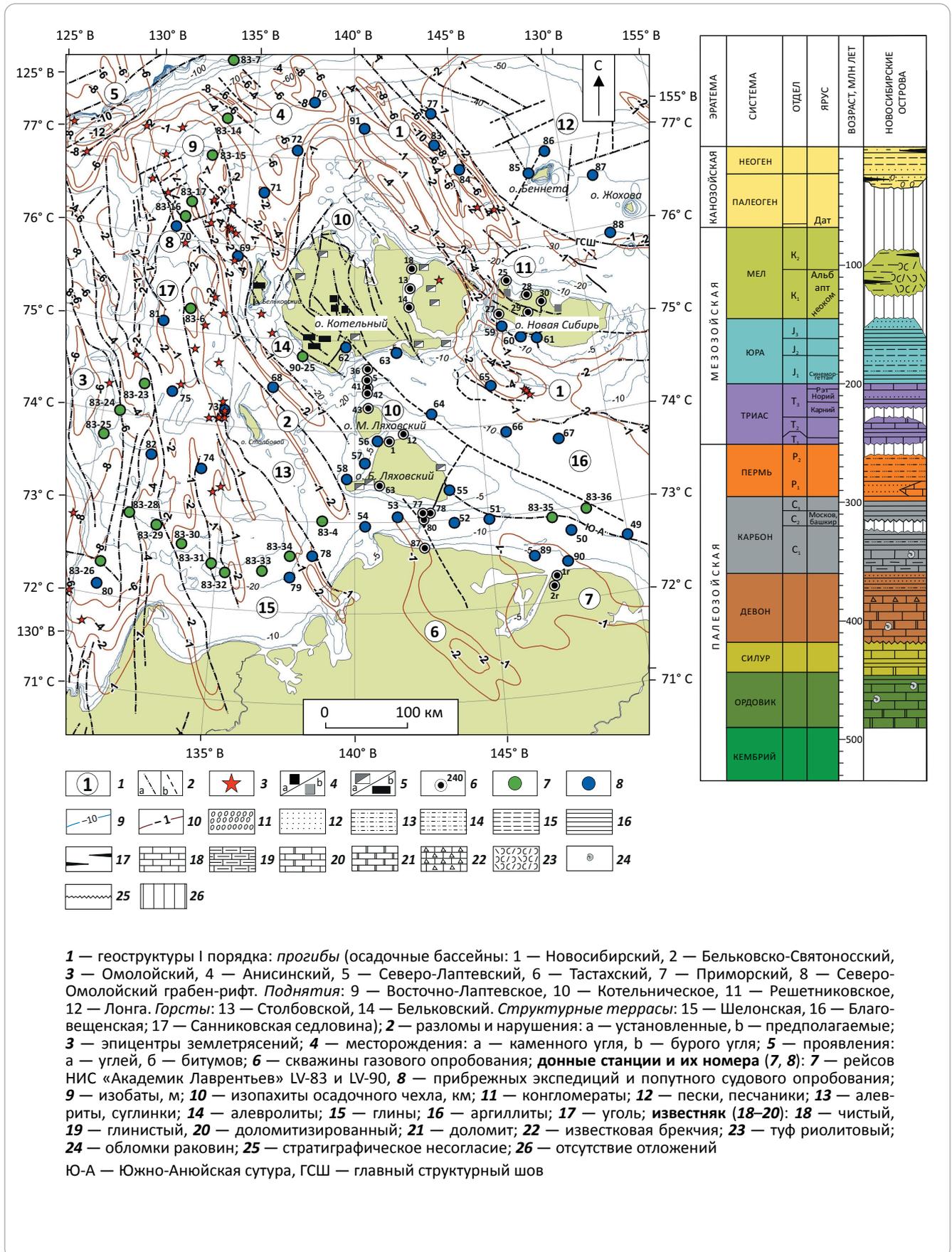
где  $\text{C}_1-\text{C}_5$  — массовые концентрации УВ в долях на 1000.

В связи с развитием в ряде районов Лаптево-Сибироморской зоны процессов сульфатредукции в верхней части разреза донных отложений, искажающих достоверные значения газогеохимических показателей, за основу генетического классифицирования УВ-газов принимались данные нижнего горизонта, характеризующегося обычно повышенными значениями их концентраций.

Оцифровка и пространственно-математическая интерпретация результатов исследований проводились в программном комплексе ESRI®ArcGIS с

Рис. 1. Геоструктурная карта Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны [1, 2, 12] и литолого-стратиграфическая колонка Новосибирских островов [13]

Fig. 1. Map of geological structures of the Laptev-Siberian Sea geosubstructural zone [1, 2, 12] lithologic and stratigraphic chart for New Siberian Islands [13]



Legend for Fig. 1, end.

1 — 1-st order geological structures: troughs (sedimentary basins: 1 — Novosibirsky, 2 — Bel'kovsky-Svyatonosky, 3 — Omoloisky, 4 — Anisinsky, 5 — North Laptevsky, 6 — Tastakhsky, 7 — Primorsky, 8 — North Omoloisky graben-rift. Highs: 9 — East Laptevsky, 10 — Kotelnichesky, 11 — Reshetnikovsky, 12 — Long. Horsts: 13 — Stolbovsky, 14 — Bel'kovsky. Structural terraces: 15 — Shelonsky, 16 — Blagoveschensky; 17 — Sannikovsky saddle); 2 — faults: a — identified, b — supposed; 3 — earthquake epicentres; 4 — fields: a — hard coal, b — pitch coal; 5 — a — coal shows, b — bitumen shows; 6 — gas sampling wells; **seafloor stations and their numbers (7, 8): 7** — LV-83 and LV-90 routes of Akademik Lavrent'ev research vessel, **8** — nearshore surveys and occasional shipboard sampling; 9 — isobath, m; 10 — sedimentary cover isopachs, km; 11 — conglomerate; 12 — sand, sandstone; 13 — silt, loam; 14 — siltstone; 15 — clay; 16 — claystone; 17 — coal; **limestone (18–20): 18** — pure, 19 — argillaceous, 20 — dolomitized; 21 — dolomite; 22 — calcareous breccia; 23 — rhyolitic tuff; 24 — fragments of shells; 25 — nondepositional unconformity; 26 — absence of deposits  
Ю-А — South Anyuisky suture, ГСШ — main structural suture

помощью модуля Geostatistical Analyst по методу обратных взвешенных расстояний (IDW).

### Геологическая характеристика

В связи с отсутствием глубоких скважин, геологическая характеристика Лаптево-Сибироморской зоны основывается на данных геолого-съемочных и сейсморазведочных работ МОВ ОГТ лаборатории Региональной геодинамики треста «Севморнефтегеофизика», Федерального института геологии и природных ресурсов (Германия), ОАО «Севморгеология» и МАГЭ, а также бурения мелких скважин и керноотборных трубок в верхней части разреза в пределах Новосибирских островов и шельфа.

**Стратиграфия и литология.** Протерозойские образования Лаптево-Сибироморской зоны представлены кристаллическими сланцами и амфиболитами, палеозойские — кембрий-силурийским, девон-нижнекаменноугольным и среднекаменноугольно-пермским карбонатным и терригенно-карбонатным комплексами, установленными в обнажениях островов Беннетта, Котельный и Бельковский. В мезозойских отложениях выделяются триас-среднеюрский терригенно-карбонатный и верхнеюрско-барремский терригенный комплексы, последний соответствует фазе активного рифтогенеза. Меловой комплекс сложен осадочными и вулканогенными породами, вскрытыми скважинами на Новосибирских островах и шельфе. Литологический состав палеозой-мезозойских породных комплексов представлен на рис. 1.

