УДК 553.98.04:550.8(26)

ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОЛЯ ОХОТОМОРСКОГО И ЯПОНОМОРСКОГО РЕГИОНОВ

Р.Б. Шакиров

Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН¹

Целью статьи является изучение газогеохимических полей метана, его газообразных гомологов, гелия, водорода, азота, углекислого газа и других, а также газопроявлений Охотского и Японского морей и их побережий на основе данных за период 1980-2014 гг. В ходе исследования сделан следующий шаг в выяснении полигенезиса литосферных углеводородно-флюидных систем этих морей. Статья состоит из 5 разделов: введения (1), которое включает постановку научной проблемы; описания используемых методов и материалов (2); изложения результатов изучения газогеохимических полей в Охотском (3) и Японском (4) морях и заключения (5). Выявлено, что особую контролирующую роль в распространении и интенсивности газогеохимических полей выполняют тектонические структуры: разломы, геотектонические линеаменты, рифтовые структуры и другие. Установлено, что газогеохимические поля окраинных морей Дальневосточного региона генетически и пространственно связаны с комплексами магматических пород, углеводородным потенциалом осадочного чехла и строением фундамента. Отмечено, что формирование газогидратных скоплений Охотского и Японского морей определяется в первую очередь геологическим строением районов. Выявленные закономерности повышают эффективность прогноза и поиска углеводородных ресурсов в окраинных морях Дальневосточного региона.

1. ВВЕДЕНИЕ

В последние годы изучение рассеяния природных газов (метан, его газообразные гомологи, гелий, водород, углекислый газ и другие) стало одним из самых динамично развиваемых направлений в геологии, геоэкологии и океанологии. Это связано с увеличивающимся ростом знаний о влиянии газовых потоков на ряд геохимических (аутигенное минералообразование), биологических (формирование сообществ микро- и макроорганизмов), экологических (повышение концентрации парниковых газов) и инженерно-геологических (устойчивость грунтов) процессов. С потоками метана вовлекаются в миграцию его гомологи, гелий, водород, радон и другие газы. В этой связи очень важным направлением является развитие хроматографических и масс-спектрометрических методов, которые расширили возможности изотопно-газогеохимических исследований [1, 2]. Результаты этих и других исследований позволяют выделить в глобальном круговороте вещества его неотъ-

¹ 690041, Владивосток, ул. Балтийская 43. Тел.: (423)231-21-07. E-mail: ren@poi.dvo.ru.



Рис. 1. Схема основных элементов природного цикла метана и изотопные отношения цикла углерода в окраинных морях. Составлено на основе литературных данных с дополнениями автора [5; 4; 7 (врезка 1); 2 (врезка 2), 5; 15; 16; 17; 18]

емлемую составляющую – шиклы природных газов, связанные с их потоками из литосферы [3, 4, 5, 6, 7, 8] (рис. 1). Изотопное соотношение углерода метана (б¹³С-СН.) и других газов вместе с химическим составом сопутствующих газов являются объективными характеристиками осадочных, магматических и метаморфических пород и процессов [9, 10, 11, 12, 13]. При этом из более чем 240 нефтегазоносных районов в мире 55 в разной степени связаны с нефтегазоносностью фундамента, кристаллических и вулканических пород [14]. Вместе с этим существует острый недостаток экспедиционно-аналитических исследований для освещения этих актуальных вопросов в переходных зонах континент-океан. Особенно это касается окраинных морей Дальневосточного региона, которые сильно отличаются друг от друга геологическим строением.

2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Главным отличием настоящего исследования от работ предшественников является изучение природных газов в морских донных отложениях на основе более четырехсот пикетов отбора осадков до глубины 6 метров ниже поверхности дна и широким привлечением данных по побережью. Донное опробование выполнялось по ранее разработанной методике ТОИ ДВО РАН. В основном использовались пробоотборники трех типов:

 а) ударная прямоточная трубка (ПТ) длиной 1,5-3 м и с внутренним диаметром 6 см;

б) ударные прямоточные трубки "большого диаметра" с вкладышами (ТБД) длиной 4 м и с внутренним диаметром 9 см;

в) модифицированный гидростатический разборный пробоотборник с вкладышами (ГСП-2) конструкции Ю.Л. Гаранько (ТОИ ДВО РАН) длиной 5,75 м и диаметром 138 см.

