

УДК 553.981; 551.35

DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-119-135

Геологические и изотопно-газогеохимические критерии поиска залежей углеводородов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана

© 2025 г. | А.И. Гресов¹, А.В. Яцук²¹Федеральное государственное учреждение науки Тихоокеанский океанологический институт им В.И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской академии наук, Владивосток, Россия; gresov@poi.dvo.ru²Научно-технологический университет «Сириус», пгт. Сириус, Россия; yatsuk.av@talantiuspeh.ru

Поступила 28.03.2025 г.

Доработана 16.06.2025 г.

Принята к печати 25.07.2025 г.

Ключевые слова: донные отложения; углеводородные газы; геологические и изотопно-газогеохимические показатели; газоматеринские источники; критерии; нефтегазоносность; континентальная окраина; Восточно-Сибирское море; Северный Ледовитый океан.

Аннотация: В статье приведены обобщенные новые и ранее полученные материалы изучения геологического строения и газогеохимических исследований углеводородных газов донных отложений континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана. Выполнена оценка эффективности прогноза нефтегазоносности крупных слабоизученных геоструктур региона по геологическим признакам. В результате расчета и интерпретации значений изотопного состава углерода метана и этана, весовых концентраций, молекулярной массы, коэффициентов «влажности», «сухости» и преобразованности УВ-фракции, в донных осадках района исследований установлено 11 групп газоматеринских источников, индивидуальные изотопно-газогеохимические показатели которых являются критериями поиска углеводородных залежей и основой для составления карт распределения прогнозных залежей нефтяного ряда региона. Изотопно-газогеохимические показатели прогнозных нефтегазовых залежей характеризуются средними значениями ΣC_2-C_5 — 277 г/кг УВ-фракции, $M_{ув}$ — 19,48 г/моль, $K_{вл}$ — 28,0 %, $K_{пр}$ — 151,1 усл. ед., $\delta^{13}C-CH_4$ и C_2H_6 (–44,4 и –22,5 ‰); газонефтяных и нефтяных — 473–697 г/кг, 22,46 и 27,53 г/моль, 46,8 и 69,7 %, 205,2 и 264,9 усл. ед., $\delta^{13}C-CH_4$ и C_2H_6 (–40,9...–36,7 ‰ и –20,0...–17,2 ‰), т. е. максимальными газогеохимическими показателями. В пределах района исследований по данным газогеохимических критериев наиболее высокой нефтеперспективностью характеризуются участки геоструктур центрального сектора региона – восточной части Предвосточносибирского бассейна (впадины Подводников), Ломоносово-Менделеевской флексуры-разломной зоны, Северной террасы, северной части поднятия Лонга и северо-восточного склона Новосибирского осадочного бассейна.

Для цитирования: Гресов А.И., Яцук А.В. Геологические и изотопно-газогеохимические критерии поиска залежей углеводородов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 119–135. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-119-135.

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».

Geological and isotope and gas-geochemical criteria of hydrocarbon accumulation prospecting: continental margin of East Siberian Sea and Arctic Ocean

© 2025 | A.I. Gresov¹, A.V. Yatsuk²¹V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia; gresov@poi.dvo.ru²International Scientific Center for Ecology and Climate Change, Sirius University of Science and Technology, Sirius, Russia; yatsuk.av@talantiuspeh.ru

Received 28.03.2025

Revised 16.06.2025

Accepted for publication 25.07.2025

Key words: seafloor sediments; hydrocarbon gas; geological and gas-geochemical indicators; gas source rocks; criteria; oil and gas occurrence; continental margin; East Siberian Sea; the Arctic Ocean.

Abstract: The authors present new and previously acquired data on geological structure and gas-geochemical features of hydrocarbon gases contained in seafloor sediments of East Siberian Sea continental margin, Laptev-Siberian Sea geostrophical

zone, and south-eastern segment of the Arctic Ocean. The efficiency of prediction of oil and gas occurrence in large, under-explored geostructures of the region was assessed based on geological indicators. As a result of calculating and interpreting the carbon isotopic signature of methane and ethane, weight concentrations, molecular mass, "wetness," "dryness," and hydrocarbon fraction conversion coefficients in the seafloor sediments of the study area, 11 groups of gas sources were identified. The individual isotopic and gas-geochemical characteristics of these groups serve as criteria for hydrocarbon accumulation prospecting and as a basis for mapping the distribution of predicted petroleum-series deposits in the region. Isotope and gas-geochemical indicators of the predicted oil and gas accumulations have the following average values: ΣC_2-C_5 — 277 g/kg of HC fraction, MM_{HC} — 19,48 g/mol, K_{wet} — 28,0 %, K_r — 151,1 c.u., $\delta^{13}C-CH_4$ and C_2H_6 (–44,4 and –22,5 ‰); gas-oil and oil — 473–697 g/kg, 22,46 and 27,53 g/mol, 46,8 and 69,7 %, 205,2 and 264,9 c.u., $\delta^{13}C-CH_4$ and C^2H^6 (–40,9...–36,7 ‰ and –20,0 ...–17,2 ‰), i.e., maximum gas-geochemical indicators. According to gas geochemical criteria, the most promising oil prospects within the study area are found in the geostructures of the central segment of the region — the eastern part of the Predvostochnosibirsky Basin (Podvodnikov depression), the Lomonosov-Mendeleev flexure-fault zone, the Northern Terrace, the northern part of the De Long uplift, and the north-eastern slope of the Novosibirsk sedimentary basin.

For citation: Gresov A.I., Yatsuk A.V. Geological and isotope and gas-geochemical criteria of hydrocarbon accumulation prospecting: continental margin of East Siberian Sea and Arctic Ocean. *Geologiya nefti i gaza*. 2025;(4):119–135. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-119-135. 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

В географическом отношении район исследований представлен континентальной окраиной Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоной и прилегающим сектором Северного Ледовитого океана, которые отличаются достаточно слабой геологической и газогеохимической изученностью. При этом ряд геоструктур региона по данным [1–7] характеризуется **геологическими признаками** нефтегазоносности. Следует отметить, что прогнозирование нефтегазоносности по геологическим показателям в наименее изученной части акваториальной арктической территории России — континентальной окраине Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана является сложной задачей. Здесь не всегда удается в полной мере использовать даже те имеющиеся геологические критерии [6, 7], которые разработаны для оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных регионов.

Исходя из существующих представлений о фильтрационно-диффузионном массопереносе УВ-газов из газоматеринских источников в процессе природной диффузии и миграции по зонам тектонических нарушений в перекрывающие их отложения верхней части осадочного чехла [8], газогеохимические исследования донных отложений являются прямыми методами поиска залежей УВ, а значения изотопно-газогеохимических показателей УВ-газов — **газогеохимическими критериями** прогнозирования нефтегазоносности.

В настоящей статье показано, что совместное применение геологических и газогеохимических критериев, по своей сути, является комплексным методом поиска залежей УВ на стадии поисково-оценочных геолого-разведочных работ, в том числе в пределах континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и Северного Ледовитого океана.

Основная задача настоящей статьи — описание результатов обобщения и анализа имеющихся и новых данных геологических и газогеохимических исследований континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и прилегающего сектора Северного Ледовитого океана для оценки информативности геологических показателей нефтегазоносности и разработки изотопно-газогеохимических критериев идентификации УВ-газов различных материнских источников, определения площадей развития скоплений и залежей газового, конденсатного и нефтяного ряда, а также составления карт распределения прогнозных нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей региона. Актуальность исследований обусловлена государственным приоритетом научно-исследовательских и научно-прикладных работ в Арктическом регионе России.

Методы и материалы

Основным материалом исследований являлся керн донных отложений 79 станций, отобранный грунтоотборными трубками (длина колонок до 6,2 м) с борта НИС «Академик М.А. Лаврентьев» и гидрографических судов в 2014–2023 гг. на глубинах моря до 2572 м. В процессе исследований колонки керна с донных станций подвергались литологическому описанию и поинтервальному отбору осадков в стеклянные герметичные сосуды емкостью 120 мл с последующей их дегазацией и отбором газа при свободном и термовакuumном выделении. Дегазация и анализ газа из 140 герметических сосудов осуществлялись в аттестованной Росстандартом лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН на хроматографах КристалЛюкс-4000М и Хроматэк-Газохром 2000 в экспедиционных и лабораторных условиях. Методика опробования, дегазации, определения состава газов и газонасыщенности осадков соответствовали действующему Методическому руководству и ГОСТ 31371.3-2009 [9, 10].

Изучение изотопного состава (IRMS) $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и C_2H_6 выполнялось на масс-спектрометрах Finnigan MAT-253, Deltaplus XL в лабораториях стабильных изотопов ВСЕГЕИ, Университета Хоккайдо и ДВГИ ДВО РАН по аттестованным и оптимизированным для выполненных исследований методикам.

В процессе исследований для определения генезиса УВ-газов и идентификации их газоматеринских источников использовался комплекс количественных газогеохимических показателей: весовых концентраций ($C_{\text{УВ}}$) и молекулярной массы ($M_{\text{УВ}}$) УВ-фракции [11], коэффициентов «сухости» ($K_{\text{сух}}$) [12], «влажности» ($K_{\text{вл}}$) [13] и преобразованности ($K_{\text{пр}}$) [14] в виде отношений: $K_{\text{пр}} = (C_2 \times C_4) : C_3$ (усл. ед.); $K_{\text{вл}} = \Sigma C_2 - C_5 : \Sigma C_1 - C_5 \times 100$ (%); $K_{\text{сух}} = C_1 : \Sigma C_2 - C_5$ (усл. ед.), где $C_1 - C_5$ — весовые концентрации УВ гомологического ряда метан-пентан в долях целого на 1000 или г/кг УВ-фракции.

Дополнительным источником идентификации газоматеринских источников донных отложений континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и Северного Ледовитого океана являлись данные расчета вышеуказанных изотопно-газогеохимических показателей УВ-газов по ряду нефтегазоносных континентальных и акваториальных бассейнов, площадей, месторождений и проявлений газогидратов, газа, конденсата и нефти востока России [15, 16] с дополнениями авторов статьи, а также данные газогеохимических исследований скважин на шельфе Восточно-Сибирского моря [17, 18], донных осадков Лаптево-Сибироморской структурной зоны, Восточно-Сибирского моря, Северного Ледовитого океана [19–21] и материалы газогеохимической классификации УВ-газов угленефтегазоносных осадочных бассейнов Прибалканья [11].

