

УДК 553.98:550.84

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110

Газогеохимические показатели углефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря

© 2023 г. | А.И. Гресов, А.В. Яцук

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

Поступила 07.10.2022 г.

Доработана 21.10.2022 г.

Принята к печати 02.11.2022 г.

Ключевые слова: донные отложения; углеводородные газы; газогеохимические показатели; углефтегазоносность; Восточно-Сибирское море.

Аннотация: В результате обработки и интерпретации данных газового опробования керна скважин и донных осадков центральной и западной частей шельфа Восточно-Сибирского моря установлено, что углеводородные газы изученных литотипов характеризуются газогеохимическими показателями — массовыми концентрациями, молекулярной массой, коэффициентами влажности, преобразованности углеводородной фракции и изотопного состава углерода метана сингенетических, эпигенетических и гетерогенетических газов, представленных в донных отложениях биохимическими газами современных осадков; магматогенными — магматических образований; метаморфогенными — углегазоносных формаций, газовых залежей, твердых битумов, конденсатно-газовых, конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных залежей и газогидратов. Определено, что изотопно-геохимические показатели установленных 11 генетических групп углеводородных газов достаточно близки к их аналогам Лено-Виллюйского, Иркутского, Верхне-Буреинского, Анадырского, Сахалинского и Охотоморского углефтегазоносных бассейнов Востока России. На основе полученных данных описаны прогнозные площади распространения нефтегазоносных формаций и выполнена газогеохимическая оценка нефтегазоперспективности района исследований.

Для цитирования: Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические показатели углефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. — 2023. — № 1. — С. 95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110.

Финансирование: Газогеохимические и аналитические исследования выполнены в рамках гостемы ТОИ ДВО РАН № 0211-2021-0006 «Газогеохимические поля Мирового океана, геодинамические процессы и потоки природных газов, влияющие на формирование геологических структур с залежами углеводородов и аутигенной минерализации» (121021500055-0).

Благодарности: Авторы выражают благодарность А.С. Астахову, Р.Б. Шакирову, А.А. Босину и Ю.П. Василенко за поддержку в проведении экспедиционных морских исследований, а также В.В. Калинин и Д.А. Швалову за помощь в отборе проб донных осадков.

Gas geochemical indicators of coal, oil and gas potential of sedimentary basins and geostructures in the central and western part of the East Siberian sea

© 2023 | A.I. Gresov, A.V. Yatsuk

V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Vladivostok, Russia; gresov@poi.dvo.ru; yatsuk@poi.dvo.ru

Received 07.10.2022

Revised 21.10.2022

Accepted for publication 02.11.2022

Key words: seafloor sediments; hydrocarbon gases; gas geochemical parameters; coal, oil and gas content; East Siberian Sea.

Abstract: According to the data of gas sampling of well cores and seafloor sediments in the central and western parts of the East Siberian Sea shelf, it was found that different gas geochemical parameters (weight concentrations, molecular weight, moisture coefficients, maturity of hydrocarbon fraction and isotope composition of methane carbon) are typical of hydrocarbon gases of the studied lithotypes. Biochemical gases of recent sediments in bottom sediments are represented by syngenetic, epigenetic and heterogeneous gases; magmatic — igneous formations; metamorphogenic — coal and gas formations, gas deposits, solid bitumen, condensate-gas, condensate, oil and gas, gas-oil deposits and gas hydrates. Eleven genetic groups of hydrocarbon gases have been identified that are quite close to analogues in the Lena-Vilyuisky, Irkutsky Verkhne-Bureinsky, Anadyrsky, Sakhalinsky, and Okhotsky coal and oil-gas basins of the Russian East. Based on the data obtained, the predicted areas of oil and gas formations occurrence were outlined, and a gas geochemical assessment of the oil and gas prospects was carried out in the study area.

For citation: Gresov A.I., Yatsuk A.V. Gas geochemical indicators of coal, oil and gas potential of sedimentary basins and geostructures in the central and western part of the East Siberian sea. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(1):95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110. In Russ.

Funding: Gas geochemical studies were carried out within the framework of the State Assignment POI FEB RAS №. 0211-2021-0006 (121021500055-0).

Acknowledgments: The authors are grateful to A.S. Astakhov, R.B. Shakirov, A.A. Bosin, and Yu.P. Vasilenko for their support in the marine field research, and to V.V. Kalinchuk and D.A. Shvalov for their assistance in seafloor sediment sampling.

Введение

Оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий в настоящее время базируется на осадочно-миграционной теории образования и миграции нефти и газов [1] и имеющихся у исследователей геологических и геофизических данных. Согласно существующим представлениям о фильтрационно-диффузионном массопереносе и миграции УВ-газов из газоматеринских источников по зонам тектонических нарушений в перекрывающие их отложения, газогеохимические показатели УВ-газов донных отложений являются прямыми признаками углеводородности недр [2, 3].

Первые сведения о составе, генезисе УВ-газов и газогеохимических показателях донных отложений Восточно-Сибирского моря были получены сотрудниками НИИГА при проведении экспедиционных исследований на попутных судах ММФ СССР в 1975–1980 гг. и опубликованы в [4]. Начиная с 2008 г. (региональный сейсмогеологический и газогеохимический профиль 5АР) и по настоящее время изучение состава и генезиса газов, газонасыщенности и газогеохимических показателей донных осадков различных секторов Восточно-Сибирского моря носит целенаправленный характер [5–12]. Важным источником информации для идентификации УВ-газов являются данные газогеохимических исследований континентальных углеводородных бассейнов Востока России [13].

Основная задача настоящей статьи заключалась в обобщении и сравнительном научном анализе данных газогеохимических показателей континентального, островного обрамления района исследований и осадочных углеводородных бассейнов Востока России. Это позволило приблизиться к реальному пониманию геологической природы распределения в донных осадках УВ-газов различных газоматеринских источников и перспектив нефтегазоносности изученных осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря. Актуальность проделанной работы обусловлена не только слабой изученностью региона, но и приоритетом научных исследований в арктической зоне Российской Федерации.

Методы и материалы

Основным материалом газогеохимических исследований являлись керны осадков 95 донных станций (рис. 1), отобранные прямоточными и гидростатическими грунтоотборными трубками с вкладышами (реже мультиторнами и дночерпателями — 12 станций) в период проведения российско-китайских экспедиций на НИС «Академик М.А. Лаврентьев» LV-77 (2016), LV-83 и LV-90 (2018, 2020), а также с попутных судов Мурманского (1977, 1980), Дальневосточного пароходств Министерства

морского флота (2009, 2010, 2012, 2014) и вспомогательного флота при проведении прибрежных экспедиционных работ.

В процессе газогеохимических исследований на борту судна поинтервально отбирался керн осадков в герметические сосуды с последующей их дегазацией и отбором проб газа при свободном, термо- и термовакuumном его выделении для проведения газоаналитических работ. Хроматографический анализ проб газа проводился в аттестованных Росстандартом лабораториях (газовой лаборатории ООО «Дальвостуглеразведка» и лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН) на хроматографах ЛХМ-8МД, Газохром-3101, «Хроматэк-Газохром-2000» и «КристалЛюкс-4000М» в экспедиционных и стационарных условиях. Методика опробования, дегазации осадков, анализа газов и обработки полученных данных соответствовала действующему руководству [17], ГОСТ 31371.3-2008 и нормативным паспортам вышеуказанных лабораторий.

Для определения генезиса УВ-газов использовался комплекс количественных геохимических показателей: молекулярная масса УВ-фракции ($M_{УВ}$), массовые концентрации индивидуальных УВ, нормированные по отношению к $M_{УВ}$ в долях целого на 1000 (или в граммах на килограмм газа УВ-фракции) и их отношения — коэффициентов преобразованности УВ-фракции ($K_{пр}$) и «влажности» УВ-фракции ($K_{вл}$). Коэффициенты $K_{пр}$ и $K_{вл}$ рассчитаны по формулам

$$K_{пр} = (C_2 \cdot C_4) / C_3 [13],$$

$$K_{вл} = \Sigma(C_2 - C_3) / \Sigma(C_1 - C_5) \cdot 100 \% [3],$$

где $C_1 - C_5$ — массовые концентрации УВ в долях на 1000.

Дополнительным газогенетическим критерием являлись данные масс-спектрометрии изотопных отношений (IRMS) $\delta^{13}C-CH_4$ и C_2H_6 [5–13], полученные в лабораториях стабильных изотопов МГРИ, ВСЕГЕИ, ДВГИ и Университета Хоккайдо, измеренные на масс-спектрометрах Finnigan MAT-253, Deltaplus XL. Эти работы были выполнены по аттестованным и оптимизированным для данных исследований методикам.

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

В настоящей статье также использованы материалы скважинного опробования газопроявлений, изучения состава газа различных литотипов и газовой фазы подземных вод 25 скважин, анализ газа которых выполнен сотрудниками лабораторий ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, Севморгео, ОАО «Дальвостуглеразведка» и ТОИ ДВО РАН [4, 9, 14, 18].