Внутрь пробоотборников закладывались 2-секционные (распиленные вдоль на две части и зафиксированные) пластиковые трубы для быстрого извлечения поднятых осадков из пробоотборника. После поднятия пробоотборника с осадком на борт судна пластиковая труба извлекается из него и переносится в лабораторию, где керны осадков вдоль распила трубы разрезаются на две части для дальнейшей обработки: фотографирования, описания осадка и опробования на различные виды анализов. Основной объем пробоотбора обеспечен техническим оснащением лаборатории седиментологии и стратиграфии ТОИ ДВО РАН (зав. лаб. д.г-м.н. А.Н. Деркачев). Для извлечения газов применялись методы равновесных концентраций, вакуумной

и термовакуумной дегазации. Анализ газового состава проводился на борту судна и в стационарной лаборатории на газовых хроматографах: КристалЛюкс-4000М; SRI-8110: ЭХО-ЕW-ПИД; Газохром-2000; АХТ-ТИ; Кристал-5000. Применялись сертифицированные газовые смеси "Altech Associates Inc.» и 000 «ЮГРА-ПГС". Ошибка анализа для углеводородных газов составляла до 5%, для остальных газов 5-10%, для растворенного СО₂ - более 10%. В пробах определялись углеводородные газы, углекислый газ, кислород, азот, гелий, водород, сернистые газы, объемная активность радона (радиометр РГА-500). Привлекались анализы содержания органического углерода, гранулометрического и химического состава донных отложений (совместно с А.В. Сорочинской, ТОИ ДВО РАН), а также содержания ртути в осадках (М.В. Иванов, ТОИ ДВО РАН). Для расчета концентраций газов использовались уравнения. сведенные в [19]. Анализ ГХ/МС проводился на приборе Shimadzu GCMS-QP2010 Ultra. В качестве устройства для ввода пробы в инжектор использовался многофункциональный пиролизёр Multi-Shot Pyrolyser EGA/PY-3030, с дополнительными блоками Carrier Gas Selector CGS-1050Ex и Selective sampler SS-1010E. Изотопные исследования выполнены в ДВГИ PAH (Т.А. Веливетская. ЛВО А.В. Игнатьев), Технологическом институте Китами (А. Хачикубо), университетах Хоккайдо и Нагойя (У. Цуногаи), IFM-GEOMAR (Шт. Ламмерс) и МГРИ (О.И. Кропотова). Предложен дополнительный критерий оценки полигенезиса газогеохимических полей на основе «масс-балансового эффекта» [20, 21]. При изучении фоновых газогеохимических полей в донных отложениях и толше вол применялись методы, регламентированные действующими нормативными указаниями установления фоновых концентраций веществ (газов) и вероятностно-статистические методики [22, 23, 24].

3. ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОЛЯ ОХОТОМОРСКОГО РЕГИОНА

В Охотском море в международных проектах КОМЕХ (1998-2004), CHAOS (2003-2006), SSGH I-II (2007-2015 гг.), ряде НИР по российским проектам ФЦП «Мировой океан», РФФИ и другим, также в результате 40-, 42-, 45- и 48-го рейсов НИС «Академик М.А. Лаврентьев» по региональным опорным профилям «Магадан-Южные Курилы» и «Шантарские острова-Северные Курилы» (2006-2009 гг.) под руководством ФГУП «Севморгео» проведены представительные газогеохимические исслелования с отбором кернов геологическими трубками и дночерпателями по изучению качественного и количественного состава углеводородных (УВГ) и других газов в основных геологических структурах Охотского моря (рис. 2). В составе природного газа донных отложений установлена латеральная и вертикальная изменчивость полеобразующих компонентов: метан и его гомологи до пентана, а также углекислый газ, кислород, азот, гелий и водород.

Метан является основным компонентом углеводородных, а в ряде случаев всех газов Охотского моря и его побережья: в морских осадках, толще вод, подземных и поверхностных флюидных водах, холодносиповых, грязевулканических и других газопроявленях в концентрациях 0,001-99 % в интервале глубин моря 0,1-3300 м. Углеводородные газы представлены этаном и пропаном, i- и n-бутаном, i- и п-пентаном. Этан установлен в 56 % отобранных газовых проб. Концентрации этана в составе природного газа донных отложений варьируют в пределах 0,1 – 13,4 ррт. Иногда обнаруживался гексан (Татарский пролив, проект SSGH). Максимальные содержания этана выявлены в донных осадках северо-охотского шельфа и восточного присахалинского шельфа, где его концентрации изменяются от 1,37 до 13,42 ррт; минимальные (0,1 – 1,7 ppm) – в центральной части Охотского моря (возвышенности Института Океанологии и Академии Наук) и