В настоящей статье также приведены материалы сейсмических исследований [22–25], геологического картирования [1–5] и данные керноотборных трубок.

Оцифровка и пространственно-математическая интерпретация результатов исследований проводились в программном комплексе ESRI®ArcGIS с помощью модуля Geostatistical Analyst по методу обратных взвешенных расстояний (IDW).

Результаты и обсуждение

Геологические признаки нефтегазоносности

В.Д. Наливкин с соавторами в 1976 г. [6] выделил основные геолого-тектонические показатели нефтегазоносности — тектонотип, размер, максимальную мощность осадков, масштаб мезозой-кайнозойского прогибания, объем отложений, погруженных на глубину 2 км, объем карбонатов в % от общего объема осадков, возраст продуктивного мегакомплекса, объем морских осадков в процентах к объему пород бассейна и числа мегациклов.

В 2001 г. А.Э. Конторовичем с соавторами [7] предложен краткий перечень критериев нефтега-

зоносности малоизученных крупных регионов России:

- большой объем слабодислоцированных осадочных пород и присутствие в их составе толщ, обогащенных органическим углеродом, которые способны обеспечить регион достаточным количеством УВ (газоматеринская толща);

- глубина погружения осадочно-породных бассейнов, достаточная для того, чтобы нефтепроизводящие толщи оказались в температурных условиях главной зоны нефтегазообразования;

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

В представленной работе предпринята попытка оценки информативности основных вышеуказанных геологических показателей нефтегазоносности геоструктур континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана на основе результатов интерпретации данных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ [22–25], материалов геологического картирования [1–4] и работ ВНИИОкеанология [26, 27].

В результате оценки имеющихся геологических данных в пределах изученной части поднятий **Ломоносова** и **Менделеева**, впадин **Амундсена** и **Подводников** (рис. 1) установлено, что из 16 вышеуказанных геологических показателей [6, 7] на современном уровне геологической и геофизической изученности в этих структурах региона можно надежно определить не более половины показателей нефтегазоносности.

К установленным показателям относятся тектонотип, размер, максимальная мощность осадков, масштаб мезозой-кайнозойского прогибания, объем отложений, погруженных на глубину 2 км [6], большой объем слабодислоцированных осадочных пород, глубина погружения осадочно-породных бассейнов и наличие в осадочной толще пород-коллекторов, флюидоупоров и ловушек УВ [7].

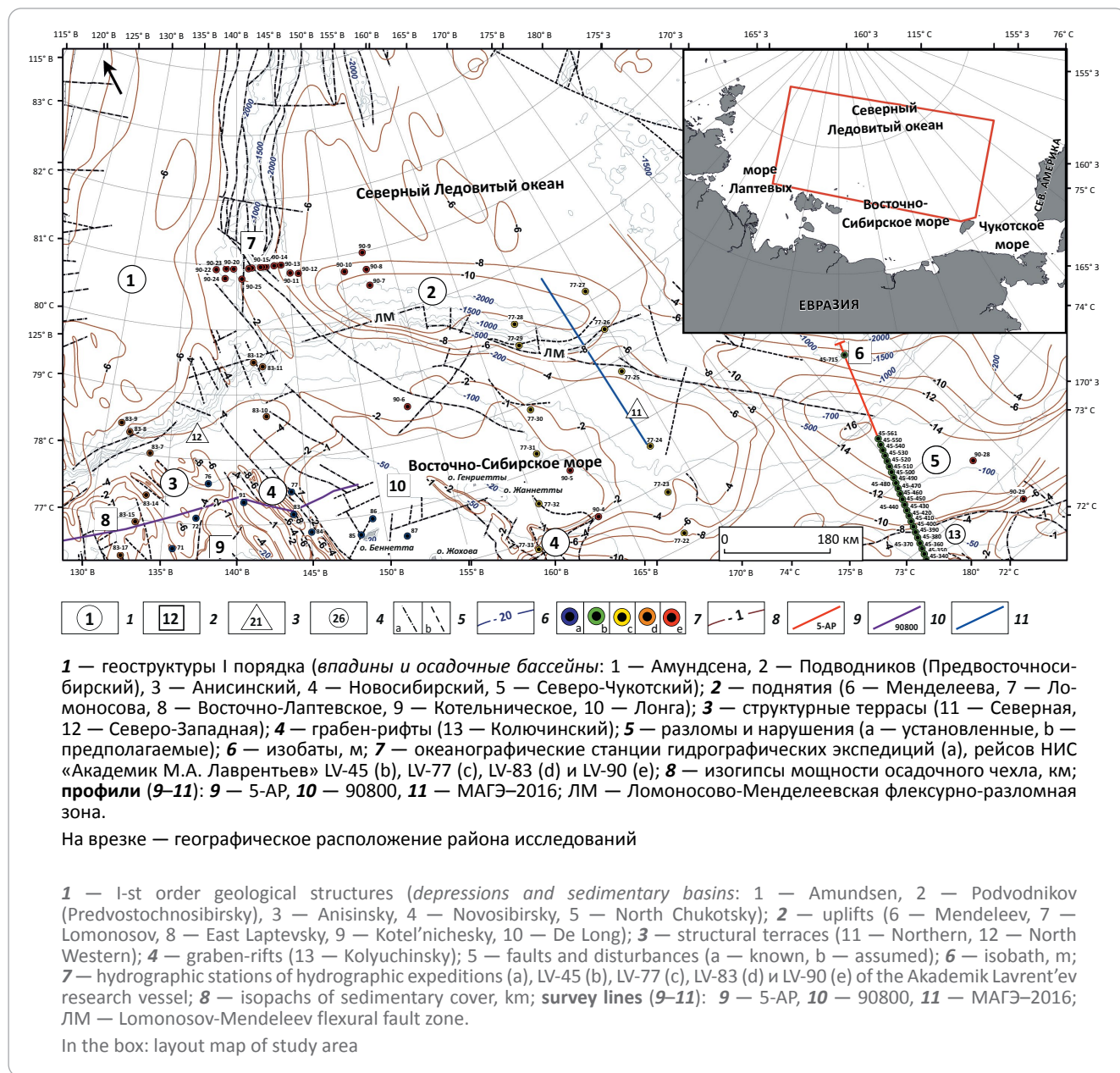
Исходя из данных [2, 3, 22–25] и анализа установленных геологических показателей нефтегазоносности, можно сделать вывод, что изученные секторы западных склонов поднятия Ломоносова и впадины Амундсена с мощностью осадочного чехла менее 2 км характеризуются *слабой* нефтеперспективностью. Флексурно-разломный восточный склон поднятия Ломоносова и западное крыло впадины Подводников с мощностью осадочного чехла более 2 км, наличие пород-коллекторов, флюидоупоров и ловушек УВ и других геологических показателей относятся к *средней* категории нефтеперспективности (рис. 2).

Центральная и восточная части впадины Подводников (Предвосточносибирского осадочного



Рис. 1. Геоструктурная карта [1–4] и схема газеогехимического опробования донных отложений континентальной окраины Лаптево-Сибироморской зоны, Восточно-Сибирского моря и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана

Fig. 1. Geostructural map [1–4] and scheme of gas-geochemical sampling of seafloor sediments on the Laptev-Siberian Sea continental margin, West Siberian Sea, and south-eastern segment of the Arctic Ocean



бассейна) по геологическим показателям характеризуются *высокой* нефтеперспективностью, восточное крыло и центральная часть впадины Амундсена (см. рис. 2) — *средней*.

Следует отметить важную роль Ломоносово-Менделеевской флексуно-разломной зоны в формировании и распределении перспективных нефтегазоносных площадей впадины Подводников (рис. 3, см. рис. 1). Исследованный южный сектор поднятия Менделеева по имеющимся геологическим данным относится к категориям *средней* и *слабой* нефтеперспективности.

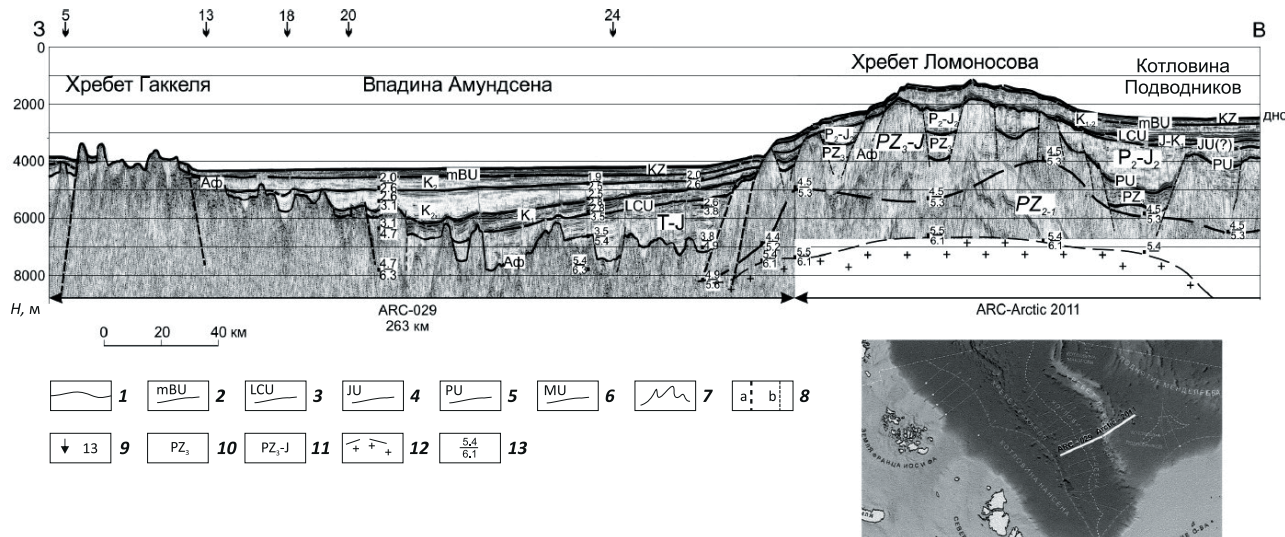
В процессе исследований установлено, что геоструктуры *континентальной окраины* Восточ-

но-Сибирского моря и Лаптево-Сибироморской структурной зоны характеризуются более высокой степенью изученности и информативности геологических показателей нефтегазоносности, что позволяет выделить на их площади области различных категорий нефтеперспективности.