Рис. 1. Структурно-тектоническая карта [14, 15] и схема газогеохимического опробования района исследований
Fig. 1. Structural and tectonic map [14, 15] and scheme of gas-geochemical sampling in the study area



Геологическая характеристика

В геологическом строении района исследований принимают участие осадочные и вулканогенные образования палеозойского, мезозойского и

кайнозойского возраста Новосибирского, Тастахского, Приморского, Пегтымельского и Айонского осадочных бассейнов; Благовещенской структурной террасы, Котельничского, Медвежинского и

Барановского поднятия, а также поднятия Лонга и Северной террасы (см. рис. 1).

Северная часть района (25 % его площади) характеризуется более мощным (> 12 км) и широким возрастным объемом осадочного чехла, от позднего палеозоя до кайнозоя, залегающего на каледонском складчатом основании. В южной его части возрастная объем осадочного чехла (мощностью до 8–10 км) определяется в пределах апт-кайнозоя, залегающего на позднемезозойском основании Новосибирско-Чукотской складчатой системы, в строении которой выделяются терригенно-карбонатный комплекс нижнего – среднего палеозоя и терригенный комплекс верхнего палеозоя – нижнего мела (рис. 2).

С первым комплексом ассоциируется базитовый магматизм в виде даек и штоков метадолеритов и метагаббро-долеритов, со вторым – гранитоидный магматизм раннемелового возраста. Среди разрывных нарушений в складчатом основании северной части района выделяется Главный структурный шов (граница областей позднемезозойской и докембрий-каледонской складчатости, в ряде публикаций – Новосибирский разлом), в южной – Анюйский разлом. Западная часть Новосибирского бассейна осложнена нарушениями субширотного простирания, центральная часть и площадь Барановского поднятия – субмеридионального, Медвежинского – обоих типов [14].

В конце раннего мела – кайнозоя в районе исследований в морских и субаквальных осадочных бассейнах сформировался терригенный чехол молодой платформы с корой выветривания в основании. Кайнозойский осадочный комплекс представлен песчаниками, алевритами, аргиллитами, конгломератами, бурыми углями, лигнитами, торфяниками, глинами, алевритами, песками, галечниками; четвертичные осадки – песками, алевритами, илами, галечниками и гравийниками. Основными источниками поступления терригенного материала и формирования четвертичных осадков являются продукты береговой и донной абразии, твердый сток рек Хрома, Индигирка и Колыма. Ледовый перенос в процессе образования осадков имеет второстепенное значение [14].

Возраст голоценовых осадков северо-восточной части Новосибирского бассейна (станция PS72/350-2, см. рис. 1) на глубине опробования 1,1 м (по данным AMS ^{14}C) составляет 9,3 тыс. лет (cal a BP), 2 м – 10,3 тыс. лет [21]. В южной части бассейна (станция LV77-36) аналогичные показатели на глубине 0,12 м оценены в 0,75 тыс. лет, 0,4 м – 2,1 тыс. лет, 0,9 м – 4,2 тыс. лет и 3,5 м – 8,2 тыс. лет [22]. Верхние 0,47 м осадков на станции АФ-29-07 северной части бассейна [23] представлены голоценовыми алевритопелитами, нижние – 0,5–1,9 м – твердыми плейстоценовыми пелитами, возраст которых на глубине 0,5 м (по данным метода избыточного ^{230}Th) составляет 181 тыс. лет. Радиоуглеродный анализ пелитовых осадков на глубине 1,3 м показал за-

предельную датировку их возраста – > 44 тыс. лет. Исходя из вышеуказанных данных, скорости накопления голоценовых осадков южного сектора Новосибирского бассейна изменяются от 12 см/1000 лет в верхней части разреза до 42 см/1000 лет – в нижней; в северо-восточном – от 12 до 20 см/1000 лет. Скорость накопления плейстоценовых осадков северной части бассейна не превышает 3 см/1000 лет и возрастает в направлении бровки шельфа от 16 до 20 см/1000 лет.

Органическая насыщенность литотипов в районе исследований достаточно высокая. В мел-кайнозойских отложениях установлены углистые алевролиты и аргиллиты, пласты каменных и бурых углей, лигнитов и торфов, в палеозой-мезозойских породах – твердые битумы, углистые сланцы, алевролиты и аргиллиты.

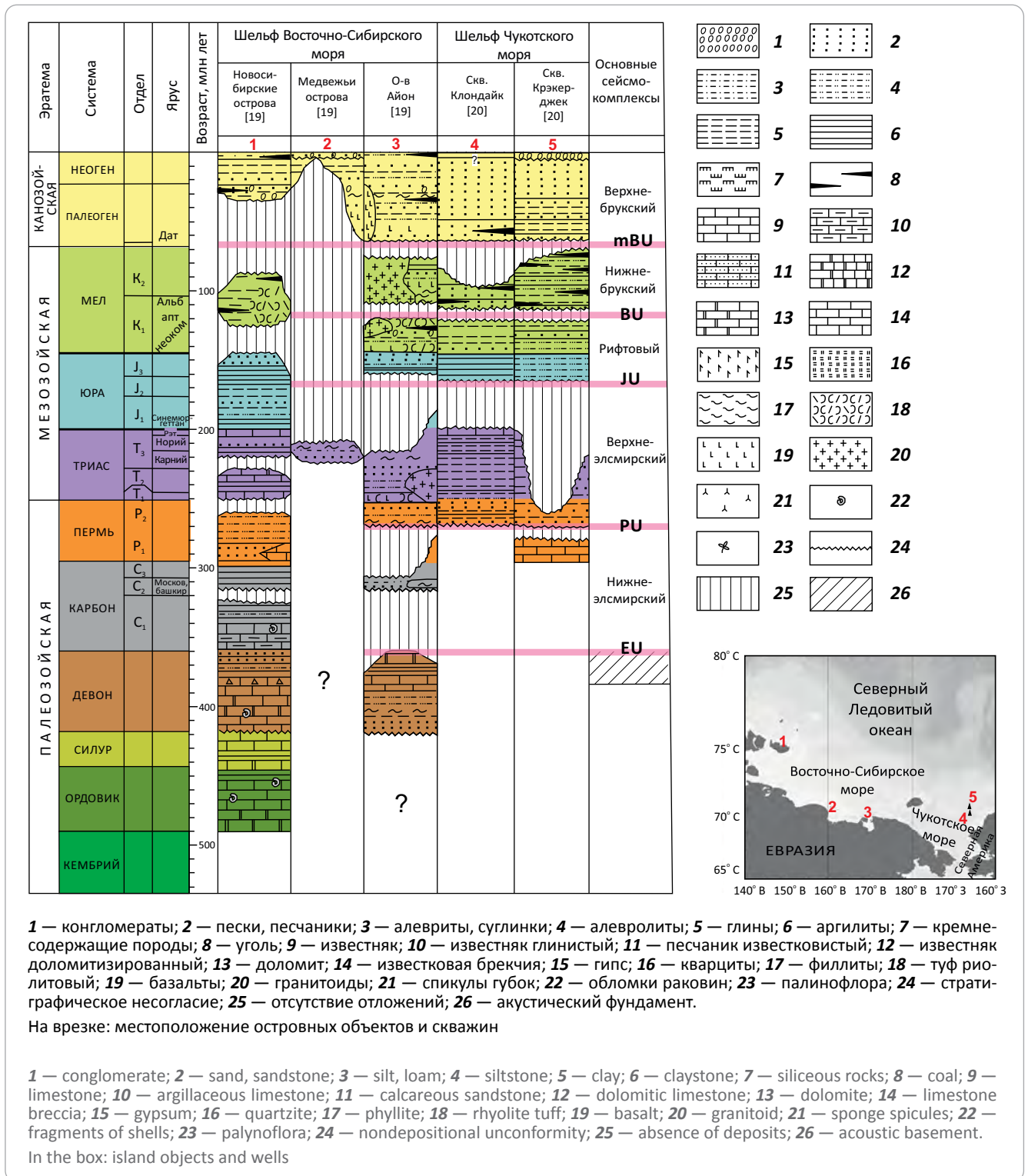
Битумопроявления островов Котельный и Бельковский, Приморской низменности и Чаунского района характеризуются возрастным диапазоном от ордовика до мела. Выход хлороформенного битумоида А в породах достигает 5,5 %, углерода – 89 %, водорода – 12 %. Отношение C/H, равное 7–8, подтверждает происхождение 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, сформировавшихся по метаморфогенной линии преобразования, и до асфальтитов и гуминокеритов, возникших под воздействием гипергенных факторов [14, 24, 25].

В Анжуйском угленосном бассейне, расположенном в пределах Новосибирских островов (см. рис. 1, 2), на Балыктахском, Туорюряхском и Тутуттахском месторождениях установлено от 3 до 9 нижнемеловых пластов каменного угля мощностью от 1 до 25 м. Суммарная мощность рабочих пластов угля месторождений марочного состава Д ($R_o = 0,59–0,63$; стадия катагенеза МК₁) составляет 77–103 м, коэффициент угленосности – 8–22 %, содержание углерода и водорода на горючую массу – 69–79 и 4,2–5,8 %. Здесь же, в сеноман-туронских отложениях верхнего мела, эоцена и нерасчлененных толщах олигоцен-миоцена бассейна установлены от 2 до 10 пластов бурого угля (марочного состава 1Б–2Б, $R_o = 0,37–0,49$, стадий катагенеза ПК₁–ПК₂) мощностью 1–12 м и несколько десятков пластов и пропластков мощностью 0,2–0,95 м на месторождениях Деревяннгорское, мыса Высокого и многочисленных углепроявлениях суммарной мощностью более 200 м, с содержанием углерода и водорода – 66–81 и 5–6,7 % [14].