Рис. 2. Распределение метана по региональным профилям и газопроявлений (красные и синие точки) в Охотоморском нефтегазоносном регионе на основе тектонической карты [25]. 1 - протяженные аномальные газогеохимические поля преимущественно высокой интенсивности; 2 - аномальные поля миграционных газов низкой и средней интенсивности; 3 - аномальные поля термогенных и метаморфогенных газов; 4 - аномальные поля газогидратоносных площадей; 5 - аномальные газогеохимические поля с признаками нефтяных углеводородов; 6 - аномальные газогеохимические поля углегазового генезиса; а - газовые факелы; б - массивный гидрат метана; в - аутигенное минеральное образование в зоне аномального поля УВГ

восточной части Охотского моря. Промежуточным положением характеризуется его распределение в донных осадках Курильской котловины – 0,8–6,9 ррт. Пропан установлен в донных осадках Северо-Охотского и Восточно-Сахалинского шельфа, где его концентрации изменяются в пределах 0,1 - 0,8 ррт. Аномальные концентрации бутана зафиксированы в донных отложениях Курильской котловины в пределах 0,9–4,1 ррт; бутановый коэффициент КС4 в коридоре 0,3-1,1 составляет 30% проб поверхностных донных отложений, указывая на миграционную природу углеводородных полей. Пентан установлен в микроконцентрациях, например, в донных осадках Северо-Охотского шельфа (0,1–0,9 ppm); центральной части – 0,4 ррт и Курильской котловины (0,1-1,8 ppm). Локальные аномальные ГГП средней и высокой интенсивности выявлены в северо-восточной части впадины Дерюгина, Кашеваровском прогибе, прогибе Макарова, в районе центрального склона Курильской котловины протяженностью около 30 км и в других районах (рис. 2).

Выделено 14 аномальных газогеохимических полей углеводородных газов в осадке, которые часто являются «слепыми»: то есть проявляются на горизонтах ниже 0,5 м от поверхности дна (рис. 3). Это участки с увеличенным вертикальным градиентом концентраций углеводородных газов, которые отмечают зоны миграции термогенных, метаморфогенных и магматогенных газов [26], распределенных в соответствии со строением земной коры [27]. «Слепые» аномальные поля метана (более 3 ррт) и углеводородных газов ряда этанбутан приурочены, как правило, к интервалам от 50 см и ниже по керну осадка.

По совокупности газогеохимических и геологических данных в Охотоморском регионе выделено 5 газогеохимических провинций (ГГП): Центрально-Охотоморская; Западно-Охотоморская; Южно-Охотоморская; Восточно-Охото-



Рис. 3. Распределение метана (мкл/дм³) в поверхностных осадках Охотского моря по профилю 1-ОМ (профиль впадина Дерюгина – Голыгинский прогиб). Градациями желтого и красного показаны аномальные поля высокой интенсивности



морская и Северо-Охотоморская (рис. 4; табл. 1). Основными факторами их выделения являются: закономерности распределения и генезиса природных газов и их источников; особенности геологического строения [28; 29; 30], морфотектоники [31, 32], и сейсмической активности Охотоморского региона [33, 34, 35]. Основной единицей дифференциации газогеохимических полей внутри газогеохимических провинций являются тектонические структуры: прогибы, в том числе рифтогенные, поднятия, своды, сквозные литосферные разломы и разломы фундамента; и углеводородный потенциал.

Центрально-Охотоморской В ГГП (ЦОГГП) преобладает фоновое газогеохимическое поле при редких его возмущениях эмиссией газов в зонах низкотемпературных газопроявлений, постмагматических процессов и литосферных разломов по бортам тектонических прогибов. Фоновое поле углеводородных и других газов характерно для центральных районов моря (Охотский свод, поднятия и их окрестности с минимальной мощностью осадочного покрова). Эти районы характеризуются минимальным углеводородным потенциалом и низкой глубокофокусной сейсмотектонической активностью. Изотопные характеристики фонового поля характерны для микробных газов и составляют: δ^{13} C-CH, -67 - -110 ‰V-PDB, δ¹³C-CO₂ -24 --25 ‰, dD-CH₄ -204‰ V-SMOW и менее. Они сопровождаются фоновыми концентрациями гелия и водорода. Тем не менее в центральной части Охотского моря существуют локальные очаги эмиссии газов (метана и его гомологов термогенной