Так, к *высокоперспективным* площадям западной части континентальной окраины относятся склоновые и осевые части Анисинского прогиба и северного замыкания — Новосибирского, к площадям *II категории* нефтеперспективности — восточный склон Котельнического поднятия и западный склон Восточно-Лаптевского поднятия, а также центральные участки Северо-Западной террасы и поднятия Де-Лонга (рис. 4, см. рис. 1).

Рис. 2. Сейсмогеологический разрез впадины Амундсена, хребта Ломоносова и западной части котловины Подводников по профилям ARC-029 и ARC-Arctic-2011 [24]

Fig. 2. Geoseismic section across the Amundsen depression, Lomonosov ridge, and western part of the Podvodnikov basin, survey lines ARC-029 и ARC-Arctic-2011 [24]



1 — дно; **предполагаемое положение основных несогласий в разрезе осадочного чехла (2–6):** **2** — среднебрукское (палеоцен), **3** — нижнемеловое (готерив – баррем), **4** — юрское (плинсбах (?), оксфорд), **5** — пермское (верхняя пермь), **6** — миссисипское (карбон); **7** — поверхность акустического фундамента; **8** — разрывные нарушения (а — главные, b — прочие); **9** — оси линейных магнитных аномалий и их номера; **предполагаемый возраст пород (10, 11):** **10** — осадочного чехла, **11** — акустического фундамента; **12** — генерализованная граница кристаллического фундамента и осадочного слоя земной коры по данным зондирований МОВ-МПВ и ГСЗ; **13** — значения скоростей сейсмических волн, км/с

1 — seafloor; **supposed position of the major unconformities in sedimentary cover interval (2–6):** **2** — Srednebruksky (Palaeocene), **3** — Lower Cretaceous (Hauterivian – Barremian), **4** — Jurassic (Pliensbachian (?), Oxfordian), **5** — Permian (Upper Permian), **6** — Mississippian (Carboniferous); **7** — acoustic basement surface; **8** — faults (a — major, b — other); **9** — axes of linear magnetic anomalies and their numbers; **supposed age of rocks (10, 11):** **10** — sedimentary cover, **11** — acoustic basement; **12** — generalized interface of crystalline basement and sedimentary cover in the Earth's crust according to CMP–Refraction and DSS sounding data; **13** — seismic velocity values, km/s

К высокоперспективным площадям центральной части континентальной окраины относятся северные склоны Новосибирского прогиба, к I категории нефтеперспективности — Северной структурной террасы (см. рис. 1, 3).

К высокоперспективным площадям также относятся участки мульдовой (осевой) части, южных и северных склонов Северо-Чукотского прогиба в восточной части континентальной окраины Восточно-Сибирского моря (рис. 5).

Изотопно-газогеохимические показатели

Первые наиболее представительные результаты анализа газогеохимических показателей $C_{ув}$ и $M_{ув}$ УВ-фракции получены В.Х. Велевым в конце XX в. в процессе изучения состава природных газов (ПГ) осадочных бассейнов Прибалканья [11]. Им установлено, что УВ-газы бассейнов разных генетических типов обладают специфическим характером распределения этих показателей для каждого типа (табл. 1).

В 2006–2012 гг. автором статьи выполнены широкомасштабные исследования газогеохимических

показателей углеводородных бассейнов, площадей и месторождений северо-востока России [15, 16] по данным скважинного опробования, результаты которых приведены в табл. 2 с дополнениями данных из работ [17, 18].

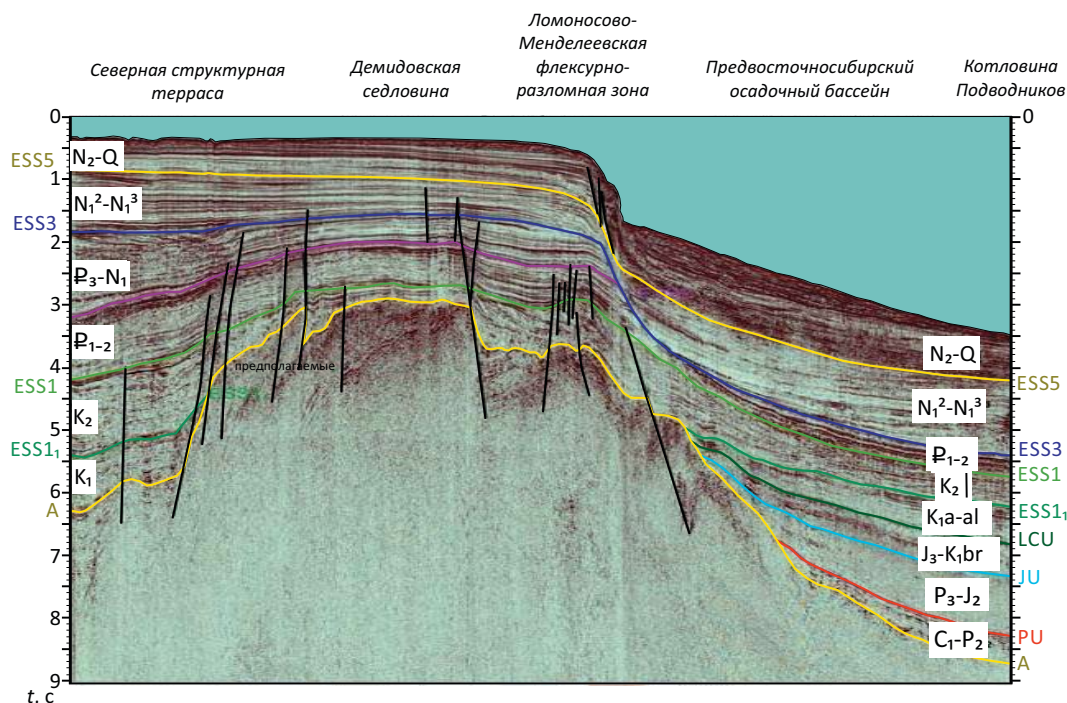
В связи с отсутствием глубоких скважин с газовым опробованием, за исключением мелких скважин Чаунской, Приморской, Хромской углеводородных площадей, месторождений Дальнего и Долгожданного, Новосибирских островов, проливов Дежнева и Санникова, данные табл. 2 являются основной информационной базой идентификации УВ-газов различных газоматеринских источников в донных отложениях континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и Северного Ледовитого океана.

В составе УВ-газов донных отложений района исследований обнаружены: метан в концентрациях 0,0004–0,0730 %, этан и этилен (суммарно) — 0,00002–0,0102 %, пропан и пропилен — 0–0,0022, *n*-бутан и *i*-бутан — 0–0,0018, *n*-пентан и *i*-пентан — 0–0,0014 %. Концентрации ΣC_2-C_5 изменяются от 0,0002 до 0,0142 %.



Рис. 3. Сейсмогеологический разрез МАГЭ-2016 [22] восточной части впадины Подводников (Предвосточносибирского осадочного бассейна)

Fig. 3. Geoseismic section along МАГЭ-2016 Line [22] in the eastern part of the Podvodnikov depression (Predvostochnosibirsky sedimentary basin)



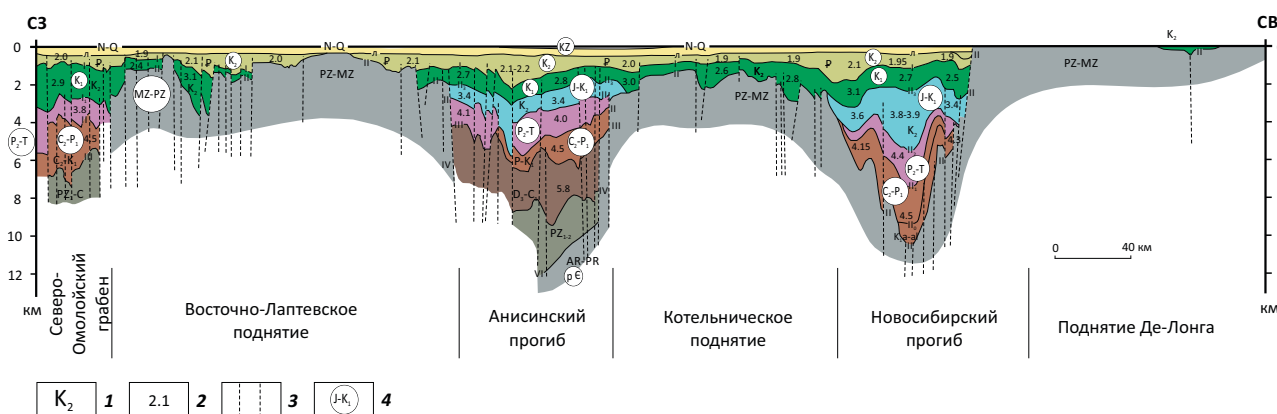
ESS5, ESS3, ESS1, ESS11, LCU, JU, PU — отражающие горизонты, А — акустический фундамент.
Положение сейсмопрофиля см. на рис. 1

ESS5, ESS3, ESS1, ESS11, LCU, JU, PU — seismic reflectors; A — acoustic basement.

Position of the seismic line is shown in Fig. 1

Рис. 4. Сейсмогеологический разрез Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по профилю 90800 ([23] с дополнениями [24])

Fig. 4. Geoseismic section along 90800 Line, the Laptev-Siberian Sea geosubstructural zone ([23] complemented [24])



1 — стратиграфическая привязка и индексация сейсмокомплексов и образований акустического фундамента (по [23]); 2 — значения интервальных скоростей, км/с; 3 — тектонические нарушения по сейсмическим данным; 4 — стратиграфическая привязка и индексация сейсмокомплексов и акустического фундамента (по [24]).