В пределах Анюйского угольного бассейна установлено более 53 пластов и пропластков каменного угля марочного состава Д–Ж мощностью до 2,5 м на месторождениях Долгожданное и Дальнее, Чаун-Чукотского бассейна – до 14 пластов каменного

Рис. 2. Литолого-стратиграфические колонки островного обрамления района исследований и шельфа Чукотского моря (по данным [19, 20])

Fig. 2. Lithostratigraphic charts of island neighbourhood of the study area and the Sea of Chukotka shelf (according to [19, 20])



угля марочного состава Т-ПА мощностью до 16 м и метаносностью до 8 м³/т. В отложениях Тастахского бассейна и Приморской угленосной площади содержится до 7 пластов бурого угля мощностью до 4 м. Угленосные отложения нижнего – среднего палеоцена, нижнего эоцена и миоцена Чаунской площади и о-ва Айон включают многочисленные

линзы и пласты бурых углей мощностью до 6–8 м и лигнитов — 1–2 м, метаносность которых достигает 0,8 м³/т на глубине 150 м. В верхних частях разреза установлены линзы и слои торфов мощностью до 2 м, а также четвертичные глины с содержанием C_{орг} = 9–11 %. Кроме того, среди изученных литотипов пород выделяются слои пермотриасовых,

юрско-меловых и палеоген-неогеновых углистых сланцев, аргиллитов и глин с содержанием $C_{орг}$ до 19–42 % и мощностью 1–38 м [14, 26, 27].

В границах района 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 многолетнемерзлых пород (ММП). Мощность ММП островов Котельный и Айон (по данным электроразведочных работ и бурения) составляет 450–500 м, прибрежной зоны Восточно-Сибирского моря (по данным буровых работ) — 60–120 м [13, 14, 18]. Температуры донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур характеризуются преимущественно отрицательными значениями (–0,4...–1,9 °C), что обусловлено развитием ММП. Наряду с этим, установлены участки донных отложений с положительными температурами осадков 0,3–1,5 °C в интервале опробования 0,2–4 м, формирование которых обусловлено влиянием гидрологических, гидрогеологических и геологических факторов. В устьях рек Индигирка, Колыма, Чаун и Паляваам установлены сквозные таликовые зоны [14, 26].

В гидрогеологическом разрезе района выделяется три этажа: нижний, сложенный метаморфизованными докембрийскими и частично палеозой-нижнемезозойскими породами и магматическими образованиями, содержащими трещинно-жильные скопления вод; средний — со скоплениями пластово-трещинных вод в мезозойских и частично палеозойских дислоцированных отложениях и верхний, содержащий пластовые скопления подземных вод в верхнемел-кайнозойских слаболитифицированных отложениях [14].

Результаты и обсуждение

Состав и генезис газов. Углеводородные газы свободных газовыделений и выбросов газа из скважин островного, континентального обрамления района исследований и его акваториальной части в интервале глубин их опробования 36–178 м представлены метаном 7,6–94,7, этаном — 0–0,71, пропаном — 0–0,13 и бутаном — 0–0,06 % (табл. 1). В составе газопроявлений из скважин пролива Санникова и Чаунской впадины установлен пентан в концентрациях 0,00001–0,0024 %. Газопроявления из скважин 13, 14 и 41 Котельнического поднятия на глубинах 36–46 м связаны с вскрытием трещин ММП миоцен-четвертичных отложений и дегазацией подземных вод; выбросы газа — подмерзлотного газонасыщенного горизонта, сложенного песчаниками, алевритистыми песками (коллектор), перекрытыми мерзлыми аргиллитоподобными глинами («экран» для газа). Формирование скоплений свободного газа в Чаунской впадине, устьях рек Хрома и Колыма характеризуется аналогичной геолого-газовой ситуацией, осложненной влиянием тектоническо-го фактора, магматической деятельностью, а также

наличием значительных по площади зон талых осадочных отложений и сквозных таликов гидрогеологического происхождения.

Концентрации метана в четвертичных отложениях материкового, островного обрамления и акваториальной площади района исследований по данным скважинного газового опробования изменяются в пределах 0,015–7,9, в эффузивных породах — 0,12–1,12, песчаниках — 3,91–6,07, торфяниках, лигнитах и бурых углях — 0,72–32,1, твердых битумах (антраксолитах?) — 3,58–7,21, в каменных углях месторождения Дальнее (см. рис. 1) Чаун-Чукотского бассейна — 46,32–79,6 %. Содержание этана в четвертичных отложениях и торфяниках достигает 0,006 и 0,04 % соответственно, эффузивных породах — 0,0259 %, песчаниках — 0,0234 %, лигнитах и бурых углях — 0,04 и 0,26 %, твердых битумах и каменных углях — 0,27 и 1 %. Аналогичные значения для пропана составляют: до 0,0031; 0,010; 0,0067; 0,0038; 0,01 и 0,0599; 0,12 и 0,2 % соответственно. Концентрации бутана не превышают 0,00001, в торфяниках — 0,0001, эффузивах — 0,0018, песчаниках — 0,0019, лигнитах и бурых углях — 0,0013 и 0,03, битумах и каменных углях — 0,098 и 0,08 %. В сорбированных газах твердых битумов, бурых и каменных углей установлен пентан в содержаниях до 0,0098; 0,0002 и 0,014 % соответственно. Содержание метана и суммы его гомологов в газовой фазе подземных вод достигает 51,7 и 0,05 % (см. табл. 1).

В процессе исследований установлено, что четвертичные отложения, торфяники, газовые скопления и залежи, лигниты, бурые и каменные угли, твердые битумы (антраксолиты) и магматические образования представляют единый газоматеринский осадочно-породный бассейновый комплекс и характеризуются индивидуальными газогеохимическими показателями массовых концентраций УВ-фракции, $M_{ув}$, $K_{пр}$, $K_{вл}$ и изотопного состава $\delta^{13}C-SH_4$ (табл. 2).

Для четвертичных отложений керн скважин 42, 43, 80 и 18 (см. рис. 1, см. табл. 2) обнаружены газогеохимические показатели, характерные для конденсатно-газовых, нефтегазовых, газонефтяных и газогидратных залежей изученных осадочных и нефтегазоносных бассейнов Востока России [13]. Газогеохимические показатели указанных залежей данных бассейнов и Мессояхского газового месторождения приведены в табл. 3.

В составе УВ-газов донных отложений района исследований установлены: метан с содержанием 0,0004–2,354 %, этан и этилен (суммарно) — 0,000001–0,012 %, пропан и пропилен — 0–0,003 %, *n*-бутан и *i*-бутан — 0–0,001 %, *n*-пентан и *i*-пентан — 0–0,00014 %. Суммарные концентрации гомологов метана в осадках изменяются от 0,000002 до 0,017 %. Интерпретация установленных значений газогеохимических показателей донных отложений, с учетом данных скважинного газового опробования (см. табл. 2), позволила выделить в районе исследований 11 генетических групп УВ-газов раз-

Табл. 1. Содержание УВ-газов в составе сорбированных газов, газовой фазы подземных вод, свободных выделений и выбросов газа в районе исследований по данным скважинного опробования и анализов газа во ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, Севморгео, ОАО «Дальвостуглеразведка» и ТОИ ДВО РАН [4, 7, 8, 14, 18, 26]

Tab. 1. HC gas content in the composition of the retained gas, gas phase of groundwater, free gas emissions and releases in the study area in accordance with well testing and gas analyses in VNIIGRI, VSEGEI, Sevmoregeo, OAO Dalvostuglerazvedka, and V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, RAS Far Eastern Branch [4, 7, 8, 14, 18, 26]