К осадочному чехлу шельфа относятся аптско-верхнемеловые, палеогеновые, неогеновые отложения и четвертичные осадки, образующие по материалам сейсморазведочных работ три сейсмокомплекса: нижне-верхнемеловой, палеоцен-среднемиоценовый и среднемиоцен-плейстоцен-голоценовый, представленные (по данным буровых работ на шельфе) корой выветривания, галечниками, песками, алевролитами, глинами, линзами и пластами бурого угля и торфа, гравелитами, песками, алевролитами и илами [1–11].

**Структура земной коры.** Лаптево-Сибироморская зона представлена тремя блоками, различающимися строением и геодинамическими условиями формирования. *Восточно-Лаптевский блок* — область деструкции земной коры в палео-

зое — мезозое с позднекеммерийской складчатостью и мел-кайнозойским рифтогенезом. Толщина земной коры блока — 25–32 км. *Новосибирский блок* представляет собой континентальный терреин с докембрийским фундаментом и толщиной коры 30–32 км. *Ляховско-Святоносский блок* слабо затронут процессами позднемел-палеогенового рифтогенеза и вместе с Новосибирским блоком представляет стабильный массив с толщиной земной коры более 32 км [2].

**Тектоника и магматизм.** Глобальный раздвиг арктического сегмента Земли в западной части Лаптево-Сибироморской зоны ознаменовался образованием Лаптевоморской грабен-рифтовой системы, базальтовым магматизмом и цепочками эпицентров землетрясений магнитудой до 7 баллов на глубинах 4–36 км (см. рис. 1). Среди структур, характеризующих раздвиг земной коры, выделяются Котельнический и Ляховско-Святоносский жесткие блоки (Котельнический срединный массив). В тектонической структуре Лаптево-Сибироморской зоны также выделяются Решетниковское, Восточно-Лаптевское поднятия, Столбовской и Бельковский горсты, Бельковско-Святоносский, Новосибирский, Омолойский, Анисинский, Тастахский и Приморский прогибы (осадочные бассейны с толщиной осадочного чехла 2–10 км), Северо-Омолойский грабен-рифт, Санниковская седловина, Благовещенская и Шелонская структурные террасы, сформированные в пределах Верхояно-Колымской и Новосибирско-Чукотской складчатых областей. Последнюю с юга ограничивает Южно-Анюйская сутура, являющаяся северо-западным окончанием Раучано-Олойской складчато-надвиговой системы. Северо-восточная часть Лаптево-Сибироморской зоны граничит по главному структурно-тектоническому шву (граница областей позднемезозойской и каледонской складчатости) с поднятием Лонга. В целом территория Лаптево-Сибироморской зоны является частью эпипозднекеммерийской платформы, в строении которой выделяется позднемел-кайнозойский плитный чехол, повсеместно развитый в осадочных бассейнах (прогибах) на шельфе.

В районе выделяются продольные, диагональные и поперечные по отношению к складчатости разломы. Продольные разломы, судя по струк-

турно-фациальной зональности палеозойских отложений этого же простирания, являются конседиментационными, заложенными в палеозое. Формирование диагональных и поперечных разломов относится к мелу – кайнозою. Движения по разломам, судя по геоморфологическим, газогеохимическим и сейсмическим данным, продолжают и в настоящее время.

*Магматические образования* района представлены от ультрабазитов до гранитов. В распределении интрузивных образований намечаются достаточно четкие возрастные и структурно-тектонические закономерности. Средне-позднепалеозойские дайки, силы долеритов и габброидеолитов приурочены к Котельническому поднятию. Раннемезозойские(?) ультрабазиты характерны для Южно-Анжуйской шовной зоны. Раннемеловые гранитоиды образуют поперечный ряд, связанный с субмеридиональной зоной тектономагматической активизации. Позднемеловой магматизм привел к образованию даек основного состава [1, 2, 4–6, 8–11, 25, 26].

*Органическая насыщенность.* На островах Котельный и Беннетта установлено от 2 до 9 нижнемеловых пластов каменного угля толщиной от 1 до 25 м стадии катагенеза МК<sub>1</sub> со средним содержанием С<sub>орг</sub> 73 %. В отложениях верхнего мела, эоцена, олигоцена и миоцена островов Котельный, Фадеевский, Новая Сибирь и Большой Ляховский (Анжуйского угленосного бассейна) установлено до 10 пластов бурого угля стадий катагенеза ПК<sub>1-2</sub> мощностью 1–12 м со средним содержанием С<sub>орг</sub> 71 %. В пределах Тастахского и Приморского угленосных бассейнов выявлено несколько десятков пропластков и пластов бурого угля стадий катагенеза ПК<sub>1-2</sub> толщиной 0,1–4 м с содержанием С<sub>орг</sub> 68–80 %. В верхних частях разреза установлены линзы и слои торфов толщиной до 2 м, а также миоцен-четвертичных глин с содержанием С<sub>орг</sub> до 9–12 %. Кроме того, среди изученных литотипов пород выделяются слои пермотриасовых, юрско-меловых и палеоген-неогеновых углистых сланцев, аргиллитов и глин с содержанием С<sub>орг</sub> до 42 % и толщиной до 38 м. Содержание С<sub>орг</sub> в донных осадках Лаптево-Сибироморской зоны не превышает 2,5 % [1–3].

*Битумопроявления* островов Котельный и Бельковский (см. рис. 1) характеризуются возрастным диапазоном от ордовика до мела. Выход хлороформенного битумоида А в породах достигает 5,5 %, углерода — 89 %, водорода — 12 %. Отношение С/Н в диапазоне от 7 до 8 подтверждает происхождение рассеянного ОВ из осадочных пород. Образование битумов относится к нескольким фазам его генерации и представляет собой продукт сложного преобразования под совокупным воздействием метаморфогенных и гипергенных факторов. Среди них присутствуют битумы различных классов — от мальт до антраксолитов, сформировавшиеся по метаморфогенной линии преобразования, и до асфальтитов и гуминокеритов под воздействием ги-

пергенных факторов. В районе исследований преобладают смолистые битумоиды с содержанием масел около 50 % и асфальтенов 2–5 % [1, 2, 27].

*Геокриологические и гидрогеологические условия.* В границах Лаптево-Сибироморской зоны выделяются Котельническо-Ляховская гидрогеологическая складчатая область, артезианский бассейн Восточно-Сибирского моря и краевая часть Яно-Индибирского криогенного артезианского бассейна, гидрогеологический режим которых обусловлен их положением в зоне многолетней мерзлоты. Толщина зоны многолетней мерзлоты на о-ве Котельный по данным электроразведочных работ и бурения достигает 450–500 м, прибрежной зоны Восточно-Сибирского моря (по данным буровых работ) — 60–120 м. В гидрогеологическом разрезе Лаптево-Сибироморской зоны выделяется три этажа: нижний, сложенный метаморфизованными докембрийскими и частично палеозойскими, нижнемезозойскими породами и магматическими образованиями, содержащими трещинно-жильные скопления вод; средний — со скоплениями пластово-трещинных вод в мезозойских и частично в палеозойских дислоцированных отложениях и верхний, содержащий пластовые скопления подземных вод в верхнемел-кайнозойских слаболитифицированных отложениях, общая газонасыщенность вод которого достигает 70 см<sup>3</sup>/л [1, 2].