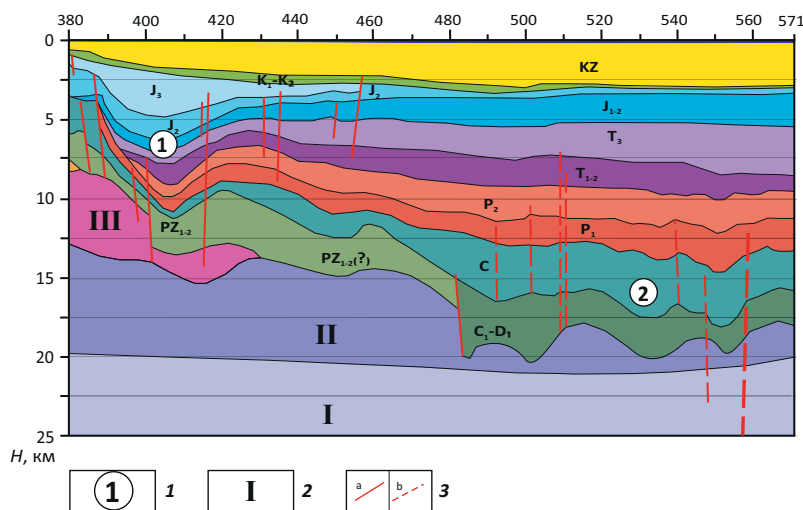
Положение сейсмопрофиля 90800 см. на рис. 1

1 — stratigraphic matching and indexing of seismic sequences and formations in the acoustic basement (according to [23]); 2 — interval velocities, km/s; 3 — faults identified using seismic data; 4 — stratigraphic matching and indexing of seismic sequences and acoustic basement (according to [24]).

Position of 90800 seismic line is shown in Fig. 1

Рис. 5. Сейсмогеологический разрез Северо-Чукотского прогиба по профилю 5AP [22]

Fig. 5. Geoseismic section across the North Chukotsky trough, 5AP Line [22]



1 — геоструктуры (1 — Колычинский грабен-рифт, 2 — Северо-Чукотский прогиб (осадочный бассейн)); 2 — допалеозойские образования (I — базитовый слой нижней коры, II — диоритовый слой верхней коры, III — архей-позднепротерозойский гранитно-метаморфический слой верхней коры); 3 — тектонические нарушения (a — установленные, b — предполагаемые)

1 — geostuctures (1 — Kolyuchinsky graben-rift, 2 — North Chukotsky trough (sedimentary basin)); 2 — pre-Palaeozoic formations (I — basite layer of lower crust, II — diorite layer of upper crust, III — Archean-Late Proterozoic granite-metamorphic layer of upper crust); 3 — faults (a — known, b — assumed)

Табл. 1. Средние значения весовых концентраций и молекулярной массы УВ-фракции УВ-газов осадочных бассейнов и месторождений Прибалканья [11]

Tab. 1. Average values of weight concentration and molecular mass of HC fraction of HC gases in sedimentary basins and fields of the Balkans [11]

Генетический тип	Компоненты объемные, %					Весовые компоненты, г/кг					M _{ув} , г/моль
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	
Современные осадки (200)	99,99	0,01	сл.	сл.	сл.	1000	сл.	сл.	сл.	сл.	16,04
Угольные залежи (30)	97,68	1,78	0,36	0,11	0,06	951	33	10	4	2	16,4
Газовые залежи (31)	99,37	0,44	0,12	0,06	0,01	996	8	3	2	1	16,17
Газонефтяные залежи (34)	76,26	7,28	7,88	5,23	3,36	543	94	130	130	104	23,26
Нефтяные залежи (348)	63,66	12,88	12,67	7,56	3,23	384	146	210	165	95	26,57

Расчет и интерпретация полученных значений газогеохимических показателей $C_{ув}$, $M_{ув}$, $K_{вл}$, $K_{пр}$, $K_{сух}$, $\delta^{13}C-CH_4$ и $\delta^{13}C-C_2H_6$, с учетом данных табл. 2 позволили выделить в донных отложениях района исследований 11 групп УВ-газов, относящихся к различным газоматеринским источникам, в том числе — газогидратным и газовым залежам, угленосным формациям, магматическим образованиям, твердым битумам и предполагаемым залежам конденсатного и нефтяного ряда, характеризующимся индивидуальными значениями вышеуказанных показателей.

При этом молекулярная масса УВ-фракции — значение средневзвешенной по массе ее индивидуальных членов ряда метан-пентан (C_1-C_5 , г/моль) — и весовая концентрация УВ, нормированная на $M_{ув}$,

в долях целого на 1000 (г/кг УВ-фракции), использовались в настоящей статье как единый количественный показатель генетических особенностей УВ-газов различных газоматеринских источников (табл. 3).

Исходя из данных табл. 4, значения изотопного состава углерода $\delta^{13}C-CH_4$ и $\delta^{13}C-C_2H_6$ являются генетическими показателями УВ-газов для всех газоматеринских источников и характеризуются закономерной тенденцией возрастания средних значений от (–60...–58 и –28...27 ‰) 1-го–4-го газоматеринских источников до (–44...–36 и –23...–17 ‰) — 9-го–11-го.

Коэффициент преобразованности УВ-фракции использовался в представленной статье как показатель степени преобразования и превращенности



Табл. 2. Средние значения газогеохимических показателей УВ-газов различных материнских источников континентальных и акваториальных угленефтегазоносных бассейнов, площадей и месторождений северо-востока России по данным скважинного опробования ([16] с дополнениями [17, 18])

Tab. 2. Average values of gas-geochemical indicators of HC gases from different sources in continental and offshore coal, oil, and gas bearing basins, areas, and fields of north-eastern Russia according to well testing data ([16], complemented [17, 18])

Материнский источник (группа УВ-газов)	Бассейн, площадь, место- рождение (число определений)	Весовые компоненты, доли целого на 1000 (г/кг УВ-фракции)					М _{ув} , г/моль	Газогеохимические коэффициенты		
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅		K _{вл}	K _{пр}	K _{сух}
Газогидратные залежи	Охотоморский (24)	994	3	2	1	0	16,1	0,6	1,5	166
	Мессояхское (8)	993	4	2	1	0	16,1	0,7	1,6	142
	Новосибирский (2)	996	1	2	2	0	16,09	0,4	0,7	249
Газовые залежи, KZ	Камчатский (12)	984	9	4	2	1	16,18	1,6	4,5	62
	Анадырский (20)	983	10	3	3	1	16,2	1,7	7	58
	Чаунская (9)	984	13	2	1	0	16,17	1,6	3,9	62
	Хромская (4)	985	13	2	сл	0	16,15	1,5	2,6	66
Залежи бурого угля	Анадырский (48)	978	11	7	4	сл	16,24	2,2	7,7	43
	Чаунская (24)	978	18	3	1	0	16,22	2,2	5,8	45
	Приморская (6)	979	16	4	1	0	16,21	2,1	4,8	47
	Хромская (3)	983	10	5	2	0	16,19	1,7	5	57
Залежи каменного угля	Беринговский (88)	969	23	5	2	1	16,29	3,1	8,9	31
	Новосибирский (4)	973	20	4	2	1	16,27	2,7	8	36
	Дальнее (12)	967	23	6	3	1	16,33	3,3	12,1	29
Газовые залежи, MZ	Ленский (48)	956	29	9	5	1	16,43	4,4	16,2	22
	Буреинский (5)	955	28	9	6	2	16,45	4,5	18	21
	Анадырский (6)	957	33	6	3	1	16,39	4,3	16	22
Магматические образования	Омсукчанский (12)	940	37	17	6	0	16,58	6	14,3	16
	Чаунская (4)	934	44	12	4	0	16,55	6,6	15,7	14
	Дальнее (8)	939	48	9	3	0	16,54	6,1	15,8	15
Конденсатно-газовые залежи	Ленский (24)	876	69	32	16	7	17,23	12,4	34,2	7,1
	Новосибирский (4)	882	109	7	2	0	17,02	11,8	27,3	7,5
Твердые битумы	Ленский (20)	839	87	36	28	10	17,63	16,1	67,6	5,2
	Чаунская (4)	853	60	40	42	5	17,58	14,7	64,4	5,8
Конденсатные залежи	Ленский (15)	786	107	59	33	15	18,3	21,4	59,8	3,7
	Сахалинский (6)	831	66	40	31	32	17,9	16,9	51,2	4,9
Нефтегазовые залежи	Ленский (20)	728	144	74	36	18	18,97	27,2	70,2	2,7
	Новосибирский (3)	690	147	91	56	16	19,46	31	91,1	2,2
	Иркутский (12)	722	148	72	38	20	19,05	27,8	78,1	2,6
Газонефтяные залежи	Ленский (32)	505	149	166	130	50	23,19	49,5	116,7	1
	Буреинский (28)	516	142	153	121	68	23,02	48,4	112,3	1,1
	Новосибирский (3)	535	180	147	102	35	22,15	49	125	1,2
Нефтяные залежи	Ленский (8)	372	184	227	156	61	26,35	62,8	126,5	0,6
	Буреинский (8)	393	158	178	147	124	26,26	60,7	130,5	0,6
	Сахалинский (12)	446	183	135	137	99	24,46	55,4	185,7	0,8

Табл. 3. Результаты определения весовых концентраций и молекулярной массы УВ-фракции газоматеринских источников донных отложений района исследований

Tab. 3. The results of weight concentration and molecular mass determination in HC fraction of gas sources in seafloor sediments of the study area