Местоположение, номер скважины, глубина опробования (возраст, литотип)	Содержание УВ-газов, %			
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀
Свободные газовыделения и выбросы газа				
Залив Геденштрома, скважины 13 и 14, 42–44 м	10,2–14,2	Сл.*	0	0
Пролив Санникова, скв. 41, 36–37 м	14,9–15,1	Сл.	Сл.	0
Пролив Санникова, скв. 6, 38–39 м*	90,9–94,7	0,0014	0,00005	0,00007
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 87, 82 м*	75,2	Σ(C ₂ –C ₄) = 0,76		
Побережье Чаунской губы, скв. 21г, 135 м	26,72	0,2198	0,0544	0,027
Побережье Чаунской губы, скв. 22г, 100–104 м	7,6–10,8	0,0696	0,0147	0,0062
Побережье Чаунской губы, скв. 240, 142 м	40,6	0,3	0,09	0,045
О-в Большой Роутан, скв. 882, 178 м*	77,5	0,7095	0,1266	0,06
Устье р. Колыма, скважины 6к,7к, 68–110 м	10,4–20,2	0,08–0,16	0,03–0,018	0,01–0,02
Устье р. Хрома, скв. 1г, 112 м	24,12	0,112	0,0072	0,0007
Сорбированные газы				
Пролив Санникова, скважины 5, 36 (эоцен–Q)	1,0–4,2	Сл. – 0,001	Сл. – 0,002	0
Залив Геденштрома, скв. 18 (эоцен–Q)	2,22	0,001	0,0015	0,001
О-в Новая Сибирь, скв. 25 (эоцен–Q)	1,01	0,0002	0,0004	0
О-в Новая Сибирь, скважины 27–30 и 32 (N ₂ ³ –Q)	7,9–15,7	Сл.	0	0
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 80 (Q)	0,0151	0,0071	0,0002	0,0001
О-в Большой Ляховский, скв. 1, 12 (N ₁ –Q)	0,24–2,22	0,001–0,014	Сл. – 0,003	0–0,00009
Чаунская губа, скв. 240 (N ₂ ³ –Q)	0,03–1,69	Сл. – 0,0003	0–0,0001	0
Чаунская губа, скв. 240 (лигнит, бурый уголь)	6,7–11,3	0,04–0,075	0,01–0,02	0,001–0,01
Чаунская губа, скв. 240 (бурый уголь)	21,4–24,3	0,16–0,174	0,04–0,048	0,02–0,026
Чаунская губа, скв. 21г (бурый уголь)	32,12	0,255	0,0599	0,03
Чаунская губа, скв. 20г (N ₂ ³ –Q)	1,49–1,79	0,001	0,0004	0
Чаунская губа, скв. 22г (N ₁ ³ , бурый уголь)	9,25	0,06571	0,02	0,01
Чаунская губа, скв. 23г (K ₂ , эффузивы)	0,1221	0,0021	0,0008	0,0003
Чаунская губа, скв. 23г (Т, твердые битумы)	3,58–7,21	0,134–0,27	0,060–0,12	0,048–0,1
Месторождение Дальнее, скважины 6, 7, 8 (K ₂ , эффузивы)	0,95–1,12	0,021–0,026	0,006–0,007	0,002
Месторождение Дальнее, скважины 7, 8, 16 (K ₁ , каменный уголь)	46,3–79,6	0,59–0,997	0,1–0,2	0,039–0,08
Газовая фаза подземных вод				
О-в Малый Ляховский, скв. 43, 94 м	0,037	0,0034	0,002	0,00004
О-в Большой Ляховский, скв. 63, 60 м	0,18	0	0	0
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 78, 45 м	Σ(C ₁ –C ₃) = 2,7			
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 77, 58 м	0,32–1,7	Н. д.	Н. д.	Н. д.
Пролив Санникова, скв. 42, 65 м	0,72	Σ(C ₂ –C ₃) = 0,0498		
Пролив Санникова, скв. 41, 26–48 м	15,1–51,7	Σ(C ₂ –C ₃) = 0,0025–0,0078		
Устье р. Чаун, скв. 1п, 32 м	2,92	0,0024	0,0001	0
Устье р. Паляваам, скв. 2п, 42 м	7,08	0,042	0,007	0

Примечание. Н. д. — нет данных.

* Выброс газа.

Note. Н. д. — no data.

* Gas release.



Табл. 2. Средние значения геохимических показателей УВ-газов литотипов и газоматеринских источников континентального, островного обрамления района и его акваториальной части по данным скважинного опробования

Tab. 2. Average values of HC gas geochemical parameters of lithotypes and gas source rocks in continental, island margins of the region and its waters in accordance with well testing data

Литотип, источник газа, номер скважины	Массовые концентрации (в долях целого на 1000)					M _{ув} , г/ моль	K _{пр}	K _{вл}	δ ¹³ C-CH ₄ , ‰
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅				
Четвертичные осадки, скважины 5, 13, 14, 25, 27–30, 32, 34, 41, 63, 240, 20г	999	1	Сл.	0	0	16,05	0	0,1	-79,2
Газогидраты(?), скв. 18	996	1	2	2	0	16,09	0,7	0,4	Н. д.
Торфяники, скважины 1, 12	989	10	1	Сл.	0	16,13	1,3	1,1	-70,4
Газовые скопления и залежи, скважины 1г, 1п, 2п, 3п	985	13	2	Сл.	0	16,15	2	1,5	-67,2
Лигниты, скв. 240	984	11	4	1	0	16,17	2,8	1,6	-67
Бурые угли, скважины 6к, 7к, 21г, 22г, 240, 83, 882	978	14	5	3	Сл.	16,24	8,6	2,2	-60,8
Каменные угли, скважины 7д, 8д, 16д	967	23	6	3	1	16,33	12,1	3,3	-49,7
Магматические породы, скважины 6д, 8д, 23г	940	38	16	6	0	16,58	16	6	-27,5
Конденсатно-газовые скопления, скв. 42	882	109	7	2	0	17,02	27,3	11,8	Н. д.
Твердые битумы, скв. 23г	853	60	40	42	5	17,58	64,4	14,7	-42,8
Нефтегазовые скопления, скв. 43	745	128	88	39	0	18,74	57,1	25,5	Н. д.
Газонефтяные скопления, скв. 80	510	452	22	12	3	21,01	290,4	48,6	Н. д.

Примечание. C₁–C₅ — метан и его гомологи до пентана включительно, M_{ув} — молекулярная масса УВ-фракции, K_{пр} и K_{вл} — коэффициенты преобразованности и «влажности» УВ-фракции, δ¹³C-CH₄ — изотопный состав углерода метана, Н. д. — нет данных.

Note. C₁–C₅ — methane and its homologues up to and including pentane, M_{ув} — molecular weight of HC fraction, K_{пр} and K_{вл} — HC fraction maturity and moisture coefficients, δ¹³C-CH₄ — Isotopic signature of methane carbon, Н. д. — no data.

личных литотипов и газоматеринских источников (табл. 4).

Исходя из значений газогеохимических показателей (см. табл. 4), сингенетические УВ-газы современных осадков имеют биохимическую природу.

Для эпигенетических (миграционных) газов торфяников характерно доминирование биогенной газовой составляющей с примесью метаморфогенных газов. В кайнозойских газовых скоплениях и залежах, лигнитах и бурых углях стадий прокатагенеза ПК₁–ПК₂ наблюдается паритетное распределение УВ-газов биохимического и метаморфического происхождения, на что указывают показатели M_{ув}, K_{вл} и K_{пр}, равные соответственно 16,15–16,22 г/моль, 1,4–2,1 % и 4,2–8,3 (см. табл. 4), а также средние значения δ¹³C-CH₄ (-61...-60 ‰), характерные для углей стадий прокатагенеза ПК₁–ПК₂. Данное положение справедливо, вероятно, и для УВ-газов газогидратных образований. В целом УВ-газы вышеуказанных газогенетических групп представляют единый газоматеринский осадочно-породный бассейновый комплекс района исследований и по частоте встречаемости составляют 55 % общего объема газового опробования донных отложений.

Газогеохимические показатели миграционных УВ-газов нижнемеловых каменных углей и газовых залежей мезозойского возраста, твердых битумов и предполагаемых конденсатно-газовых, конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных зале-

жей характерны для газоматеринских источников метаморфического происхождения, эффузивных пород — магматогенных источников, подстилающих бассейновый комплекс мезозой-палеозойских геологических образований (см. рис. 2).

Следует отметить, что УВ-газы донных станций 44, LV77-36, LV77-42, LV90-2 и скв. 18 имеют газогеохимические показатели (см. табл. 2, 4), характерные для гидратных залежей Мессояхского газового месторождения и Охотоморского осадочного бассейна (см. табл. 3). Однако термобарические условия донных отложений (температура -0,8...-1,3 °С и давление 0,3–0,4 МПа) в районе станций ставят под сомнение возможность гидратообразования. Исходя из данных [28], современный облик береговых линий района исследований Восточно-Сибирского моря сформировался в последние 10 тыс. лет, соответственно, газогидратные скопления Новосибирского осадочного бассейна являются, вероятно, реликтовыми континентальными образованиями [13], УВ-газы которых, по данным [5–12], характеризуются не только средними значениями M_{ув} — 16,1 г/моль, K_{пр} — 1,5, K_{вл} — 0,6 %, δ¹³C-CH₄ — -61 ‰, но и резко отличаются от газогеохимических показателей подстилающих их газоматеринских источников (M_{ув} — 16,4 г/моль, K_{пр} — 13,5, K_{вл} — 4 % и δ¹³C-CH₄ — -58,7 ‰). Данный факт, вероятно, указывает на возможность гетерогенеза (новообразования) УВ-газов в зонах метастабильности газогидратов [13, 29], благоприятными факторами формирова-

Табл. 3. Средние значения геохимических показателей УВ-газов осадочных и нефтегазоносных бассейнов Востока России по данным скважинного газового опробования [13]

Tab. 3. Average values of HC gas geochemical parameters in sedimentary and petroleum basins of Russian East according to gas testing of wells [13]