Рис. 4. Карта-схема газогеохимических провинций (ГГП) Охотоморского региона. 1 – преимущественно фоновая ГГП; 2 – локальные низкоинтенсивные АГП (аномальные газогеохимические поля); 3 – повышенная потенциальная плотность генерации углеводородов в осадках; 4 – очаги высокой потенциальной плотности генерации УВ; 5 – очаги максимальной плотнотси генерации УВ; 6 – аномальные ГГП средней интенсивности, зоны газообразования; 7 – зоны нефтегазообразования; 8 – локальные структуры; 9 – нефтепроявления; 10 – выходы фундамента; 11 – изопахиты, мощность осадочного чехла; 12 – вулканические и гидротермальные газы; 13 – газогидратоносная площадь; 14 – вулканы; 15 – грязевые вулканы; 16 – станции отбора воды; 17 – пикеты отбора осадков; 18 – газопроявления; 19 – газогидратоносные осадки; 20 – разломы; 21–22 – разломы фундамента и направление их погружения; 23 – проявления газогеотермальных вод в скважинах; 24 – границы угленосные бассейны на о. Хоккайдо; 30 – бурый уголь западной Камчатки; 31 – нефтегазовые месторождения; 32 – изобаты и глубина моря. I – Центрально-Охотоморская газогеохимическая провинция (ЦОГГП); II – Западно-Охотоморская ГГП; III – Южно-Охотоморская ГГП; IV – Восточно-Охотоморская ГГП; V – Северо-Охотоморская ГГП

Газогеохимические Геоструктуры/		Объекты/	Аномальные	Основные	Тип источников	
провинции (ГГП)	районы (примеры)	газопроявления	поля	(примеси)	УВГ	
ЦЕНТРАЛЬНО- ОХОТОМОРСКАЯ (1)	Континентальный шельф и склон	Охотский свод, поднятия и др.	Фоновые поля, низкой интенсивности локальные АГП	$\mathrm{CH}_4,$	Преимущественно микробный ¹³ C-CH ₄ -55 ÷ -80 ‰	
	Восточно- Дерюгинский грабен (вп. Дерюгина)	Газонасыщенные осадки, баритовая минерализация, разлом	Средней интенсивности локальные АГП УВГ	СН ₄ , (УВГ>СО ₂ >Н ₂ >Не)	Термогенный, микробный -57 ÷ -77 ‰	
	Кашеваровский прогиб	Приразломные структуры	Средней интенсивности АГП УВГ, ртуть	СН ₄ , (СО ₂ >УВГ>Н ₂ >Не)	Термогенный, микробный	
	Макаровский прогиб	Разлом, осадочная линза, карбонаты	Низкой интенсивности АГП УВГ, аномалии ртути	ой интенсивности СН ₄ , I УВГ, аномалии ртути (СО ₂ >УВГ>Н ₂ >Не)		
ЗАПАДНО- ОХОТОМОРСКАЯ (2)	Северо-Сахалинский прогиб, западный борт впадины Дерюгина, Пограничный прогиб, прогиб Терпения	Нефтегазоносные участки, газовые гидраты, геотермальные выходы, холодные сипы, факелы, площадная эмиссия	Высокоинтенсивные, высококонтрастные, площадные и локальные, всплески H ₂ и He (до 140 ppm)	СН ₄ , (УВГ>СО ₂ >Н ₂ >Не)	Миграционные термогенные, микробный метан ¹³ C-CH ₄ , -22 ÷ -78 ‰ (-110‰ тоща вод)	
ЮЖНО- ОХОТОМОРСКАЯ (3)	Склон прогиба Терпения, Анивский прогиб, Голыгинский прогиб, Курильская котловина	Нефтегазоносные структуры, угольные пласты, термогенные газы, факелы, газогидраты	Средней и высокой интенсивности	СН ₄ , (УВГ>СО ₂ >Н ₂ >Не)	Метаморфогенный, термогенный, микробный метан ¹³ C-CH ₄ , -40 ÷ -65 ‰	
	Курильская островная дуга	Сольфатары, фумаролы, термальные источники, грязевые термальные источники	Высокоинтенсивные, высококонтрастные	CO ₂ , N ₂ , H ₂ , CH ₄ (Не, редкие газы, H ₂ S, SO ₂)	Термогенный, метаморфогенный, магматогенный ¹³ C-CH ₄ , -6 ÷ -44 ‰	
ВОСТОЧНО- ОХОТОМОРСКАЯ (4)	Западно-Камчатский шельф, Западно- Камчатский прогиб и др.	Структура Первоочередная и другие, термогазопроявления, холодные источники	Низкой интенсивности локальные АГП, преобладает фоновое распределение	СН ₄ , (УВГ>СО ₂ >Н ₂ >Не)	Термогенные, метаморфогенные, признаки глубинных газов ¹³ С-CH ₄ , -48 ÷ -60 ‰	
	п-ов Камчатка	Богачевское, Крутогоровское и др. прояв. Сольфатары и фумаролы, углеводороды вулканических аппаратов, ключи (г. Загайновка)	Высокой интенсивности АГП, углеводородные проявления, повышенный фон гелия (40 ppm)	СН ₄ , (УВГ>СО ₂ > He =>H ₂ CO ₂ , N ₂	Термогенный, метаморфогенный, магматогенный, микробные газы – подчинен. значение. ¹³ C-CH ₄ , -45 ÷ -50 ‰	
СЕВЕРО- ОХОТОМОРСКАЯ (5)	Северо-Охотский шельф: системы прогибов и разломов	Нетфегазоносные структуры, единичные газопроявления (Гижигинские)	Низкой интенсивности АГП, распространено фоновое поле	СН ₄ , (УВГ, СО ₂ , Н ₂ , Не)	Преимущественно термогенный ¹³ С-СН ₄ , -45 ÷ -60 ‰	