### Результаты и обсуждение

В составе УВ-газов *газовой фазы подземных вод* верхнего гидрогеологического горизонта содержание метана и суммы его гомологов в интервале глубин 26–94 м скважин 41, 42, 43, 63, 77 и 78 (см. рис. 1) изменяется от 0,04 до 51,7 и от 0,00001 до 0,049 % соответственно [2, 15, 18]. Исходя из значений  $M_{УВ}$ ,  $K_{вл}$ ,  $K_{пр}$  и  $\delta^{15}C-CH_4$ , УВ-газы газовой фазы подземных вод скважин 42, 43 и 77 характеризуются газогеохимическими показателями, типичными для предполагаемых конденсатных, конденсатно-газовых и газовых залежей Восточно-Сибирского моря [3, 15, 16]. Геохимические показатели УВ-газов подземных вод остальных скважин приведены в табл. 1.

УВ-газы *газопроявлений и выбросов газа* из скважин в интервале глубин 36–112 м представлены метаном с содержанием до 94,72, этаном — 0,71, пропаном — 0,13, бутаном — 0,06 и пентаном — до 0,0002 %. Газопроявления из скважин 1г и 2г в устье р. Хрома обусловлены влиянием тектонических нарушений и наличием таликов гидрогеологического происхождения в зонах формирования кайнозойских газовых залежей. Газопроявления из скважин 13, 14, 34 и 41 связаны со вскрытием трещин многолетнемерзлых пород миоцен-четвертичных отложений и дегазацией подземных вод; выбросы газа из скважин 6, 82 и 87 — подмерзлотного горизонта, сложенного алевритистыми песками (коллектор газа), которые перекрыты мерзлыми аргиллитоподобными глинами («экран» для газа) [2, 15, 18].

**Табл. 1.** Средние значения газогеохимических показателей УВ-газов литотипов и газоматеринских источников Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по данным скважинного опробования

Tab. 1. Average values of HC gas geochemical parameters of lithotypes and gas sources in the Laptev-Siberian Sea geosubstructural zone according to well testing data

Литотипы, источники газа (номера скважин)	Массовые концентрации в долях целого на 1000					МУВ, г/моль	Коэффициенты		$\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ , ‰
	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>		K <sub>пр</sub>	K <sub>вл</sub>	
Четвертичные осадки (5, 13, 14, 25, 27–30, 32, 34, 41, 63)	999	1	Сл.	0	0	16,05	0	0,1	–79,2
Кайнозойские газовые залежи (1г, 2г, 77)	985	13	2	Сл.	0	16,15	2	1,5	–67,2
Торфяники (1, 12, 78)	989	10	1	"	0	16,13	1,3	1,1	–70,4
Бурые угли (83)	978	16	5	2	Сл.	16,23	5,7	2,2	Н. д.
Каменные угли (14)	970	23	6	2	"	16,29	8,7	3	"
Магматические породы (1, 12)	940	38	16	6	0	16,58	16	6	–27,5
Газогидраты (18)	<b>996</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>16,1</b>	<b>0,7</b>	<b>0,4</b>	<b>Н. д.</b>
Конденсатно-газовые залежи (42)	<b>882</b>	<b>109</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>17,02</b>	<b>27,3</b>	<b>11,8</b>	"
Конденсатные залежи (43)	<b>745</b>	<b>128</b>	<b>88</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>18,74</b>	<b>57,1</b>	<b>25,5</b>	"
Газонефтяные залежи (80)	<b>510</b>	<b>452</b>	<b>22</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>21,01</b>	<b>290,4</b>	<b>48,6</b>	"

**Примечание.** C<sub>1</sub>–C<sub>5</sub> — метан и его гомологи до пентана включительно. М<sub>ув</sub> — молекулярная масса УВ-фракции. K<sub>пр</sub>, усл. ед. и K<sub>вл</sub>, % — коэффициенты преобразованности и влажности УВ-фракции.  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  — изотопный состав углерода метана. Жирным шрифтом выделены предполагаемые газоматеринские источники.

**Note.** C<sub>1</sub>–C<sub>5</sub> — methane and its homologues up to and including pentane. MHC — molecular weight of HC fraction. K<sub>matur</sub>, c.u. and K<sub>water контр</sub>, % — maturation and water content coefficients of HC fraction.  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$  — isotopic composition of methane carbon. Anticipated gas source formations are shown bold.

**Табл. 2.** Средние значения изотопно-геохимических показателей генетических групп УВ-газов донных отложений района исследований

Tab. 2. Average values of isotopic-geochemical indicators of HC gas genetic groups from seafloor deposits of the study area

Генетическая группа УВ-газов (номера донных станций)	$\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ , ‰	Массовые концентрации в долях целого на 1000					МУВ, г/моль	Коэффициенты	
		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>		K <sub>пр</sub>	K <sub>вл</sub>
Современных осадков (57, 62, 64, 90, 83-34)	–78	998	2	Сл.	0	0	16,06	0,2	0,2
Газогидратов (70, 83-14, 83-16)	–67,2	993	6	1	Сл.	0	16,09	0,3	0,7
Торфяников (55, 59)	–69,4	989	9	2	"	0	16,13	2,2	0,7
<b>Угольных залежей:</b> бурых углей (58, 60, 63, 66, 80, 89, 92, 96, 83-7, 83-16, 83-28) каменных углей (49, 51, 53, 85)	–60,1 58,9	980 973	16 20	3 5	1 2	0 Сл.	16,2 16,27	4,9 9,8	2 2,7
<b>Газовых залежей:</b> кайнозойских (61, 78, 87) мезозойских (74, 88, 83-32)	–60,2 –56	987 954	11 34	2 10	Сл. 2	0 1	16,15 16,41	2,2 11,2	1,4 4,6
<b>Магматических образований</b> (52, 56, 71, 86, 83-15, 83-17, 83-24, 83-30, 90-25)	–27,5	927	54	15	4	0	16,64	14,4	7,3
<b>Конденсатногазовых залежей*</b> (67, 79, 81, 83-4, 83-25, 83-26, 83-29, 83-31)	–53	874	79	39	8	Сл.	17,15	20,8	12,6
<b>Твердых битумов*</b> (50, 54, 69, 73, 83-6, 83-23, 83-35, 83-36)	–49,8	840	94	41	20	5	17,6	41,3	16,6
<b>Конденсатных залежей*</b> (68, 75, 82, 91, 94)	–48,4	765	154	53	25	3	18,30	72,2	23,5
<b>Нефтегазовых залежей*</b> (65, 77, 84)	–48,6	677	187	67	63	6	19,48	176,2	32,3
<b>Газонефтяных залежей*</b> (72, 93, 95)	–43,9	548	274	82	84	12	21,25	280,3	45,2
<b>Нефтяных залежей*</b> (76, 83)	–41,9	500	287	99	104	10	22,14	306,8	50

\* — предполагаемые залежи, Сл. — менее 0,5.