Бассейн, месторождение (число проб)	Весовые концентрации (в долях целого на 1000)					M _{УВ} , г/ моль	K _{пр}	K _{вл}
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅			
Газогидратные скопления								
Охотоморский (24)	994	3	2	1	0	16,1	1,5	0,6
Мессояхское (8)	993	4	2	1	0	16,1	1,6	0,7
Газовые залежи								
Лено-Виллюйский (48) *	956	29	9	5	1	16,43	16,1	4,4
Верхне-Буреинский (5) **	955	28	9	6	2	16,45	18,7	4,5
Анадырский (20) ***	983	10	3	3	1	16,2	10	1,7
Сахалинский (40) ***	983	9	4	3	1	16,19	6,8	1,7
Газоконденсатные залежи								
Лено-Виллюйский (24)	876	69	32	16	7	17,23	34	12,4
Сахалинский (8)	872	68	31	17	12	17,3	37,3	12,7
Конденсатные залежи								
Лено-Виллюйский (15)	786	107	59	33	15	18,3	59,8	21,4
Сахалинский (6)	831	66	40	31	32	17,89	51,2	16,9
Нефтегазовые залежи								
Лено-Виллюйский (20)	728	144	74	36	18	18,97	70	27,2
Сахалинский (18)	764	128	67	26	15	18,5	49,7	23,6
Иркутский (12)	722	148	72	38	20	19,05	78,1	27,8
Газонефтяные залежи								
Лено-Виллюйский (32)	505	149	166	130	50	23,19	116,7	62,8
Верхне-Буреинский (28)	516	142	153	121	68	23,02	112,3	60,7
Иркутский (16)	490	170	150	122	68	23,46	138,3	63,4
Нефтяные залежи								
Лено-Виллюйский (8)	372	184	227	156	61	26,35	126,5	62,8
Верхне-Буреинский (8)	393	158	178	147	124	26,26	130,5	60,7
Иркутский (8)	366	187	202	191	54	26,54	138,3	63,4

* Области древних платформ.

** Области срединных массивов.

*** Области кайнозойской складчатости.

* Areas of ancient platforms

** Areas of mid-ocean massifs

*** Areas of Cenozoic orogeny

ния которых являются высокая водонасыщенность (Wo — 38–39 %), аномальная метанонасыщенность осадков (до 6 см³/кг) и наличие перекрывающих глинистых донных отложений («экрана» для газа).

В целом формирование состава и концентраций УВ-газов донных отложений подчиняется правилам *аддитивности*, т. е. последовательного накопления в осадках УВ-газов различного генезиса с преобладанием газовой фазы и газогеохимических показателей более газонасыщенного сингенетического или эпигенетического газоматеринского

источника, что повсеместно наблюдается во всех геоструктурах Восточно-Сибирского моря и прилегающего сектора Северного Ледовитого океана [7–12, 26].

Комплексный анализ массовых концентраций УВ-фракции, M_{УВ}, K_{пр} и K_{вл} позволил выделить в донных осадках района исследований 11 газогенетических групп УВ-газов (см. табл. 4). При этом 6 первых групп характеризуются крутонисходящим распределением массовых долей индивидуальных УВ в сторону высокомолекулярных членов;



Табл. 4. Средние значения геохимических показателей УВ-газов донных отложений различных литотипов и газоматеринских источников в районе исследований

Tab. 4. Average values of HC gas geochemical parameters in seafloor sediments of different lithotypes and gas source rocks in the study area

Литотип, источник газа (номер донной станции)	Массовые концентрации (в долях целого на 1000)					M _{УВ} , г/моль	K _{пр}	K _{вл}	δ ¹³ C–CH ₄ , ‰
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅				
1. Современные осадки (5, 7, 32–35, 57)	999	1	Сл.	0	0	16,05	0	0,1	–78,9
2. Газогидраты (?) (44, LV77-36, LV77-42, LV90-2)	994	3	2	1	0	16,1	1,5	0,6	–61
3. Торфяники (11, 20, 21, 24, 26, 55, 59)	990	8	1	Сл.	0	16,12	1,9	1	–68,7
4. Угленосные формации	976	16	5	3	Сл.	16,25	8,7	2,4	–59,2
4.1. Лигниты (31, 57, 60)	983	12	3	1	0	16,18	4,2	1,7	–60,9
4.2. Бурые угли (1, 2, 3, 6, 15, 16, 58, LV83-3)	979	13	5	3	0	16,22	8,3	2,1	–60
4.3. Каменные угли (10, 14, 27, 28, 37, 49, 51, 53, 60, 62, LV77-19)	973	18	6	3	Сл.	16,28	9,6	2,7	–58,5
5. Газовые залежи	977	17	5	2	1	16,26	5,9	2,4	–59,9
5.1. Кайнозойского возраста (17, 25, 29, 36, 61)	986	10	3	1	Сл.	16,15	2,1	1,4	–61,2
5.2. Мезозойского возраста (8, 19, 23, LV77-18)	959	24	7	8	1	16,41	13,5	4,1	–58,8
6. Магматические породы (4, 52, 56, 61, LV83-2, LV83-39, LV90-25)	929	46	18	7	0	16,67	15,8	7,1	–25,7
7. Конденсатно-газовые залежи* (9, 12, 13, 45, LV77-21, LV77-22, LV83-4, LV90-27)	880	73	28	16	2	17,14	37,6	11,9	–54,9
8. Твердые битумы (42, 50, 54, 62, LV77-23, LV83-35, LV83-36, LV83-38, LV90-4, LV90-5)	848	69	42	34	7	17,58	76,5	15,2	–48
9. Конденсатные залежи* (30, 39, LV90-3, LV90-26)	768	110	54	39	29	18,5	72,3	23,2	–45,8
10. Нефтегазовые залежи* (18, 22, 38, 43, 44, LV77-20, LV77-24, LV77-34, LV77-40, LV77-41, LV77-43, LV83-37)	720	118	82	71	9	19,21	97,9	28	–43,3
11. Газонефтяные залежи* (40, 41, LV77-32, LV77-33, LV77-35)	586	177	103	123	11	21,19	207,7	41,4	–42,8

* Предполагаемые залежи.

* Expected HC accumulations.

с увеличением порядкового номера гомолога закономерно убывает его концентрация, т. е. C_n всегда больше C_{n+1} . Данная особенность интерпретируется как признак генетической связи между членами. Учитывая правомерность этого допущения, можно рассматривать УВ-газы этих групп в качестве членов определенной системы, т. е. как совокупность взаимосвязанных и расположенных в определенном порядке элементов *целостного газогеохимического образования* со средними показателями $M_{УВ}$ до 16,9 г/моль, $K_{пр}$ — до 20, $K_{вл}$ — до 10 %, сформировавшегося в период кайнозой-мелового времени и достаточно близкого по строению и литологическому составу верхнебрукскому сейсмогеологическому комплексу шельфа Чукотского моря [20] и литолого-стратиграфическим колонкам скважин Клондайк и Крэкэрджек (см. рис. 2).

Показатели газогенетических групп 7–9 характеризуются суммой массовых концентраций гомологов метана 100–230 г/кг УВ-фракции, средними значениями $M_{УВ}$ — 17–18,8 г/моль, $K_{пр}$ — 25–85, $K_{вл}$ — 10–25 %, сформировавшихся в юрско-девонский период времени. Показатели групп 10 и 11 (УВ-газы предполагаемых нефтегазоносных формаций) представлены суммой массовых концентраций гомологов метана более 250 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ — 18,9–22,6 г/моль, $K_{пр}$ — 90–230, $K_{вл}$ — 26–50 %,

сформировавшихся в триас-ордовикский период времени.

Таким образом, по газогеохимическим показателям западной и центральной частей шельфа Восточно-Сибирского моря нефтегазоматеринскому комплексу соответствуют ордовик-пермтриасовые образования, битумогазоматеринскому и газоконденсатоматеринскому — девон-каменноугольные и юрско-нижнемеловые, газоматеринскому и углегазоносному — апт-кайнозойские.