природы), которые также могут сопровождаться аномалиями ртути (прогиб Макарова, 110-350 нг/г) и бария (Восточно-Дерюгинский грабен, Курильская котловина) [36, 37].

Западно-Охотоморская ГГП (ЗОГГП) выделяется наиболее интенсивной углеводородной дегазацией литосферы в зонах разломов Хоккайдо-Сахалинской складчатой системы и прилегающих областей шельфа и склона. Эта провинция включает в себя почти все месторождения нефти и газа; угли при этом являются постоянным спутником нефтегазоматеринских толщ (палеоген–неоген) [38]. Аномальные высокоинтенсивные газогеохимические поля и газопроявления термогенных и метаморфогенных углеводородных газов, углекислого газа, гелия (до 140 ppm) и водорода (до 40 ppm), а также характерные углеводородные биомаркеры (пристан/фитан и другие) являются отражением геодинамической обстановки с активной флюидодинамикой и высокой коровой сейсми-

ческой активностью трансформной литосферной зоны. Яркой тектонической характеристикой этой провинции является наличие сквозных линейных структур Хоккайдо-Сахалинской складчатой системы [39], которые определяют формирование зон нефтегазового, углегазового, грязевулканического и геотермального типов дегазации литосферы. В нефтегазоносных районах установлены ультраосновные породы [40, 41]. Примеры химического и изотопного состава основных га-

№ станции	Глубина, м	CO ₂ , %	CH ₄ , ppm	C ₂ H ₄ , ppm	C ₂ H ₆ , ppm	C ₃ H ₆ , ppm	C ₃ H ₈ , ppm	i-C4H10, ppm	i-C ₅ H ₁₂ , ppm	CH ₄ , δ ¹³ Cpdb, ‰	CO ₂ , δ ¹³ Cpdb, ‰
LV45-105	86	0.13	28	0.43	0.47	0.06	0.18	сл.*	сл.	-44.8	-16.8
LV 45-205	142	0.16	67	0.14	0.08	0.04	0.07	0.22	1.64	-55.9	-16.2
LV 45-215	146	0.16	96	0.32	0.26	0.08	0.09	сл.	сл.	-63.1	-22.5
LV 45-255	163	0.21	296	0.18	0.36	0.07	0.09	сл.	сл.	-58.3	-23.7
LV 45-265	153	0.54	74	0.13	0.11	0.04	0.04	сл.	сл.	-58.2	-22.9
LV 45-335	128	2.45	63	0.44	0.21	0.11	0.15	сл.	сл.	-64.1	-20.7
LV 45-375	89	0.13	46	0.50	0.96	0.08	0.34	сл.	сл.	-30.1	-15.9
LV 45-385	90	0.02	127	0.13	0.17	сл.	сл.	сл.	сл.	-57.9	-23.5
LV 45-465	562	0.53	95897	0.22	14.33	сл.	0.69	сл.	сл.	-77.4	-23.9
LV 45-485	993	0.01	859	0.15	0.35	сл.	сл.	сл.	сл.	-62.1	-23.4
LV 45-505	1146	0.02	128	0.13	0.08	сл.	сл.	сл.	сл.	-64.7	-21.8
LV 45-515	1234	0.15	178	0.14	0.15	сл.	сл.	сл.	сл.	-60.8	-22.9
LV 45-555	1515	0.09	104	0.19	0.14	сл.	сл.	сл.	сл.	-42.5	-23.4
LV 45-565	1524	0.10	100	0.09	0.09	сл.	сл.	сл.	сл.	-62.4	-22.5
LV 45-575	1610	0.21	38	0.15	0.06	0.04	0.03	сл.	сл.	-61.4	-19.7