\* — supposed accumulations, Сл. — less than 0.5.

Содержание **сорбированного метана в четвертичных осадках** скважин 5, 13, 14, 25, 27–30, 32, 34, 41, 63 изменяется в пределах 0,015–7,89 %, эффузивных породах скважин 1, 12 – 0,12–1,24, торфяниках, бурых и каменных углей скважин 1, 12, 14, 83 – 0,72–79,6 % в интервале глубин 6–130 м от поверхности Земли и дна моря. Содержания этана и пропана в четвертичных отложениях достигают 0,006 и 0,003, торфяниках – 0,04 и 0,01, эффузивных породах – 0,026 и 0,004, лигнитах и бурых углях – 0,26 и 0,121, каменных углях – 0,902 и 0,202 %. Содержание бутана в торфяниках не превышает 0,0001, эффузивах – 0,0012, лигнитах и бурых углях – 0,0302, каменных углях – 0,0809 %. В УВ-газах угольных залежей наблюдаются следы пентана.

Установлено, что газогеохимические показатели УВ-газов миоцен-четвертичных песчано-глинистых отложений скважин 18 и 80 имеют значения  $M_{УВ} - 16,1$  и  $21,01$  г/моль,  $K_{вл} - 0,4$  и  $48,6$  %,  $K_{пр} - 0,7$  и  $290$  усл. ед., характерные для газогидратных и газонефтяных скоплений и залежей Восточно-Сибирского моря [3, 15, 16], а также осадочных угле-нефтегазовых бассейнов востока России [28]. Геохимические показатели УВ-газов остальных литотипов и газоматеринских источников скважинного опробования приведены в табл. 1.

В составе УВ-газов **донных отложений** Лаптево-Сибироморской зоны установлены: метан с содержанием 0,0006–2,976, этан и этилен (суммарно) – 0,00001–0,0105, пропан и пропилен – 0–0,0022, *n*-бутан и *i*-бутан – 0–0,0017, *n*-пентан и *i*-пентан – 0–0,0002, в сумме до 0,0145 %.

Интерпретация и анализ полученных значений изотопно-газогеохимических показателей УВ-газов позволили выделить в донных отложениях Лаптево-Сибироморской зоны 12 генетических групп газов различных литотипов и газоматеринских источников, в том числе современных осадков, торфяников, газогидратов, угольных и газовых залежей, твердых битумов антраксолитов(?) и предполагаемых залежей конденсатного и нефтяного ряда, характеризующихся индивидуальными значениями показателей (табл. 2).

Сингенетические УВ-газы современных осадков характеризуются средними значениями  $\delta^{13}C-CH_4 - 78$  ‰,  $M_{УВ} - 16,06$  г/моль,  $K_{пр} - 0,2$  усл. ед.,  $K_{вл} - 0,2$  % и отсутствием  $C_4$  и  $C_5$ , что указывает на биохимическую природу их образования. Исходя из средних значений массовых концентраций УВ (см. табл. 2),  $M_{УВ} - 16,09$  г/моль,  $K_{вл} - 0,7$  %,  $K_{пр} - 0,3$  усл. ед. и  $\delta^{13}C-CH_4 (-67,2$  ‰), УВ-газы гидратных скоплений и залежей относятся к полигенезисной группе газов с доминированием биохимической составляющей.

Для миграционных УВ-газов миоцен-четвертичных торфяников также характерно преобладание биохемогенной составляющей ( $\delta^{13}C-CH_4 - 69,4$  ‰) с примесью метаморфогенной ( $K_{вл} - 0,7$  %,  $K_{пр} - 2,2$  усл. ед.,  $M_{УВ} - 16,13$  г/моль и  $\Sigma C_2-C_5 - 11$  г/кг)

УВ-фракции. В УВ-газах кайнозойских газовых залежей наблюдается практически аналогичное распределение биохимической и метаморфической составляющей, о чем свидетельствуют значения  $\Sigma C_2-C_5 - 13$  г/кг,  $M_{УВ} - 16,15$  г/моль,  $K_{вл} - 1,4$  %,  $K_{пр} - 2,2$  усл. ед. и  $\delta^{13}C-CH_4 (-61$  ‰), что является основанием их объединения в одну генетическую группу УВ-газов.

Исходя из установленных средних изотопно-газогеохимических показателей эпигенетических УВ-залежей неоген-палеогеновых и верхнемеловых бурых углей  $\Sigma C_2-C_5 - 20$  г/кг УВ-фракции,  $M_{УВ} - 16,20$  г/моль,  $K_{вл} - 2$  %,  $K_{пр} - 4,9$  усл. ед.,  $\delta^{13}C-CH_4 - (-60,1$  ‰), миграционные газы этой группы относятся к метаморфогенным газам с примесью биогенной составляющей. Аналогичные показатели УВ-газов нижнемеловых каменных углей составляют  $27$  г/кг,  $16,27$  г/моль,  $2,7$  %,  $9,8$  усл. ед.,  $\delta^{13}C-CH_4$  и  $C_2H_6 - (-58,9$  и  $-26,3$  ‰), что в целом указывает на их метаморфогенное происхождение.

Миграционные УВ-газы мезозойских газовых скоплений и залежей имеют средние значения  $\Sigma C_2-C_5 - 46$  г/кг УВ-фракции,  $M_{УВ} - 16,41$  г/моль,  $K_{вл} - 4,6$  %,  $K_{пр} - 11,2$  усл. ед.,  $\delta^{13}C-CH_4 - 56$  ‰ и соответствуют по показателям метаморфогенным газам.

Эпигенетические УВ-газы мезозойских магматических образований характеризуются средними показателями  $\Sigma C_2-C_5 - 73$  г/кг УВ-фракции,  $M_{УВ} - 16,63$  г/моль,  $K_{вл} - 7,3$  %,  $K_{пр} - 13,3$  усл. ед., значениями  $\delta^{13}C-CH_4 - 27,5$  ‰ [3, 15] и магматогенным происхождением.

Миграционные УВ-газы мезозой-палеозойских твердых битумов антраксолитов(?), газогеохимическим аналогом которых являются данные их газового опробования из скважин побережья Чаунской губы [3, 15, 16], по показателям  $\Sigma C_2-C_5 - 160$  г/кг УВ-фракции,  $M_{УВ} - 17,6$  г/моль,  $K_{вл} - 16,6$  %,  $K_{пр} - 41,3$  усл. ед. и  $\delta^{13}C-CH_4 - (-49,8$  ‰) относятся к метаморфогенным газам.