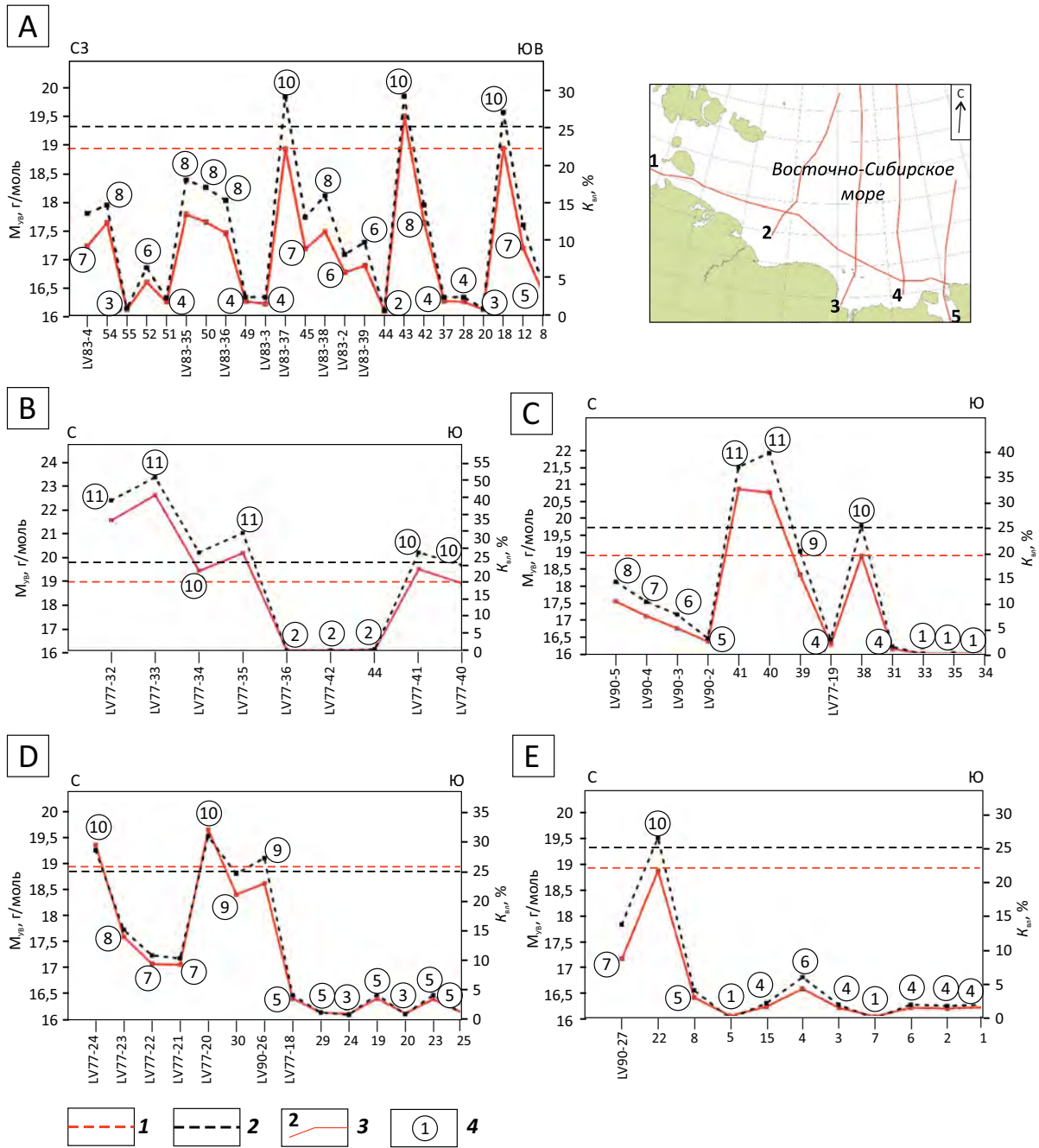
Газогеохимическое районирование. Установлено, что УВ-газы современных осадков в основном распространены в южной прибрежной части (Чаяунской впадине, Медвежинском и Котельническом поднятиях и др., см. табл. 4; рис. 3 С, Е, профили 3 и 5), а также на островном обрамлении района исследований (см. табл. 2; см. рис. 1).

Углеводородные газы скоплений и залежей газогидратов (?) распространены в пределах палеодолин р. Индигирка (станции 44, LV77-36, LV77-42; см. рис. 3 А, В, профили 1, 2) Новосибирского осадочного бассейна на участках максимальной мощности четвертичных отложений, а также в заливе Геденштрома (скв. 18, см. табл. 2, см. рис. 1).

В пределах Котельнического поднятия и Айонского осадочного бассейна (станции 54, 24 и 20,

Рис. 3. Распределение значений показателей M_{yB} и $K_{вн}$ по донным станциям газогеохимических профилей 1 (А), 2 (В), 3 (С), 4 (D), 5 (Е)

Fig. 3. Distribution of M_{yB} and $K_{вн}$ values for seafloor stations of gas geochemical survey lines 1 (A), 2 (B), 3 (C), 4 (D), 5 (E)



Нижний интервал газогеохимических показателей нефтегазовых залежей (1, 2): 1 — M_{yB} , 2 — $K_{вн}$; 3 — профили: 1 (А), 2 (В), 3 (С), 4 (D), 5 (Е); 4 — газоматеринские группы УВ-газов (1 — современных осадков, 2 — газогидратов, 3 — торфяников, 4 — угленосных формаций, 5 — газовых залежей, 6 — магматических образований, 7 — твердых битумов, 8 — предполагаемых конденсатногазовых, 9 — конденсатных, 10 — нефтегазовых, 11 — газонефтяных залежей)

Lower interval of gas-geochemical indicators in oil and gas pools (1, 2): 1 — M_{yB} , 2 — $K_{вн}$; 3 — survey lines: 1 (A), 2 (B), 3 (C), 4 (D), 5 (E); 4 — gas-source groups of HC gases (1 — recent sediments, 2 — gas hydrates, 3 — peatlands, 4 — coal-bearing formations, 5 — gas accumulations, 6 — plutons, 7 — resins, 8 — expected gas condensate, 9 — condensate, 10 — oil and gas, 11 — gas and oil accumulations)

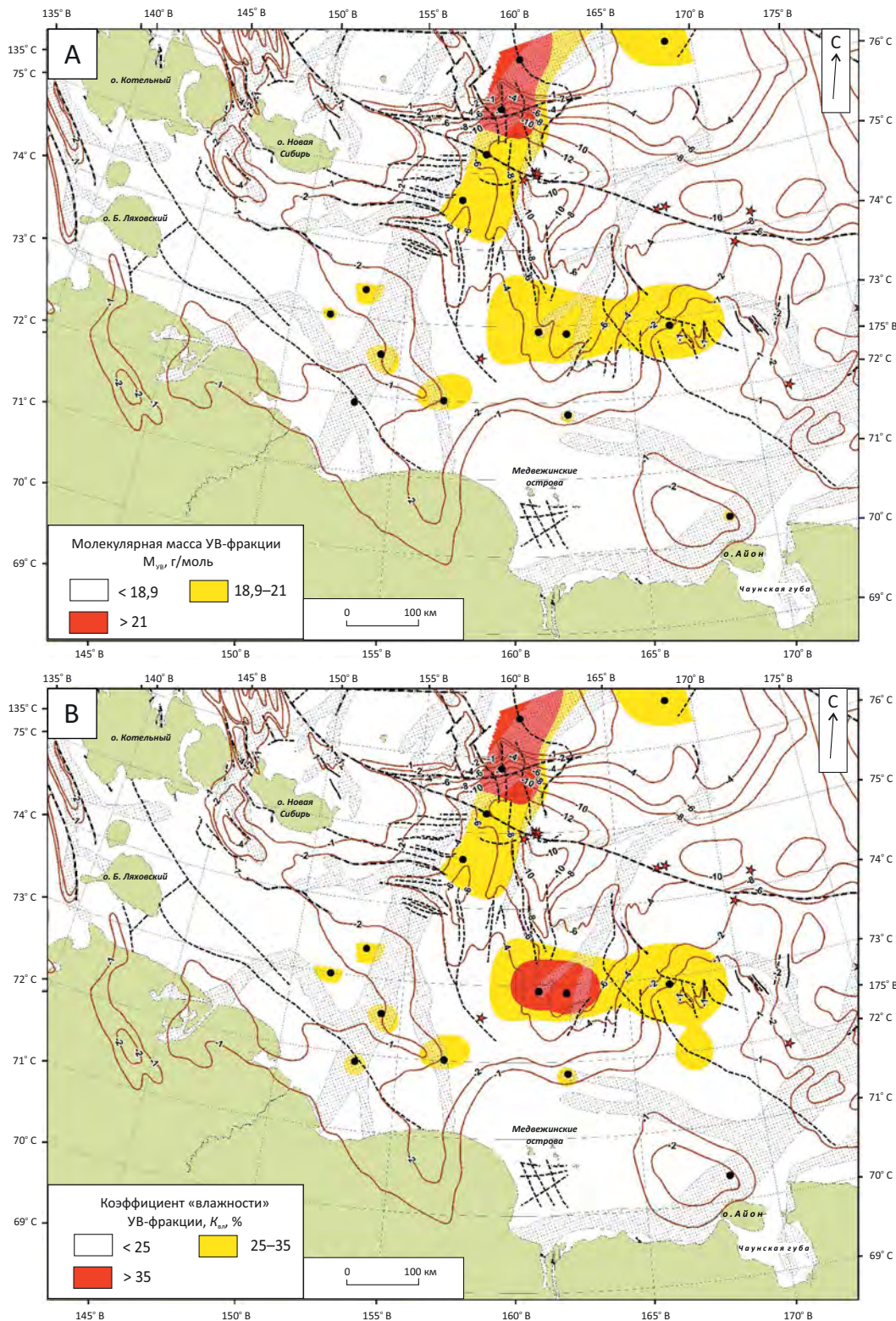
см. рис. 3 А, D, профили 1, 4) и о-ва Большой Ляховский (скв. 1 и 12, см. табл. 2; см. рис. 1) установлены УВ-газы с газогеохимическими показателями, характерными для залежей торфа. Углеводородные газы угленосных формаций (угольный метан и его гомологи) имеют широкое распространение в дон-