Газоматеринский источник, группа УВ-газов, номера станций	Весовые концентрации УВ-фракции, в долях целого на 1000 (г/кг УВ-фракции)					M _{ув} , г/моль
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	
1. Газогидратные скопления и залежи: 45-370; 83-11, 12, 14; 90-12, 13, 22	$\frac{990-996}{993}$	$\frac{0,7-9,5}{5}$	$\frac{0,0-2,9}{1,6}$	$\frac{0-2}{0,8}$	$\frac{0-2}{0,4}$	$\frac{16,08-16,11}{16,1}$ (9)
2. Газовые скопления и залежи, KZ : 87; 83-11, 12, 90-12, 13, 15, 22	$\frac{981-992}{986}$	$\frac{4,7-17,6}{11}$	$\frac{0,0-6}{2,7}$	$\frac{0,0-3,7}{1}$	$\frac{0-сл.}{сл.}$	$\frac{16,12-16,19}{16,16}$ (11)
3. Угленосные формации: 85, 45-450, 83-7, 90-28	$\frac{965-978}{972}$	$\frac{17,4-30,3}{21}$	$\frac{3,6-6,4}{5,2}$	$\frac{0,6-2,8}{1,7}$	$\frac{0-1,3}{0,3}$	$\frac{16,2-16,3}{16,27}$ (8)
4. Газовые скопления и залежи, MZ : 88, 45-450, 500; 83-9, 10; 90-7, 8, 15, 23, 24	$\frac{948-969}{959}$	$\frac{6-39,7}{23}$	$\frac{2,2-16}{7,9}$	$\frac{0,1-17,7}{6,5}$	$\frac{0-23,6}{4}$	$\frac{16,35-16,48}{16,42}$ (13)
5. Магматические образования: 71, 86; 83-15, 17; 90-14	$\frac{911-942}{931}$	$\frac{21,5-76}{50}$	$\frac{9,5-22,5}{14,1}$	$\frac{2,2-10,1}{4,6}$	$\frac{0-0,5}{0,1}$	$\frac{16,53-16,74}{16,63}$ (6)
6. Конденсатногазовые скопления и залежи: 45-380, 490, 510, 530, 715; 77-22; 83-8, 10; 90-4	$\frac{851-904}{883}$	$\frac{35,6-104,1}{59}$	$\frac{18,3-52,6}{32,2}$	$\frac{2,7-53,4}{21,4}$	$\frac{0-22,3}{4,2}$	$\frac{16,94-17,34}{17,17}$ (14)
7. Твердые битумы: 45-390; 77-23; 90-6	$\frac{838-858}{848}$	$\frac{38,2-103,3}{70}$	$\frac{24,5-37,7}{30,1}$	$\frac{31,1-55,8}{42,1}$	$\frac{0,1-23,9}{9,8}$	$\frac{17,56-17,65}{17,6}$ (3)
8. Газоконденсатные скопления и залежи: 45-430, 460, 470, 520, 540; 90-10, 11, 25, 29	$\frac{775-846}{820}$	$\frac{11,5-136,8}{62}$	$\frac{6,7-39,6}{26,1}$	$\frac{18,8-93,4}{42,3}$	$\frac{20,6-112,4}{49,3}$	$\frac{17,95-18,5}{18,09}$ (9)
9. Нефтегазовые скопления и залежи: 77, 84, 91; 45-400, 410, 420, 440; 77-24, 26, 31; 90-5, 5вс, 9, 16, 17	$\frac{575-809}{714}$	$\frac{12,5-253,6}{95}$	$\frac{5,9-82,4}{47}$	$\frac{5,8-158,1}{70,5}$	$\frac{1,2-239,6}{65,1}$	$\frac{18,63-20,83}{19,48}$ (15)
10. Газонефтяные скопления и залежи: 72, 76, 83; 45-480, 550, 560; 77-27, 28, 29, 30, 32, 33; 90-18, 19, 20	$\frac{450-659}{527}$	$\frac{47,2-298,6}{197}$	$\frac{27-185,5}{97,5}$	$\frac{40,3-163}{109,6}$	$\frac{2,9-216,2}{69,2}$	$\frac{21,04-23,78^*}{22,46}$ (15)
11. Нефтяные скопления и залежи: 77-25	$\frac{303}{303}$	$\frac{303}{303}$	$\frac{211,7}{211,7}$	$\frac{216,9}{216,9}$	$\frac{10}{10}$	$\frac{27,53}{27,53}$

Примечание. **KZ** и **MZ** — кайнозойские и мезозойские отложения.

*Числитель — от-до, знаменатель — число определений (15); сл. — следы (менее 0,05 г/кг).

Note. **KZ** and **MZ** — Cenozoic and Mesozoic deposits.

*numerator — from-to, denominator — number of measurements (15); сл. — traces (less than 0.05 g/kg).

гомологов метана. По данным [12], с повышением температуры недр происходит перераспределение в содержании гомологов метана — превращение пропана в этан и бутан, а также пропана и этана в пентан. Значительные вариации значений $K_{пр}$ (см. табл. 4) связаны как с поступлением в скопления газа новых УВ, так и с выносом их водами и диффузией имеющихся компонентов. При этом значения $K_{пр}$ указывают на продолжительность нахождения УВ-газов в ловушке.

Коэффициент «влажности» является показателем обогащенности УВ-фракции гомологами метана и важным критерием поиска залежей УВ. Так, средними значениями $K_{вл} < 1\%$ характеризуются УВ-газы газогидратов, $> 28\%$ — залежи нефтяного ряда.

Коэффициент «сухости» указывает на степень обогащенности УВ-фракции метаном и изменяется в регионе от 249 усл. ед. газогидратов до 0,4 усл. ед. нефтяных залежей (см. табл. 4). Исходя из данных [27], для каждой акватории значения этого коэффициента могут существенно изменяться. Так, для осадков Каспийского моря его средние значения 238 усл. ед. рассматриваются как критерий разделения биогенных УВ-газов от метаморфогенных. В море Лаптевых (Усть-Ленском грабене) это отношение в среднем составляет 90 усл. ед.

Исходя из вышеизложенных сведений, УВ-газы кайнозойских газогидратных и газовых залежей представлены в УВ-фракции донных отложений метаном с примесью этана и микропримесями пропана, бутана и пентана (< 5 г/кг). Эти группы УВ-га-



Табл. 4. Значения изотопно-газгеохимических показателей УВ-газов донных отложений в зонах развития различных групп материнских источников

Tab. 4. Values of isotope gas-geochemical indicators of HC gases from seafloor sediments in the zones of different source group occurrence

Номера групп УВ-газа	Газогеохимические коэффициенты			Изотопный состав углерода, $\delta^{13}\text{C}$, ‰	
	$K_{\text{вл}}$, %	$K_{\text{пр}}$, усл. ед.	$K_{\text{сух}}$, усл. ед.	CH_4	C_2H_6
1	$\frac{0,4-1}{0,7}$ (9)	$\frac{0,01-2,7}{1,5}$	$\frac{110,11-249}{141,86}$ (9)	$\frac{-60,8...-58,8}{-59,8}$ (2)	Нет данных
2	$\frac{0,8-1,8}{1,4}$ (11)	$\frac{1,3-5,6}{2,6}$	$\frac{51,63-124}{70,43}$	$\frac{-60,2...-59,6}{-59,9}$ (2)	Нет данных
3	$\frac{2,1-3,5}{2,8}$ (8)	$\frac{4,7-8,7}{6,3}$	$\frac{27,57-44,45}{34,71}$	$\frac{-59...-58}{-58,5}$ (2)	$\frac{-27,6...-28}{-27,8}$ (2)
4	$\frac{3,1-5,2}{4,1}$ (13)	$\frac{4,7-29,6}{18,5}$	$\frac{18,23-31,26}{23,39}$	$\frac{-60...-56}{-58}$ (2)	$\frac{-27}{-27}$
5	$\frac{5,8-8,9}{6,9}$ (6)	$\frac{15,1-17,3}{16,2}$	$\frac{10,24-16,21}{13,49}$	Нет данных	Нет данных

зов характеризуются средними значениями $K_{\text{сух}}$ — 142 и 70 усл. ед.; $K_{\text{вл}}$ — 0,7 и 1,4 %; $K_{\text{пр}}$ — 1,5 и 2,6 усл. ед.; $M_{\text{ув}}$ — 16,10 и 16,16 г/моль и $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ — (–59,9 и –59,8 ‰), что указывает на паритетное распределение в них биогенной и метаморфогенной составляющей.

Для миграционных УВ-газов *угленосных формаций* и мезозойских *газовых залежей* типично доминирование метаморфогенной составляющей, о чем свидетельствуют значения их изотопно-газгеохимических показателей (см. табл. 3, 4).

Проявления эпигенетических УВ-газовых *магматических образований* в донных осадках региона, установленных в зонах тектономагматической активизации, представлены метаном с примесью этана и пропана, микропримесью бутана и практически следовыми концентрациями пентана. Данная группа УВ-газов характеризуется индивидуальными газогеохимическими показателями и магматогенным происхождением.

УВ-газовые *конденсатогазовые* залежи по значениям изотопно-газгеохимических показателей, представленных в табл. 3 и 4, соответствуют метаморфогенным газам.

Важно отметить, что УВ-газы первых шести групп характеризуются плавной нисходящей тенденцией в распределении средних значений весовых концентраций индивидуальных углеводородов УВ-фракции в виде: $\text{C}_1 > \text{C}_2 > \text{C}_3 > \text{C}_4 > \text{C}_5$, $\Sigma\text{C}_2-\text{C}_5 < 120$ г/кг, $M_{\text{ув}} < 17,3$ г/моль, $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и $\text{C}_2\text{H}_6 < -54$ и -26 ‰, $K_{\text{вл}} < 12$ %, $K_{\text{сух}}$ — 7,5–249 усл. ед., $K_{\text{пр}} < 40$ усл. ед. и образованием в верхней части геологического разреза района исследований.

Миграционные УВ-газы предполагаемых *твердых битумов*, газогеохимическим аналогом которых являются данные их газового опробования из скважин побережья Чаунской губы [17], по газогеохимическим показателям относятся к метаморфогенным газам со специфической особенностью неравномерного распределения средних значений

весовых концентраций углеводородов УВ-фракции: $\text{C}_1 > \text{C}_2 > \text{C}_3 < \text{C}_4 > \text{C}_5$. В аналогичных по генезису УВ-газах *газоконденсатных* залежей данное распределение представлено в виде: $\text{C}_1 > \text{C}_2 > \text{C}_3 < \text{C}_4 < \text{C}_5$ (см. табл. 3), что явно указывает на перераспределение гомологов метана в содержании УВ-фракции вследствие повышения температур недр в период их образования.

Исходя из установленных значений $K_{\text{пр}}$, образование этих групп УВ-газов связано с мезозойским и верхнепалеозойским породными комплексами региона, что подтверждается данными геологического картирования [1, 4] и работой [28].