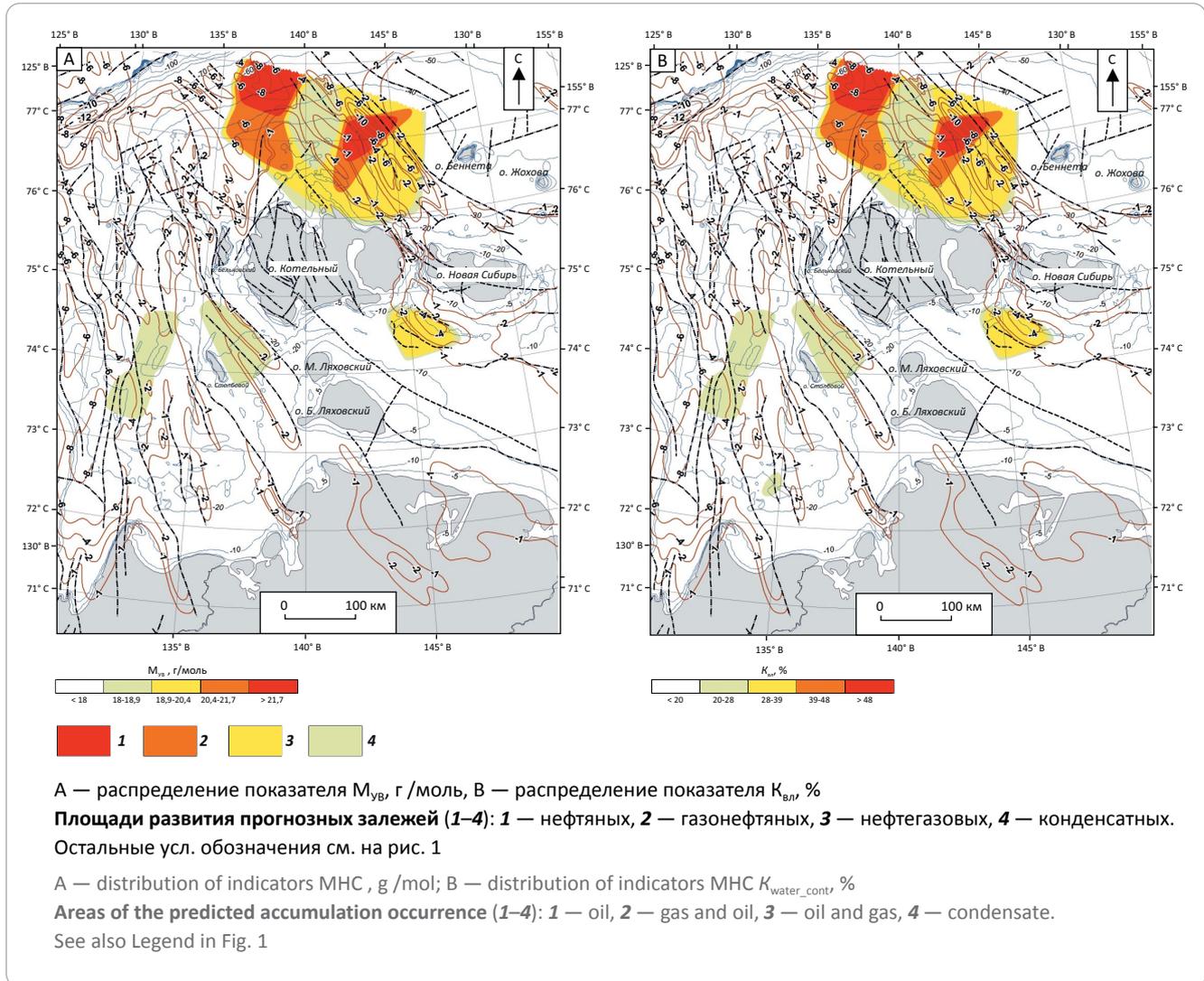
Для УВ-газов предполагаемых мезозой-палеозойских конденсатно-газовых и конденсатных залежей типичны средние значения  $\Sigma C_2-C_5 - 126$  и  $235$  г/кг УВ-фракции,  $M_{УВ} - 17,15$  и  $18,30$  г/моль,  $K_{вл} - 12,4$  и  $23,5$  %,  $K_{пр} - 18,6$  и  $72,2$  усл. ед.,  $\delta^{13}C-CH_4$ ,  $C_2H_6 (-53$  и  $-48,4$ ,  $-25,2$  и  $-22,9$  ‰), что согласно этим показателям соответствует метаморфогенным газам.

Эпигенетические УВ-газы предполагаемых нефтегазовых залежей характеризуются средними значениями  $\Sigma C_2-C_5 - 323$  г/кг УВ-фракции,  $M_{УВ} - 19,48$  г/моль,  $K_{вл} - 32,3$  %,  $K_{пр} - 176$  усл. ед.,  $\delta^{13}C-CH_4$  и  $C_2H_6 (-42,3$  и  $-22,4$  ‰); газонефтяных и нефтяных –  $452-500$  г/кг,  $21,25$  и  $22,18$  г/моль,  $45,2$  и  $50$  %,  $280$  и  $307$  усл. ед.,  $\delta^{13}C-CH_4$  и  $C_2H_6 (-43,8... -41,9$  ‰ и  $-22... -21,9$  ‰), что указывает на их метаморфогенное происхождение и достаточно высокие глубины образования ( $K_{пр} > 150$  усл. ед.).



**Рис. 2.** Схематическая карта распределения прогнозных перспективных конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по данным газогеохимических показателей  $M_{УВ}$  и  $K_{вл}$  донных отложений

**Fig. 2.** Schematic map of the predicted promising condensate, oil and gas, gas and oil, and oil pools in the Laptev-Siberian Sea geosubstructural zone in accordance with the gas-geochemical indicators  $M_{HC}$  and  $K_{water\_cont}$  of seafloor sediments



Исходя из полученных данных, максимальные значения средних концентраций метана  $3,0164 \text{ см}^3/\text{кг}$  имеют донные осадки на участках развития УВ-газов гидратных залежей,  $0,1747$  и  $0,4789 \text{ см}^3/\text{кг}$  — бурых и каменных углей; минимальными —  $0,0074 \text{ см}^3/\text{кг}$  — магматических образований. Промежуточные показатели —  $0,0231 \text{ см}^3/\text{кг}$  характерны для современных осадков,  $0,0371$  и  $0,0237 \text{ см}^3/\text{кг}$  — кайнозойских и мезозойских газовых залежей,  $0,0528$  — твердых битумов,  $0,0681$  — торфяников,  $0,0321$  и  $0,0742 \text{ см}^3/\text{кг}$  — предполагаемых конденсатно-газовых и конденсатных залежей,  $0,0578$ – $0,0856 \text{ см}^3/\text{кг}$  — нефтяного ряда. Необходимо отметить, что метанонасыщенность донных отложений Лаптево-Сибироморской зоны является в большей мере геохимическим признаком газоносности недр.