ных отложениях Котельнического поднятия, Благовещенской структурной террасы, северного сектора Медвежинского поднятия, южной части Новосибирского бассейна, Айонского бассейна и Чаунской впадине (см. рис. 3 А, С, Е, профили 1, 3, 5) и достоверно установлены в угольных пластах скважин



Рис. 4. Схематическая карта распределения УВ-газов прогнозных высокоперспективных и перспективных нефтегазовых и газонефтяных залежей района исследований по данным газогеохимических показателей $M_{УВ}$ (А) и $K_{ВЛ}$ (В)

Fig. 4. Schematic map of HC gases distribution in the predicted highly promising oil and gas and gas and oil pools of the study area in accordance with the gas-geochemical indicators $M_{УВ}$ (A) and $K_{ВЛ}$ (B)



На карте красный цвет — площади распространения предполагаемых газонефтяных, желтый — нефтегазовых залежей. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Red colour on the map highlights the areas of the expected gas and oil accumulations; yellow colour — oil and gas accumulations. For other Legend items see Fig. 1

6к, 7к, 21г, 22г, 240, 83, 882 и 6д, 7д, 16д островного и континентального обрамлений района исследований. Углеводородные газы кайнозойских и мезозойских газовых скоплений и залежей распространены в донных отложениях Котельнического поднятия (станция 61, см. рис. 1), центральной части Новосибирского бассейна, Медвежинского поднятия, Чаунской впадины и Айонского бассейна (см. рис. 3 А, С–Е).

В донных осадках Котельнического поднятия, Благовещенской террасы, восточной части Чаунской впадины, северных частях Приморского и Новосибирского бассейнов установлены УВ-газы, характеризующиеся газогеохимическими показателями магматических образований (см. рис. 3 А, С, Е), установленными в скважинах 6д, 8д и 23г (см. рис. 1; см. табл. 2) и достаточно близкими по значениям к аналогам Анадырского, Олюторского и Омсукчанского осадочных бассейнов [13].

В пределах островного и континентального обрамлений района исследований установлены битумопроявления (см. рис. 1), газогеохимические показатели которых приведены в табл. 2. Углеводородные газы твердых битумов (8-й газогенетической группы) широко распространены в донных осадках Котельнического поднятия, Благовещенской террасы, Новосибирского и Приморского бассейнов (см. рис. 3 А, С, D).

Углеводородные газы предполагаемых конденсатно-газовых залежей (7-й газогенетической группы), установленные в скв. 42, выявлены в донных отложениях Котельнического поднятия (станция LV83-4), Благовещенской террасы (станция 45), Новосибирского (станции LV77-21, LV77-22 LV90-4), Пегтымельского (LV90-27) осадочных бассейнов, Чаунской впадины (станции 9, 12, 13); конденсатных (группа 9) — в осадках Медвежинского поднятия (станции 30, LV90-26), Новосибирского бассейна (LV90-3) и обычно распространены локально (см. рис. 3 А, С, D, E).

В донных отложениях Новосибирского (станции 38, 44, LV77-20, LV77-24, LV77-34, LV77-42), Приморского (43, LV77-40) и Айонского (18, 22) осадочных бассейнов, а также Благовещенской структурной террасы (станции LV77-41, LV83-37) и Котельнического поднятия (скв. 43, см. рис. 1) установлены газы 10-й газогенетической группы —

УВ-газы предполагаемых нефтегазовых залежей (см. рис. 3 А–Е). Углеводородные газы предполагаемых газонефтяных залежей (группа 11) распространены только в донных отложениях Новосибирского осадочного бассейна: станции 40, 41, LV77-32, LV77-33 и LV77-35 (см. рис. 3 В, С).

В результате исследований установлено, что к наиболее высокоперспективным газонефтеносным и нефтегазоносным прогнозным площадям района исследований относится участок северного крыла Новосибирского бассейна, расположенный в пределах развития области каледонской складчатости, а также участки его центральной части и южного крыла — позднемезозойской складчатости (рис. 4 А, В).

К **высокоперспективным** нефтегазоносным прогнозным площадям относится юго-восточное крыло Новосибирского бассейна и северо-западная часть Медвежинского поднятия; к **перспективным** — центральная часть Северной структурной террасы; **среднеперспективным** — юго-западная часть бассейна и Благовещенской террасы; **слабоперспективным** — участки северного крыла Приморского и восточного крыла Айонского осадочного бассейна, а также центральной части Благовещенской террасы.

Распределение перспективных прогнозных залежей газа и конденсата в пределах донных станций района исследований представлено в табл. 4 и на рис. 3 А–Е. Следует отметить широкое развитие залежей твердых битумов, наличие скоплений и залежей газогидратов, установленных на участках палеодолины р. Индигирка и др., а также распространение залежей бурых и каменных углей, перспективных для извлечения *угольного метана* (см. табл. 4; см. рис. 3 А–Е).

Заключение

Результаты исследований подтверждают, что комплексное использование газогеохимических показателей (массовых концентраций УВ, молекулярной массы, газогенетических коэффициентов $K_{пр}$, $K_{вл}$ УВ-фракции и $\delta^{13}C-CH_4$) для идентификации и классифицирования УВ-газов характеризуется достаточной степенью универсальности, устойчивости и эффективности как в научно-теоретическом плане, так и в процессе прямых поисков нефти и газа, угольных и других источников УВ-сырья.

Литература

1. Которович А.Э. Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 8–16.
2. Старобинец И.С., Петухов А.В., Зубайраев С.Л. и др. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. – М.: Недра, 1993. – 332 с.
3. 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.
4. Яшин Д.С., Ким Б.И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 24–35.
5. Шакиров Р.Б., Сорочинская А.В., Обжиров А.И., Зарубина Н.В. Газогеохимические особенности осадков Восточно-Сибирского моря // Вестник ДВО РАН. – 2010. – № 6. – С. 101–108.
6. Гресов А.И., Шахова Н.Е., Сергиенко В.И., Семилетов И.П., Яцук А.В. Изотопно-геохимические показатели углеводородных газов

- донных осадков шельфа Восточно-Сибирского моря // Доклады Академии наук. – 2016. – Т. 469. – № 6. – С. 711–713. DOI: 10.7868/S086956521624018X.
7. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В., Мазуров А.К., Рубан А.С. Газоносность донных осадков и геохимические признаки нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского моря // Тихоокеанская геология. – 2017. – Т. 36. – № 4. – С. 77–84. DOI: 10.1134/S1819714017040030.
8. Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические признаки нефтегазоносности юго-восточной части Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 83–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-83-96.
9. Гресов А.И., Сергиенко 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: 10.1134/S1028334X20050074.
10. Гресов А.И., Яцук А.В., Сырбу Н.С., Окулов А.К. Газогеохимическое районирование донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 107–122. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-107-122.
11. 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.
12. Гресов А.И., Яцук А.В., Аксентов К.И., Саттарова В.В., Швалов Д.А. Геохимические исследования плейстоценовых отложений окраинно-шельфовой зоны Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана // *Геохимия*. – 2022. – Т. 67. – № 10. – С. 961–977. DOI: 10.31857/S001675252210003X.
13. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. 2. Угле-метановые бассейны Республики Саха (Якутия) и Северо-Востока России. – Владивосток : Дальнаука, 2012. – 468 с.
14. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000. Лист S 53-54 (Новосибирские острова). Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. – 208 с.
15. Государственная геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1:2 500 000. – СПб.: ВСЕГЕИ, – 2016.
16. Thornton B.F., Prytherch J., Andersson K., Brooks I.M., Salisbury D., Tjernström M., Crill P.M. Shipborne eddy covariance observations of methane fluxes constrain Arctic Sea emissions // *Science Advances*. – 2022. – Vol 6. – Issue 5. DOI: 10.1126/sciadv.aay7934.
17. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. – Ростов-на-Дону : ВНИИГРИуголь, 1985. – 96 с.
18. Неизвестнов Я.В., Воинов О.Н., Постнов И.С. Солевой и газовый состав подземных вод района Новосибирских островов // Геология шельфа Восточносибирских морей. – Л., 1976. – С. 78–89.
19. 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.
20. Sherwood K.W., Craig J.D., Cook L.W. *et al.* Undiscovered oil and gas resources // Alaska Federal Offshore. As of January 1995. – U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Alaska OCS Monograph, MMS 980054; 1998. – 531 с.
21. Stein R., Matthiessen J., Niessen F., Krylov A., Seung-il Nam, Bazhenova E. Towards a better (litho-) stratigraphy and reconstruction of Quaternary paleoenvironment in the Amerasian Basin (Arctic Ocean) // *Polarforschung*. – 2009. – № 79. – С. 97–121.
22. Astakhov A.S., Sattarova V.V., Shi Xuefa, Hu Limin, Aksentov K.I., Alatorsev A.V., Kolesnik O.N., Mariash A.A. Distribution and sources of rare earth elements in sediments of the Chukchi and East Siberian Seas // *Polar Science*. – 2019. – № 20. – С. 148–159. DOI: 10.1016/j.polar.2019.05.005.
23. Гусев Е.А., Рекант П.В., Большианов Д.Ю., Лукашенко Р.В., Попко А.О. Псевдогляциальные структуры подводных гор поднятия Менделеева и континентальной окраины Восточно-Сибирского моря // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2013. – № 4. – С. 43–55.
24. Клубов Б.А. Природные битумы Севера. – М.: Наука, 1983. – 205 с.
25. Флюидогеодинамика и нефтегазоносность северо-восточной окраины Азии. Масштаб 1 : 2 500 000 / Под ред. Ю.А. Косыгина. – Хабаровск : Дальзаэрогеодезия ГУГК, 1989. – 102 с.
26. Гресов А.И., Яцук А.В. Геологические условия формирования газонасыщенности донных отложений осадочных бассейнов юго-восточного сектора Восточно-Сибирского моря // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 2. – С. 197–215. DOI: 10.2113/RGG20194075.
27. Фандюшкин Г.А. Закономерности углеобразования на Северо-Востоке России. – Губкин, ОАО «Губкинская типография», 2006. – 344 с.
28. Дегтяренко Ю.П., Пуминов А.П., Благовещенский М.Г. Береговые линии восточно-арктических морей в позднем плейстоцене и голоцене. Колебания уровня морей и океанов за 15 000 лет. – М.: Наука, 1982. – С. 179–185.
29. Якушев В.С., Перлова Е.В., Кривушин К.В. *и др.* Газовые гидраты в отложениях материков и островов // Российский химический журнал. – 2003. – Т. XLVII. – № 3. – С. 80–90.