Эпигенетические УВ-газы *нефтегазовых, газонефтяных* и *нефтяных* скоплений и залежей характеризуются аналогичным неравномерным распределением УВ в УВ-фракции, максимальными средними значениями $\text{C}_{\text{ув}}$, $M_{\text{ув}}$, $K_{\text{пр}}$, $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и C_2H_6 , а также минимальными — $K_{\text{сух}}$ (см. табл. 3, 4). В табл. 5 приведены результаты определения значений осредненных доверительных индивидуальных интервалов изотопно-газгеохимических показателей для УВ-газов нефтяного ряда.

В целом УВ-газы 7-й–11-й групп характеризуются изменчивыми показателями распределения средних значений весовых концентраций C_2-C_5 , где любой из УВ (от пропана до пентана) может иметь максимальные показатели в составе УВ-фракции, средние значения $\Sigma\text{C}_2-\text{C}_5 > 150$ г/кг, $M_{\text{ув}} > 17,5$ г/моль; $K_{\text{вл}} > 15$ %, $K_{\text{пр}} > 85$ усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и $\text{C}_2\text{H}_6 > -51$ и -25 ‰ и $K_{\text{сух}}$ — 0,4–5,6 усл. ед. (см. табл. 3, 4).

Газогеохимическое районирование

Специфической особенностью исследований является отсутствие в донных отложениях УВ-газов с газогеохимическими показателями сингенетических газов *современных осадков*, что, по-видимому, связано с низкими значениями $\text{C}_{\text{орг}}$, скорости седиментации, газонасыщенности в пределах континентальной окраины и Северного Ледовитого океана [20] и процессами их смешивания с мигра-

Табл. 5. Значения осредненных интервалов изотопно-газогеохимических показателей прогнозных залежей нефтяного ряда района исследований

Tab. 5. Mean range values of isotope gas-geochemical indicators for predicted petroleum-series deposits in the study area

Показатели	Значения осредненных интервалов газогеохимических показателей прогнозных залежей нефтяного ряда		
	Нефтегазовые	Газонефтяные	Нефтяные
$M_{УВ}$, г/моль	18,78–20,95	20,96–24,49	> 24,5
$K_{вл}$, %	23–35,9	36–49,9	> 50
$K_{пр}$, усл. ед.	116,0–177,9	178–234,9	> 235
$K_{сух}$, усл. ед.	1,89–3,6	0,81–1,9	< 0,8
$\delta^{13}C-CH_4$, ‰	–42,6...–39,1	–42,6...–39,1	< –39
$\delta^{13}C-C_2H_6$, ‰	–24...–22,9	–22,8...–19,1	< –19

ционными УВ-газами из более газонасыщенных материнских источников. Кроме того, не исключается возможность их образования в верхнем неопробованном слое донных осадков толщиной 5–20 см.

Углеводородные газы *газогидратных* скоплений и залежей распространены в пределах Колючинского грабен-рифта (станция 45-370), юго-западного крыла Анисинского прогиба (станция 83-14), сложностроеного южного (станции 83-11, 12), флексуно-разломного восточного (станции 90-12, 13) и западного (станция 90-22) склонов поднятия Ломоносова (см. рис. 1, 2, 4), кайнозойских *газовых* скоплений и залежей — западного склона поднятия Де-Лонга (станция 87) и вышеуказанных участков поднятия Ломоносова.

Наличие миграционных УВ-газовых *угленосных* формаций установлено в осадках Северо-Чукотского прогиба (станции 45-450, 90-28, см. рис. 1, 5), поднятия Де-Лонга в пределах прибрежной зоны о-ва Беннетта (станция 85) и Северо-Западной террасы (станция 83-7); мезозойских *газовых* скоплений и залежей — Северо-Чукотского прогиба (станция 45-500), поднятия Де-Лонга (станция 88), впадины Амундсена (станция 83-9), северо-западной террасы (станции 83-10), западного крыла впадины Подводников (станции 90-7, 8) и поднятия Ломоносова (станции 90-15, 23, 24). Присутствие УВ-газов *магматических* образований установлено в осадках зон тектономагматической активизации поднятия Де-Лонга (станция 86), Восточно-Лаптевского (станции 83-15, 17) и Ломоносова (станция 90-14) поднятий.

Углеводородные газы предполагаемых *конденсатогазовых* скоплений и залежей распространены в осадках Колючинского грабен-рифта (станция 45-380) и Северо-Чукотского прогиба (станции 45-490, 510, 530), Новосибирского прогиба (станция 77-22) и Северо-Западной террасы (станция 83-10), впадины Амундсена (станция 83-8), поднятий Де-Лонга (станция 90-4) и Менделеева (станция 45-715); *твердых битумов* — Колючинского грабен-рифта (станция 45-390), Северной (станция 77-23) и Северо-Западной (станция 90-6) структурных террас.

В донных отложениях Северо-Чукотского прогиба (станции 45-430, 460, 470, 520, 540), Колючинского грабен-рифта (станция 90-29), флексуно-разломного восточного склона поднятия Ломоносова (станции 90-10, 11) и западного крыла впадины Подводников (станции 90-17, 25, см. рис. 1) установлено развитие миграционных УВ-газов *газоконденсатных* залежей.

Миграционные УВ-газы прогнозных *нефтегазовых* скоплений и залежей установлены в донных отложениях Новосибирского (станции 77, 84, 91) и Северо-Чукотского (станции 45-420, 440) прогибов, Колючинского грабен-рифта (станции 45-400, 410), поднятия Де-Лонга (станции 77-31, 90-5, 90-5вс), впадины Подводников (станции 77-26, 90-9), Северной (станция 77-24) и Северо-Западной (станция 90-6) структурных террас, а также флексуно-разломного восточного склона поднятия Ломоносова (станции 90-16, 17), где наблюдается формирование геохимических полей этой группы УВ-газов — обычно в виде внешней оторочки поля газонефтяных газов.

Формирование геохимических полей УВ-газов *газонефтяных* скоплений и залежей установлено в пределах Анисинского (станции 72, 76), Новосибирского (станции 83, 77-33) и Северо-Чукотского (станции 480, 550, 560) прогибов, поднятия Де-Лонга (станция 77-32), Северной террасы (станция 77-30), флексуно-разломной Ломоносово-Менделеевской зоны (станция 77-29), впадины Подводников (станции 77-27, 28; 90-9) и флексуно-разломного склона поднятия Ломоносова (станции 90-18, 19, 20).

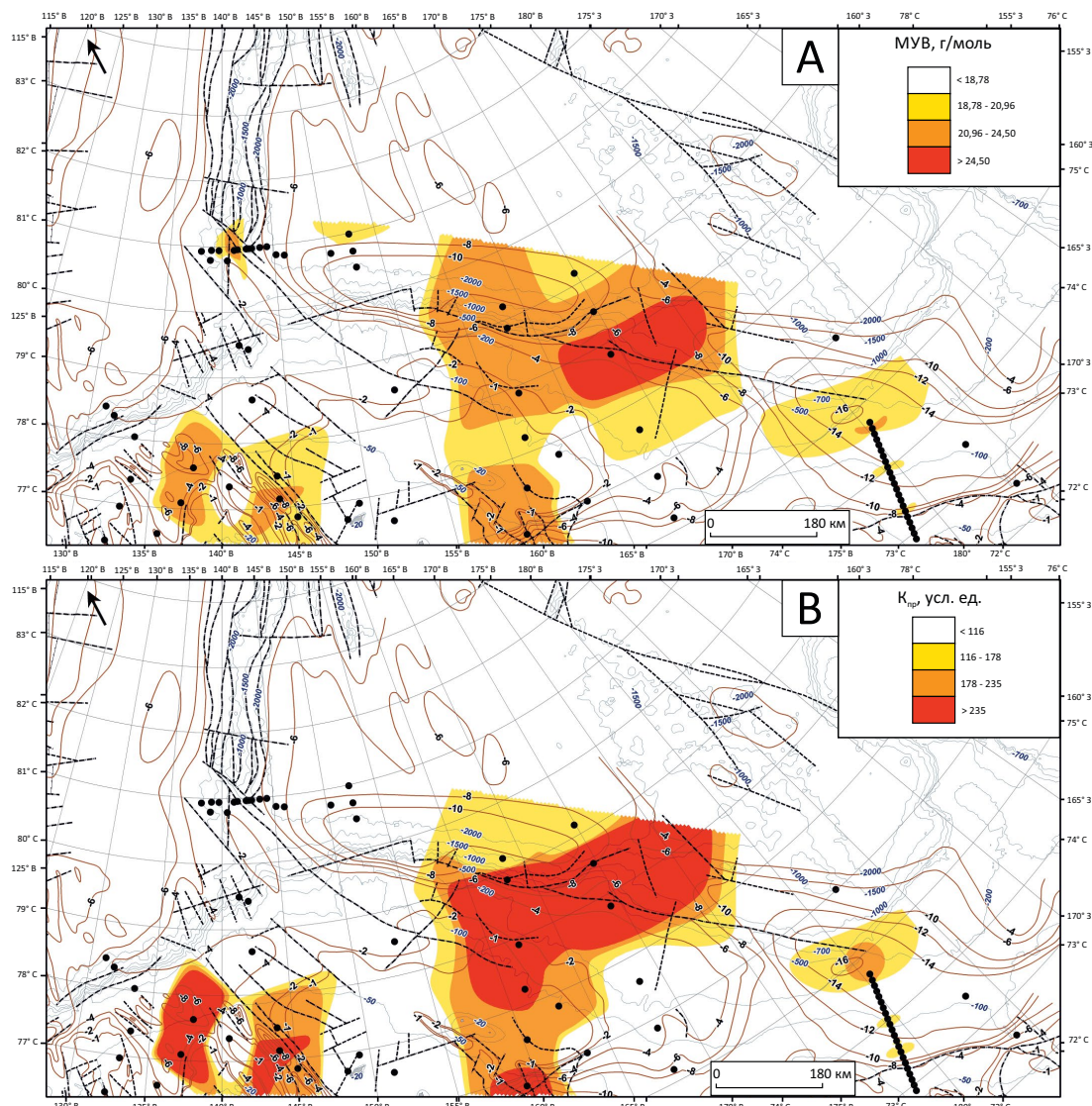
В пределах района исследований обнаружено единственное локальное геохимическое поле УВ-газов *нефтяных залежей* (станция 77-25), формирование которого связано с флексуно-разломной Ломоносово-Менделеевской зоной.