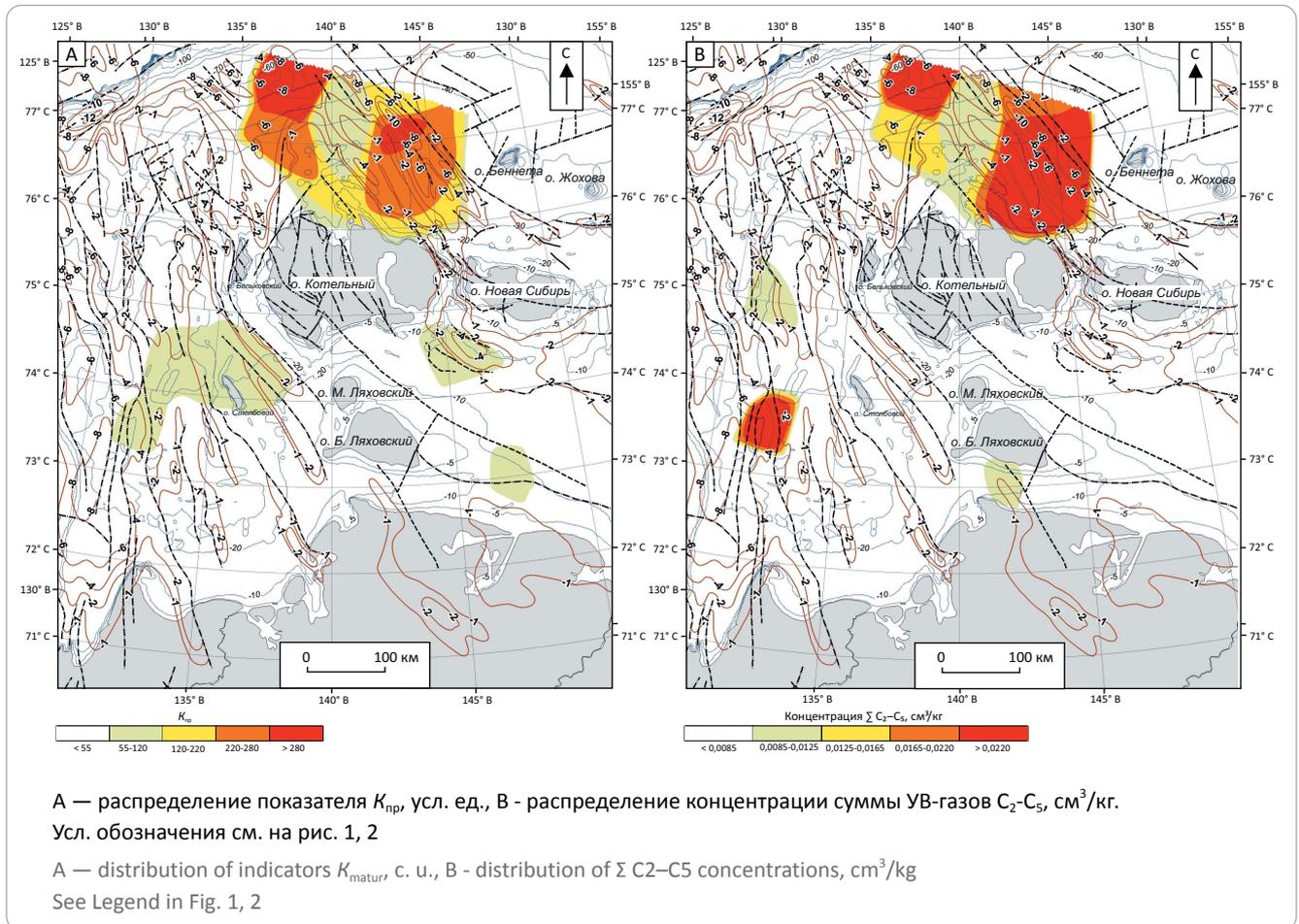
Установлено, что максимальные средние концентрации  $\Sigma C_2-C_5$  донных осадков типичны для площади развития УВ-газов предполагаемых нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей —

$0,0186$ ,  $0,02627$  и  $0,02818 \text{ см}^3/\text{кг}$ , минимальными — современных осадков —  $0,00003$ , магматических образований —  $0,00026$ , кайнозойских газовых залежей и торфяников —  $0,00027$  и  $0,00081 \text{ см}^3/\text{кг}$ ; промежуточными — твердых битумов —  $0,00124$ , гидратов —  $0,00295$ , бурых и каменных углей —  $0,00197$  и  $0,00599$ , конденсатно-газовых и конденсатных залежей —  $0,00208$  и  $0,01062 \text{ см}^3/\text{кг}$ . Исходя из этих данных, газонасыщенность осадков по  $\Sigma C_2-C_5$  является информативным геохимическим признаком нефтегазоносности недр.

**Перспективы нефтегазоносности.** Исходя из граничных значений показателей  $M_{УВ}$  предполагаемых конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей ( $18,0$ ;  $18,9$ ;  $20,4$  и  $21,7$  г/моль),  $K_{вл}$  — ( $20$ ,  $28$ ,  $39$  и  $48$  %),  $K_{пр}$  — ( $55$ ,  $120$ ,  $220$  и  $280$  усл. ед.) и концентраций  $\Sigma C_2-C_5$  предполагаемых газоконденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей ( $0,0085$ ;  $0,0125$ ;  $0,0165$  и  $0,0220 \text{ см}^3/\text{кг}$ ), на площади Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны

**Рис. 3.** Схематическая карта распределения прогнозных перспективных конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по данным газогеохимических показателей  $K_{np}$  и концентраций  $\Sigma C_2-C_5$  донных отложений

**Fig. 3.** Schematic map of the predicted promising condensate, oil and gas, gas and oil, and oil pools in the Laptev-Siberian Sea geostuctural zone in accordance with the gas-geochemical indicators  $K_{matur}$  and  $\Sigma C_2-C_5$  concentrations in seafloor sediments



роморской зоны выполнено выделение и оконтуривание прогнозных залежей конденсатно-нефтяного ряда (рис. 2, 3).

Установлено, что к наиболее высокоперспективным нефтеносным и газонефтеносным прогнозным территориям Лаптево-Сибироморской зоны по газогеохимическим критериям относится площадь Анисинского и северные части Новосибирского и Омлойского осадочных бассейнов (прогибов), оконтуренная нефтегазовой и конденсатной оторочкой (см. рис. 2, 3). К перспективным нефтегазоносным (помимо вышеуказанных площадей) относится центральная часть Омлойского бассейна (см. рис. 3).

Исходя из геологических и газогеохимических признаков нефтегазоносности [1, 2, 10, 17, 24], к перспективной нефтегазоносной прогнозной площади также относится центральная часть Северо-Лаптевского осадочного бассейна с толщиной осадочного чехла 10–12 км (см. рис. 1). Кроме того, в проливе Дмитрия Лаптева выделен Бастахский перспективный нефтегазоносный район, нефтеперспективность которого подтверждена геологическими [2] и

газогеохимическими показателями УВ-газов скв. 80 (см. табл. 1).

В пределах Бельковско-Святоносского, Омлойского прогибов по аналогичным критериям выделены перспективные прогнозные конденсатоносные площади, в центральных частях Шелонской и Благовещенской структурных террас — локальные зоны.

Распределение перспективных залежей угольного метана, твердых битумов, газовых и конденсатногазовых залежей по данным донных станций Лаптево-Сибироморской зоны представлено в табл. 2.

Необходимо отметить наличие высокогазонасыщенных донных отложений Северо-Омлойского грабен-рифта, характеризующихся газогеохимическими показателями УВ-газов газогидратных залежей с концентрациями  $CH_4$  и  $\Sigma C_2-C_5$  до 8,3047 и 0,00682  $cm^3/kg$ .

### Заключение

В качестве основы определения генезиса и идентификации УВ-газов донных отложений Лап-

тево-Сибироморской структурной зоны использовался комплекс количественных геохимических показателей: молекулярной массы УВ-фракции, массовых концентраций индивидуальных УВ и их соотношений, данные изотопного состава углерода метана, а также прямого их определения по керну литотипов скважинного газового опробования.