References

1. Kontorovich A.E. Sedimentary-migration theory of naphthide genesis: state between XX and XXI century, ways of further development. *Geologiya nefiti i gaza*. 1998;(10):8–16. In Russ.
2. 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.
3. Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*. 2005;(22):457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
4. 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.

5. *Shakirov R.B., Sorochinskaya A.V., Obzhairov A.I., Zarubina N.V.* Gazogeokhimicheskie osobennosti osadkov Vostochno-Sibirskogo morya [Gas-geochemical features of sediments of the East Siberian Sea]. *Vestnik DVO RAN*. 2010;(6):101–108. In Russ.
6. *Gresov A.I., Shakhova N.E., Sergiyenko V.I., Yatsuk A.V., Semiletov I.P.* Isotope and Geochemical Parameters of Hydrocarbon Gases in Bottom Sediments of the Shelf of the East Siberian Sea. *Doklady Akademii nauk*. 2016;469(2):864–866. DOI: 10.1134/S1028334X16080225. In Russ.
7. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Obzhairov A.I., Mazurov A.V., Ruban A.S.* Gas content of Bottom Sediments and Geochemical Indicators of Oil and Gas on the Shelf of the East Siberian Sea. *Russian Journal of Pacific Geology*. 2017;11(4): 308–314. DOI: 10.1134/S1819714017040030. In Russ.
8. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Gas geochemical indicators of oil and gas occurrence in south-eastern part of East Siberian Sea. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(4):83–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-83-96. In Russ.
9. *Gresov A.I., Sergiyenko 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 Akademii nauk*. 2020;492(1):382–386. DOI: 10.1134/S1028334X20050074. In Russ.
10. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Syrbu N.S., Okulov A.K.* Gas-geochemical zoning of seafloor formations of sedimentary basins and geostructures of East Siberian Sea and Arctic Ocean outer shelf. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):107–122. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-107-122. In Russ.
11. *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.
12. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Aksentov K.I., Sattarova V.V., Shvalov D.A.* Geochemical studies of the Pleistocene deposits of the marginal shelf zone of the East Siberian Sea and the Arctic Ocean. *Geokhimiya*. 2022;67(10):961–977. DOI: 10.31857/S001675252210003X. In Russ.
13. *Gresov A.I.* Metanoresursnaya baza ugol'nykh basseinov Dal'nego Vostoka i perspektivy ee promyshlennogo osvoeniya [Methane resources of coal basins in the Far East Russia and their perspective industrial development perspectives]. T. 2. Uglemetanovye basseiny Respubliki Sakha (Yakutiya) i Severo-Vostoka Rossii. Vladivostok: Dal'nauka; 2012. 468 p. In Russ.
14. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii*. Masshtab 1:1000 000. List S 53-54 (Novosibirskiye ostrova). Ob'yasnitel'naya zapiska. [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000 000. Sheet S 53-54 (Novosibirsk Islands)]. St. Petersburg: VSEGEI; 2006. – 208 p. In Russ.
15. *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.
16. *Thornton B.F., Prytherch J., Andersson K., Brooks I.M., Salisbury D., Tjernström M., Crill P.M.* Shipborne eddy covariance observations of methane fluxes constrain Arctic Sea emissions. *Science Advances*. 2022;6(5). DOI: 10.1126/sciadv.aay7934.
17. *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.
18. *Neizvestnov Ya.V., Voinov O.N., Postnov I.S.* Solevoy i gazovyy sostav podzemnykh vod rayona Novosibirskikh ostrovov [Salt and gas composition of groundwater in the area of the Novosibirsk Islands.]. In: *Geologiya shel'fa Vostochnosibirskikh morey*. Leningrad; 1976. pp. 78–89. In Russ.
19. *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 poiyasov i platform fanerozoia: materialy XXIII Tektonicheskogo soveshchaniya*. Moscow: GIN RAN; 2010. Vol. 2. pp. 23–29. In Russ.
20. *Sherwood K.W., Craig J.D., Cook L.W. et al.* Undiscovered oil and gas resources. Alaska Federal Offshore. As of January 1995. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Alaska OCS Monograph, MMS 980054; 1998. 531 p.
21. *Stein R., Matthiessen J., Niessen F., Krylov A., Seung-il Nam, Bazhenova E.* Towards a better (litho-) stratigraphy and reconstruction of Quaternary paleoenvironment in the Amerasian Basin (Arctic Ocean). *Polarforschung*. 2009;(79):97–121.
22. *Astakhov A.S., Sattarova V.V., Shi Xuefa, Hu Limin, Aksentov K.I., Alatortsev A.V., Kolesnik O.N., Mariash A.A.* Distribution and sources of rare earth elements in sediments of the Chukchi and East Siberian Seas. *Polar Science*. 2019;(20):148–159. DOI: 10.1016/j.polar.2019.05.005.
23. *Gusev E.A., Rekant P.V., Bol'shiyanov D.Yu., Lukashenko R.V., Popko A.O.* Pseudoglyatsial'nye struktury podvodnykh gor podnyatiya Mendeleeva i kontinental'noi ukrainy Vostochno-Sibirskogo morya [Pseudoglacial structures of Mendeleev Rise seamounts and East Siberian continental margin]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*. 2013;98(4):43–55. In Russ.
24. *Klubov B.A.* Prirodnye bitумы Severa [Natural bitumen of the North]. Moscow: Nauka; 1983. 205 p. In Russ.
25. *Flyuidogeodinamika i neftegazonosnost' severo-vostochnoi ukrainy Azii*. Masshtab 1 : 2 500 000 [Fluid geodynamics and oil and gas potential of the North-Eastern of Asia Scale 1: 2 500 000]. In: Yu.A. Kosygin, ed. Khabarovsk: Dal'aehrogeodeziya GUGK; 1989. 102 p. In Russ.
26. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Geological implications for gas saturation of bottom sediments in sedimentary basins in the southeastern sector of the East Siberian sea. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(2):157–172. DOI: 10.2113/RGG20194075.
27. *Fandyushkin G.A.* Zakonomernosti ugleobrazovaniya na Severo-Vostoke Rossii [Patterns of coal formation in the North-East of Russia]. Gubkin: OAO «Gubkinskaya tipografiya»; 2006. 344 p. In Russ.
28. *Degtyarenko Yu.P., Puminov A.P., Blagoveshchenskiy M.G.* Beregovyye linii vostochno-arkticheskikh morey v pozdnem pleystotsene i golotsene. Kolebaniya urovnya morey i okeanov za 15 000 let [Coastlines of the East Arctic Seas in the Late Pleistocene and Holocene. Fluctuations in the level of the seas and oceans for 15,000 years]. Moscow: Nauka; 1982. pp. 179–185. In Russ.
29. *Yakushev V.S., Perlova Ye.V., Krivushin K.V. et al.* Gazovyye gidraty v otlozheniyakh materikov i ostrovov [Gas hydrates in sediments of continents and islands]. *Rossiyskii Khimicheskii Zhurnal*. 2003;XLVII(3):80–90. 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, д. 43

e-mail: gresov@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0002-2133-411X

SCOPUS ID: 37104185100

Яцук Андрей Вадимович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,
690041 Владивосток, ул. Балтийская, д. 43

e-mail: yatsuk@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

SCOPUS ID: 55189937800

Information about authors**Alexander I. Gresov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher

V.I.Ilichev 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,
Senior Researcher

V.I.Ilichev Pacific
Oceanological Institute,
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia

e-mail: yatsuk@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

SCOPUS ID: 55189937800