Для решения поставленных в данной работе задач результаты газогеохимических исследований позволили составить карты распространения в донных отложениях УВ-газов нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных скоплений и залежей по данным $M_{УВ}$ и $K_{пр}$ (рис. 6 А, В), $K_{вл}$ и $K_{сух}$ (рис. 7 А, В).



Рис. 6. Карты распределения прогнозных нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных скоплений и залежей континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана по данным газогеохимических показателей по состоянию изученности на 01.01. 2025 г.

Fig. 6. Maps of predicted oil and gas, gas and oil, and oil accumulations on the continental margin of the East Siberian Sea and the Arctic Ocean in accordance with gas-geochemical data as on 01.01.2025



A — $M_{уб}$, B — $K_{пр}$.

Усл. обозначения см. на рис. 1

A — $M_{уб}$, B — $K_{пр}$

For legend see Fig. 1

Нефтеперспективность

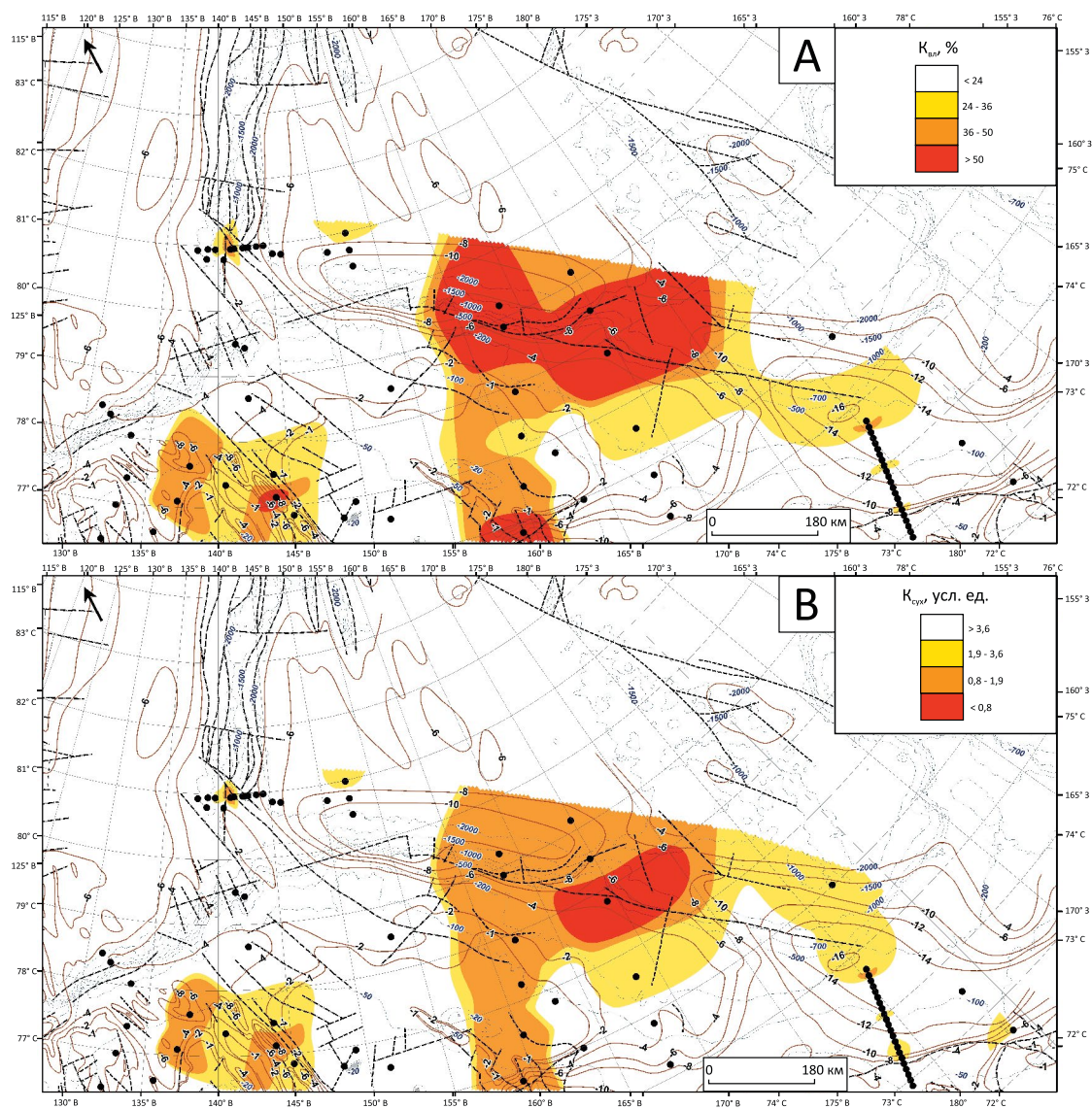
В пределах изученной территории Северного Ледовитого океана и континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Лаптево-Сибироморской структурной зоны **наиболее высокой** нефтеперспективностью по данным газогеохимических критериев $M_{уб}$, $K_{пр}$ (см. рис. 6 А, В), $K_{вл}$ и $K_{сх}$ (см. рис. 7 А, В) характеризуются участки геоструктур центрального сектора региона — восточной части Предвосточносибирского бассейна (впадины Подводников), Ломоносово-Менделеевской флек-

сурно-разломной зоны, Северной террасы, северной части поднятия Де-Лонга и северо-восточного склона Новосибирского осадочного бассейна, где УВ-газы нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых скоплений и залежей установлены на 12 донных станциях, или 39 % их общего числа станций с газогеохимическими показателями УВ-газов нефтяного ряда.

Участки Анисинского и северо-западного склона Новосибирского бассейна *западного сектора* региона по всем газогеохимическим критериям

Рис. 7. Карты распределения прогнозных нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных скоплений и залежей континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана по данным газогеохимических показателей по состоянию изученности на 01.01. 2025 г.

Fig. 7. Maps of predicted oil and gas, gas and oil, and oil accumulations on the continental margin of the East Siberian Sea and the Arctic Ocean in accordance with gas-geochemical data as on 01.01.2025



A — $K_{вл}$, B — $K_{сух}$

Усл. обозначения см. на рис. 1

A — $K_{вл}$, B — $K_{сух}$

For legend see Fig. 1

отличаются **высокой** категорией нефтеперспективности, а также наличием УВ-скоплений и залежей нефтегазового и газонефтяного ряда на шести донных станциях (19 %).

Южный склон, центральная часть Северо-Чукотского прогиба и северное крыло Колочинского грабен-рифта восточного сектора региона по газогеохимическим критериям относятся к землям **высокой** нефтеперспективности. Здесь на семи станциях установлены УВ-газы с показателями нефтегазовых и газонефтяных залежей, что составляет

23 % общего числа станций с газогеохимическими показателями, типичными для УВ-газов нефтяного ряда (см. рис. 6, 7).

Участки западной части Ломоносово-Менделеевской флексурно-разломной зоны, южного склона поднятия Ломоносова и западного крыла впадины Подводников северо-западного сектора региона по значениям показателей $M_{УВ}$, $K_{вл}$ и $K_{сух}$ отнесены к **I категории** нефтеперспективности, $K_{пр}$ — **малоперспективным** (см. рис. 6 В). Следует отметить, что в пределах сектора по данным $M_{УВ}$, $K_{вл}$ и $K_{сух}$ УВ-газов

нефтегазовых и газонефтяных скоплений и залежей наблюдаются в донных отложениях шести станций или в 19 % от их числа с аналогичными показателями.

К **малоперспективным** площадям в настоящий момент относятся слабоизученные территории южных частей впадины Амундсена и поднятия Менделеева с единичными станциями газового опробования с показателями УВ-газов конденсатогазовых залежей.

В процессе исследований установлено, что максимальной встречаемостью УВ-газов конденсатогазовых и газоконденсатных скоплений и залежей характеризуется район южного крыла Северо-Чукотского осадочного бассейна и Колючинского грабена — 10 станций, южного склона поднятий Ломоносова и западного — впадины Подводников — по 2, Новосибирского бассейна, поднятий Де-Лонга, Менделеева, Северо-Западной террасы и впадины Амундсена — по 1.

Важно отметить высокую частоту встречаемости УВ-газов с показателями газогидратных и газовых скоплений и залежей в пределах склонов

поднятия Ломоносова, что указывает на достаточно высокий газовый потенциал этой геоструктуры.

Заключение

В результате анализа имеющихся данных геологического строения исследованного региона установлено, что из 16 рекомендованных геологических показателей, используемых для прогноза нефтегазоносности слабоизученных крупных регионов России, на современном уровне его геологической и геофизической изученности можно надежно определить не более половины этих показателей.

Комплексное применение геологических и изотопно-газогеохимических критериев оценки нефтегазоносности геоструктур юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана и континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Лаптево-Сибироморской структурной зоны позволяет повысить информативность прогнозных оценок за счет достаточной эффективности как в научно-теоретическом плане, так и в приложении к прямым поискам нефти и газа в изученном Арктическом регионе, что подтверждается результатами, приведенными в статье.

Литература

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000. Лист S 57, 58 (Восточно-Сибирское море). Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. — 51 с.
2. Рекант П.В., Гусев Е.А., Черных А.А. и др. Геологическая карта. Масштаб 1:1000 000. Серия Океанская. Лист U-53, 54, 55, 56 — хр. Ломоносова. Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2011. — 66 с.
3. Государственная геологическая карта. Серия Лаптево-Сибироморская, Океанская. Масштаб 1:1000 000. Лист T-57-60 — остров Генриетты. Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2015. — 84 с.
4. Государственная геологическая карта. Масштаб 1:1000 000. Лист S-53, 54. Серия Лаптево-Сибироморская. Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2016, — 309 с.
5. Государственная геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1:2500 000. — СПб.: ВСЕГЕИ. — 2016.
6. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. и др. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных регионов // Советская геология. — 1976. — № 1. — С. 28-39.
7. 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.
8. Старобинец И.С., Петухов А.В., Zubайраев С.Л. и др. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. — М.: Недра, 1993. — 332 с.
9. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. — Ростов-на-Дону: ВНИИГРИУголь, 1985. — 96 с.
10. ГОСТ 31371.3-2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. — М.: Стандартинформ, 2008. — 16 с.
11. 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.
12. Высоцкий И.В. Геология природного газа. — М.: Недра, 1979. — 392 с.
13. 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.
14. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. — М.: Недра, 1969. — 334 с.
15. Гресов А.И. Геохимическая классификация углеводородных газов углеводородных бассейнов Востока России // Тихоокеанская геология. — 2011. — Т. 30. — № 2. — С. 87-103.
16. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. II. Углеметановые бассейны Якутии и северо-востока России. — Владивосток: Дальнаука, 2012. — 468 с.

17. Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические показатели углефтегазоносности 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.
18. 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.
19. Гресов А.И., Сергеев В.И., Яцук А.В., Зарубина Н.В., Калинин В.В. Газогеохимические показатели донных отложений северной части Восточно-Сибирского моря и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Академии наук. – 2020. – Т. 492. – № 1. – С. 113–117. DOI: 10.31857/S2686739720050072.
20. Яцук А.В., Гресов А.И., Сергеев В.И. и др. Геохимические аномалии углеводородных газов в донных осадках хребта Ломоносова и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Академии Наук. – 2021. – № 2. – С. 219–225.
21. Yatsuk A.V., Gresov A.I., Snyder G.T. Hydrocarbon gases in seafloor sediments of the edge shelf zone of the East Siberian Sea and adjacent part of the Arctic Ocean // Frontiers in Earth Science. – 2022. – № 10. DOI: 10.3389/feart.2022.856496.
22. Казанин Г.С., Барабанова Ю.Б., Кириллова-Покровская Т.А., Черников С.Ф., Павлов С.П., Иванов Г.И. Континентальная окраина Восточно-Сибирского моря: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности // Разведка и охрана недр. – 2017. – № 10. – С. 51–55.
23. 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.
24. 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.
25. Пискарев А.Л. Арктический бассейн (геология и морфология). – СПб. : ВНИИОкеангеология, 2016. – 291 с.
26. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонова Л.Я. Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегеологическое районирование Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 14–27.
27. Яшин Д.С., Ким Б.И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 24–35.
28. Клубов Б.А. Природные битумы Севера. – М. : Наука, 1983. – 205 с.

References

1. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000. List S 57, 58 (Vostochno-Sibirskoe more). Ob"yasnitel'naya zapiska [The State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1000 000. Sheet S 57, 58 (East Siberian Sea)]. St. Petersburg: VSEGEI; 2006. 51 p. In Russ.
2. Rekant P.V., Gusev E.A., Chernykh A.A. et al. Geologicheskaya karta. Masshtab 1:1000 000. Seriya Okeanskaya. List U-53, 54, 55, 56 – khr. Lomonosova. Ob"yasnitel'naya zapiska [The State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1000 000. Sheet S 57, 58 (East Siberian Sea)]. – St. Petersburg: VSEGEI; 2011. 66 p. In Russ.
3. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta. Seriya Laptevo-Sibiromorskaya, Okeanskaya. Masshtab 1:1000 000. List T-57-60 – ostrov Genrietty. Ob"yasnitel'naya zapiska [The State geological map. Laptevo-Sibiromorskaya, Oceanic series. Scale 1:1000 000. Sheet T-57-60 – Henrietta Island]. St. Petersburg: VSEGEI; 2015. 84 p. In Russ.
4. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta. Masshtab 1:1000 000. List S-53, 54. Seriya Laptevo-Sibiromorskaya. Ob"yasnitel'naya zapiska [The State geological map. Scale 1:1000 000. Sheet S-53, 54. Laptevo-Sibiromorskaya series]. St. Petersburg: VSEGEI; 309 p. In Russ.
5. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossii i prilgayushchikh akvatorii. Masshtab 1:2500 000 [The State Geological map of Russia and adjacent water areas. Scale 1:2500 000]. St. Petersburg: VSEGEI; 2016. In Russ.
6. Nalivkin V.D., Belonin M.D., Lazarev V.S. et al. Kriterii i metody kolichestvennoi otsenki neftegazonosnosti slaboizuchennykh krupnykh regionov [Criteria and methods for quantifying the oil and gas potential of poorly studied large regions]. Sovetskaya geologiya. 1976;(1):28-39. In Russ.
7. Kontorovich A.E., Kontorovich A.A., Tepeshko V.A. et al. 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 osvoeniya) materialy nauchno-prakticheskoy konf-sii. Moscow: VNIGRI; 2001. pp. 15–17. In Russ.
8. Starobinets I.S., Petukhov A.V., Zubayrayev S.L. et al. Osnovy teorii geokhimicheskikh poley uglevodorodnykh skopleniy [Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations]. Moscow: Nedra; 1993. 332 p. In Russ.
9. 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: VNIIGRIugol; 1985. 96 p. In Russ.
10. 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.
11. Velez V.Kh. Molekulyarnaya massa uglevodorodnoy fraktsii i vesovoye raspredeleniye komponentov S₁–S₅ v prirodnykh gazakh raznykh geneticheskikh tipov [Molecular weight of hydrocarbon fraction and weight distribution of C₁–C₅ 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.

12. Vysotsky I.V. Geologiya prirodnogo gaza [The geology of natural gas]. Moscow: Nedra; 1979. 392 p. In Russ.
13. 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.
14. Nesterov I.I. Criteria of prediction of oil-and-gas potential. Moscow: Nedra; 1969. 335 p. In Russ.
15. Gresov A.I. Geochemical classification of hydrocarbon gases of the coal basins of East Russia. *Russian Journal of Pacific Geology*. 2011;5(2):164–179. DOI: 10.1134/s1819714011020047. In Russ.
16. Gresov A.I. Metanoresursnaya baza ugol'nykh basseinov Dal'nego Vostoka i perspektivy ee promyshlennogo osvoeniya. T. II. Uglemetanovye basseiny Yakutii i Severo-Vostoka Rossii [Methane resources of coal basins in the Far East Russia and their perspective industrial development perspectives. V. II. Coal methane basins of Sakha Republic (Ikutia) and Nord-East]. Vladivostok: Dal'nauka; 2012. 468 p. In Russ.
17. Gresov A.I., Yatsuk A.V. Gazogekhimicheskiye pokazateli ugleftegazonosnosti 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 nefiti i gaza*. 2023;(1):95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110. In Russ.
18. 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 nefiti i gaza*. 2024;(5):105–116. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116. In Russ.
19. Gresov A.I., Sergienko V.I., Yatsuk A.V., Zarubina N.V., Kalinchuk V.V. Gas-Geochemical Parameters of Bottom Sediments in the Northern Part of the East Siberian Sea and Podvodnikov Basin of the Arctic Ocean. *Doklady Earth Sciences*. 2020;492(1):113–117. DOI: 10.1134/S1028334X20050074. In Russ.
20. Yatsuk A.V., Gresov A.I., Sergeenko V.I. et al. Geokhimicheskie anomalii uglevodorodnykh gazov v donnykh osadkakh khrebt Lomonosova i kotloviny Podvodnikov Severnogo Ledovitogo okeana [Geochemical anomalies of hydrocarbon gases in bottom sediments of the Lomonosov Ridge and the Submariner Basin of the Arctic Ocean]. *Doklady Akademii Nauk*. 2021;(2):219–225. In Russ.
21. Yatsuk A.V., Gresov A.I., Snyder G.T. Hydrocarbon gases in seafloor sediments of the edge shelf zone of the East Siberian Sea and adjacent part of the Arctic Ocean. *Frontiers in Earth Science*. 2022;(10). DOI: 10.3389/feart.2022.85649.
22. Kazanin G.S., Barabanova Yu.B., Kirillova-Pokrovskaya T.A., Chernikov S.F., Pavlov S.P., Ivanov G.I. Kontinental'naya okraina Vostochno-Sibirskogo morya: geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti [Continental margin of the East Siberian Sea: geological structure and oil and gas potential]. *Razvedka i okhrana nedr*. 2017;(10):51–55. In Russ.
23. Sekretov S.B. Tektonika Yevraziyskogo basseyna v zone yego sochleneniya s kontinental'noy okrainoy morya Laptevnykh [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.
24. Trukhalev A.I., Shulyatin O.G. Geologiya Yevraziyskogo basseyna Severnogo Ledovitogo okeana — svidetel'stvo v pol'zu kontseptsii rasshiryayushcheyasya 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.
25. Piskarev A.L. Arkticheskii bassein (geologiya i morfologiya) [Arctic basin (geology and morphology)]. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 2016. 291 p. In Russ.
26. Kim B.I., Evdokimova N.K., Kharitonova L.Ya. Struktura, neftegazovyi potentsial i neftegeologicheskoe raionirovanie Vostochno-Arkticheskogo shel'fa Rossii [Structure, oil and gas potential and oil and gas geological zoning of the Eastern Arctic shelf of Russia] *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(3):14–27. In Russ.
27. Yashin D.S., Kim B.I. Geochemical features of oil and gas potential of Eastern Arctic shelf of Russia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2007;(4):24–35. In Russ.
28. Klubov B.A. Prirodnye bitumy Severa [Natural bitumen of the North]. Moscow: Nauka; 1983. 205 p. In Russ.

Информация об авторах

Гресов Александр Иванович

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

Яцук Андрей Вадимович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Научно-технологический университет «Сириус»,
354340 пгт. Сириус, Олимпийский пр-кт, д. 1
e-mail: yatsuk.av@talantiuspeh.ru
ORCID ID: 0000-0003-3975-5438
SCOPUS ID: 55189937800
Researcher ID: I-3720-2017
SPIN: 5704-5884

Information about authors

Alexander I. Gresov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading 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 ID: 37104185100

Andrey V. Yatsuk

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher
Sirius University of Science and Technology,
1, Olympic Ave., Krasnodar region, Sirius Federal Territory, 354340,
Russia
e-mail: yatsuk.av@talantiuspeh.ru
ORCID ID: 0000-0003-3975-5438
SCOPUS ID: 55189937800
Researcher ID: I-3720-2017
SPIN: 5704-5884