В результате изотопно-газогеохимических исследований в донных осадках установлено 12 газогенетических групп УВ-газов, в том числе: сингенетических УВ-газов современных осадков, эпигенетических — торфяников, газовых залежей и углегазоносных формаций верхнемел-кайнозойского плитного осадочного чехла (бассейнового комплекса), магматических образований, твердых битумов и предполагаемых залежей газа, конден-

сата и нефти мезозой-палеозойского комплекса (фундамента), характеризующихся индивидуальными значениями изотопно-газогеохимических показателей.

В процессе настоящих исследований установлено, что наиболее высокими перспективами нефтегазоносности в пределах Лаптево-Сибироморской структурной зоны характеризуются площади северных частей Новосибирского, Анисинского и Омолонского осадочных бассейнов.

Установлено, что применение изотопно-газогеохимических исследований для выявления залежей УВ-сырья на слабоизученных территориях является достаточно информативным и относительно малозатратным поисково-разведочным методом.

### Литература

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000 Лист S 53-54 (Новосибирские острова). Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. — 208 с.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-53 (о. Столбовой), S-54 (Ляховские о-ва). Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2016. — 304 с.
3. Гресов А.И., Яцук А.В. Аксентов К.И. Литологический состав и углеводородные аномалии донных отложений западной части Восточно-Сибирского моря // Литология и полезные ископаемые. — 2023. — № 1. — С. 1–17. DOI: 10.31857/S0024497X23010020.
4. Дараган-Суцова Л.А., Петров О.В., Соболев Н.Н. и др. Геология и тектоника северо-востока Российской Арктики (по сейсмическим данным) // Геотектоника. — 2015. — № 6. — С. 3–19. DOI: 10.7868/S0016853X15060028.
5. Драчев С.С. О тектонике фундамента шельфа моря Лаптевых // Геотектоника. — 2002. — № 6. — С. 60–76.
6. Казанин Г.С., Верба М.Л., Иванов Г.И., Кириллова-Покровская Т.А., Смирнов О.Е. Тектоническая карта Восточно-Сибирского моря: роль палеозойского комплекса осадочного чехла (по сейсмическим данным МАГЭ) // Разведка и охрана недр. — 2017. — № 10. — С. 61–67.
7. Косьюк М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А. и др. Геология Новосибирских островов — основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2013. — Т. 8. — [http://www.ngtr.ru/rub/5/17\\_2013.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/5/17_2013.pdf).
8. Секретов С.Б. Тектоника Евразийского бассейна в зоне его сочленения с континентальной окраиной моря Лаптевых // Материалы X Международной школы морской геологии. — М.: 1992. — Т. 4 — С. 114–115.
9. Трухалев А.И., Шулятин О.Г. Геология Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана — свидетельство в пользу концепции расширяющейся Земли // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане : сб. науч.тр. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 2018. — С. 56–73.
10. Franke D., Hinz K., Oncken O. The Laptev Sea rift // Marine and Petroleum Geology. — 2001. — № 18. — С. 1083–1127. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00041-1.
12. Государственная геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1 : 2 500 000. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2016.
13. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А., Баранова Е.М., Ихсанов Б.И. Тектоника осадочных бассейнов российского шельфа Чукотского моря // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя : мат-лы XXIII Тектонического совещания. — М.: ГИН РАН, 2010. — Т. 2. — С. 23–29.
14. Конторович А.Э., Конторович А.А., Тепешко В.А. и др. Критерии прогноза нефтегазоносности верхнего протерозоя и раннего кембрия Сибирской платформы // Малоизученные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения): мат. научно-практической конф-ции. — М.: ВНИГРИ, 2001. — С. 15–17.
15. Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические показатели углеводородности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной части Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. — 2023. — № 1. — С. 95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110.
16. Гресов А.И., Яцук А.В. Геологические аспекты формирования и распределения газовых аномалий донных отложений Новосибирского осадочного бассейна и прилегающих геоструктур Восточно-Сибирского моря // Геология и геофизика. — 2023. — Т. 63. — № 4. — С. 584–600. DOI: 10.15372/GiG2023161.
17. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. — 2007. — № 1. — С. 49–59.
18. Яшин Д.С., Ким Б.И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. — 2007. — № 4. — С. 24–35.
19. Cramer B., Franke D. Indications for an active petroleum system // Petroleum Geology. — Vol. 28 (4). — 2005. — С. 1–15. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2005.tb00088.x.

20. *Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах.* – Ростов-на-Дону : ВНИИГРИуголь, 1985. – 96 с.
21. *ГОСТ 31371.3-2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности.* – М.: Стандартинформ, 2008. – 16 с.
22. *Велев В.Х.* Молекулярная масса углеводородной фракции и весовое распределение компонентов  $C_1$ – $C_5$  в природных газах разных генетических типов // *Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия.* – М.: Наука, 1981. – С. 22–28.
23. *Высоцкий И.В.* Геология природного газа. – М.: Недра, 1979. – 392 с.
24. *Abrams M.A.* Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment // *Marine and Petroleum Geology.* – 2005. – Т. 22. – № 4. – С. 457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
25. *Кораго Е.А., Столбов Н.М., Соболев Н.Н. и др.* Магматические комплексы островов восточного сектора Российской Арктики // *70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане : сб. науч.тр.* – СПб.: ВНИИОкеангеология. – 2018. – С. 101–127.
26. *Соколов С.Д., Тучкова М.И., Ганелин А.В. и др.* Тектоника Южно-Ануйской сутуры (Северо-Восток Азии) // *Геотектоника.* – 2015. – № 1. – С. 5–30. DOI: 10.7868/S0016853X15010051.
27. *Клубов Б.А.* Природные битумы Севера. – М.: Наука, 1983. – 205 с.
28. *Гресов А.И.* Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Том 2. Углеметановые бассейны Республики Саха (Якутия) и Северо-Востока России. – Владивосток: Дальнаука, 2012. – 468 с.

## References

1. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000 000. List S 53-54 (Novosibirskiye ostrova). Ob'yasnitel'naya zapiska.* [State geological map of Russian Federation. Scale 1:1 000 000, Sheet S 53-54 (New Siberian Islands)]. St. Petersburg: VSEGEI, 1999. 208 p. In Russ.
2. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiomorskaya. List S-53 (o. Stolbovoi), S-54 (Lyakhovskie o-va). Ob'yasnitel'naya zapiska* [State geological map of Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000 (third generation). Laptev-North Sea series. Sheet S-53 (Stolbovoy Island), S-54 (Lyakhovsky Islands). Explanatory note]. St. Petersburg: fabrika VSEGEI; 2016. 304 p. In Russ.
3. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Aksentov K.I.* Lithological Composition and Hydrocarbon Anomalies of Bottom Sediments in the Western Part of the East Siberian Sea. *Lithology and Mineral Resources.* 2023;58(1):16-31. DOI: 10.1134/S0024490223010029.
4. *Daragan-Sushchova L.A., Petrov O.V., Sobolev N.N. et al.* Geology and tectonics of the northeast Russian Arctic region, based on seismic data. *Geotektonika.* 2015;49(6):469–484. DOI: 10.1134/S0016852115060023.
5. *Drachev S.S.* On the Basement Tectonics of the Laptev Sea Shelf. *Geotektonika.* 2002;(6):60–76. In Russ.
6. *Kazanin G.S., Verba M.L., Ivanov G.I., Kirillova-Pokrovskaya T.A., Smirnov O.E.* The tectonic map of the East Siberian Sea: the undisturbed paleozoic cover (according to the data acquired by MAGE). *Razvedka i okhrana nedr = Prospect and protection of mineral resources.* 2017;(10):61–67. In Russ
7. *Kos'ko M.K., Sobolev N.N., Korago Ye.A. i dr.* Geologiya Novosibirskikh ostrovov — osnova interpretatsii geofizicheskikh dannykh po Vostochno-arkticheskomu shel'fu Rossii [Geology of the New Siberian Islands — the basis for interpreting geophysical data on the East Arctic shelf of Russia]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika.* 2013;(8):[http://www.ngtp.ru/rub/5/17\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf). In Russ.\*
8. *Sekretov S.B.* Tektonika Yevraziyskogo basseyna v zone yego sochleneniya s kontinental'noy okrainoy morya Laptevykh [The Eurasian Basin tectonics in the joint zone with the Laptev Sea continental margin]. In: *Materialy X Mezhdunarodnoy shkoly morskoy geologii.* Moscow: 1992;(4):114–115. In Russ.
9. *Trukhalev A.I., Shulyatin O.G.* Geologiya Yevraziyskogo basseyna Severnogo Ledovitogo okeana — svidetel'stvo v pol'zu kontseptsii rasshiryayushcheyasy Zemli [Geology of the Arctic Ocean Eurasian Basin: evidence of the expanding Earth theory]. In: *70 let v Arktike, Antarktike i Mirovom okeane.* Saint Petersburg: VNIIOkeangeologiya. 2018. pp. 56–73. In Russ.
11. *Franke D., Hinz K., Oncken O.* The Laptev Sea rift. *Marine and Petroleum Geology.* 2001;(18):1083–1127. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00041-1.
12. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossii i prilgayushchikh akvatorii. Masshtab 1:2 500 000* [State geological map of Russia and surrounding water areas. Scale 1 : 2 500 000]. St. Petersburg: VSEGEI; 2016. In Russ.
13. *Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A., Barinova E.M., Ikhsanov B.I.* Tektonika osadochnykh basseinov rossiiskogo shel'fa Chukotskogo morya [Tectonics of sedimentary basins of the Russian shelf of the Chukchi Sea]. In: *Tektonika i geodinamika skladchatykh pojasov i platform fanerozoia: materialy XXIII Tektonicheskogo soveshchaniya.* Moscow: GIN RAN; 2010. Vol. 2. pp. 23–29. In Russ.
14. *Kontorovich A.E., Kontorovich A.A., Tepeshko V.A. i dr.* Kriterii prognoza neftegazonosnosti verkhnego proterozoya i rannego kembriya Sibirskoy platformy [Criteria for oil and gas occurrence predicting in Upper Proterozoic and Early Cambrian of the Siberian Platform]. In: *Maloizuchennyye regiony i komplekсы Rossii (prognoz neftegazonosnosti i perspektivy osvoyeniya) materialy nauchno-prakticheskoy konf-sii.* Moscow: VNIIGRI; 2001. pp. 15–17. In Russ.
15. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Gazogeochemicheskiye pokazateli ugleneftegazonosnosti osadochnykh basseynov i geostruktur tsentral'noy i zapadnoy chastey Vostochno-Sibirskogo morya [Gas-geochemical indicators of coal-oil-gas potential of sedimentary basins and geostructures of the central and western parts of the East Siberian Sea]. *Geologiya nefi i gaza.* 2023;(1):95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110.

16. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Geological aspects of the formation and distribution of gas anomalies in bottom sediments of the New Siberian sedimentary basin and adjacent geostructures of the East Siberian Sea. *Geology and Geophysics*. 2024;65(4):519–533. DOI: 10.2113/RGG20234594.
17. *Kim B.I., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I., Yashin D.S.* Petroleum and geological zoning of Russian Eastern Arctic seas shelf and their petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2007;(1):49–59.
18. *Yashin D.S., Kim B.I.* Geochemical features of oil and gas potential of Eastern Arctic shelf of Russia. *Geologiya nefi i gaza*. 2007;(4):24–35. In Russ.
19. *Cramer B., Franke D.* Indications for an active petroleum system. *Petroleum Geology*. 2005;28(4):1–15. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2005.tb00088.x.
20. *Rukovodstvo po opredeleniyu i prognozu gazonosnosti vmeshchayushchikh porod pri geologorazvedochnykh rabotakh* [Guidelines for determining and forecasting the gas content of host rocks during exploration]. Rostov-on-Don: VNIIGRLugol; 1985. 96 p. In Russ.
21. *GOST 31371.3-2008.* Gaz prirodnyy. Opredeleniye sostava metodom gazovoy khromatografii s otsenkoy neopredelennosti [GOST 31371.3-2008. Natural Gas. Determination of composition using gas chromatography with uncertainty estimation]. Moscow: Standartinform; 2008. 16 p. In Russ.
22. *Velev V.KH.* Molekulyarnaya massa uglevodorodnoy fraktsii i vesovoye raspredeleniye komponentov S<sub>1</sub>–S<sub>5</sub> v prirodnykh gazakh raznykh geneticheskikh tipov [Molecular weight of hydrocarbon fraction and weight distribution of C<sub>1</sub>–C<sub>5</sub> components in natural gases of different genetic types]. V kn.: *Organicheskaya geokhimiya neftey, gazov i organicheskogo veshchestva dokembriya*. Moscow: Nauka; 1981. pp. 22–28. In Russ.
23. *Vysotsky I.V.* *Geologiya prirodnogo gaza* [The geology of natural gas]. Moscow: Nedra; 1979. 392 p. In Russ.
24. *Abrams M.A.* Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*. 2005;22(4): 457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
25. *Korago Ye.A., Stolbov N.M., Sobolev N.N. i dr.* Magmaticheskiye komplekсы ostrovov vostochnogo sektora Rossiyskoy Arktiki [Igneous series in the eastern sector islands of Russian Arctic]. V kn.: *70 let v Arktike, Antarktike i Mirovom okeane*. – Saint Petersburg: VNIIOkeangeologiya. 2018. pp. 101–127. In Russ.
26. *Sokolov S.D., Tuchkova M.I., Ganelin A.V. et al.* Tectonics of the South Anyui Suture, Northeastern Asia. *Geotektonika*. 2015;49(1):5–30. DOI: 10.1134/S0016852115010057.
27. *Klubov B.A.* *Prirodnye bitумы Severa* [Natural bitumen of the North]. Moscow: Nauka; 1983. 205 p. In Russ.
28. *Gresov A.I.* Methane resources of coal basins in the Far East Russia and their industrial development perspectives. V. II. Coal methane basins of Sakha Republic (Ikutia) and Nord-East. V. II. Coal methane basins of Republic of Sakha (Yakutia) and the North-East. Vladivostok: Dal'nauka; 2012. 468 p. In Russ.

### Информация об авторе

#### Гресов Александр Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник  
ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт  
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,  
690041 Владивосток, ул. Балтийская, д. 43  
e-mail: gresov@poi.dvo.ru  
ORCID ID: 0000-0002-2133-411X  
Scopus: 37104185100

### Information about author

#### Alexander I. Gresov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Chief researcher  
V.I. Il'ichev Pacific  
Oceanological Institute,  
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia  
e-mail: gresov@poi.dvo.ru  
ORCID ID: 0000-0002-2133-411X  
Scopus: 37104185100