Таблица 2. Химический и изотопный состав осадков западной части Охотского моря и впадины Дерюгина

* Следовые количества компонента на пределе чувствительности прибора.

зов осадков ЗОГГП приведены в табл. 2.

В Южно-Охотоморскую ГГП отнесены Курильская котловина и Курильская островная дуга с прилегающими районами; в ней обнаружены аномальные поля метана и его гомологов до пентана включительно, а также высокие концентрации углекислого газа вблизи островной дуги. Здесь выявлено более 5 зон с аномальными газогеохимическими полями УВГ (до 1300 ррт), углекислого газа, гелия (до 60 ррт) и водорода (до 160 ррт) (Голыгинский прогиб, северо-западный борт Курильской котловины, центральный район Курильской котловины, район Южных Курил и локальные участки разломов). Высокая сейсмичность, активный тектогенез, установленный во многих районах котловины [42], вулканическая активность и признаки грязевого вулканизма в ее западном газогидратоносном районе [43, 44, 36], а также абиогенный изотопный сигнал метана (о. Итуруп, -3 ÷ -6‰) в вулканах Южных Курил являются основными характеристиками этой провинции. Данная обстановка также нашла свое отражение в появлении глубинных аномалий метана в толще вод Курильской котловины [44].

Восточно-Охотоморская ГГП (ВОГГП, прикамчатский шельф и склон, западная часть п-ова Камчатка) характеризуется обилием проявлений термальных вод и газов магматогенного, термогенного и метаморфогенного генезиса. Широко распространены на побережье углеметаморфогенные газы, участки которых связаны с нефтегазоносными и газотермальными системами (Ичинско-Колпаковский прогиб), формируя сложную полигенетическую флюидодинамическую систему. Преобладание глубокофокусных редких, но сильных землетрясений поддерживает эндогенную газовую активность Западно-Камчатского прогиба и прилегающих районов.

В Северо-Охотоморской ГГП (СОГГП, Северо-Охотский шельф, углегазоносное побережье) выделяются зоны с аномальными полями метана преимущественно низкой, средней и, очень редко, высокой интенсивности (до 1230 ppm). Особенности распределения УВГ и СО₂ в осадках определяются геологическими факторами, к которым в том числе относятся: 1) наличие вдоль побережья Охотской угленосной

площади [45], углеметаморфогенная газоносность которой изучена в [46]; 2) глубинные разломы (Северо-Охотский, Тауйский, Лисянский и другие); 3) признаки высших углеводородов на Северо-Охотском шельфе; 4) строение фундамента и его проницаемость и другие. Низкая сейсмическая активность способствует хорошей сохранности углеводородных залежей. Здесь регистрировались единичные газопроявления, что также указывает на углеводородный потенциал. В этой провинции не исключены газовые выходы криогенной природы.

Схема газогеохимических провинций хорошо согласуется с геологическим строением и структурой фундамента (рис. 5).

ВЫВОДЫ К РАЗДЕЛУ З

Газогеохимические поля морских осадков и поверхностных газопроявлений отражают химический и изотопный состав углеводородных газов нижележащих толщ и фундамента Охотского моря и являются полигенной смесью как минимум 4 источников: микробных, термогенных, углеметаморфогенных, магматогенных.



Рис. 5. Карта-схема геологического контроля газогеохимических провинций, газопроявлений, аномальных газогеохимических полей, нефтегазовых залежей и газогидратов в Охотоморском регионе. Выполнено на основе карт (Японское море: [30], [40], [35]; Охотское море и о-в Сахалин: [47], [29], [48], [25]).

01 – материк; газопроявления (02–05) и разломы (06-08); 09 – каменный уголь, 10 – нефть, 11 – конденсат, 12 – газ, 13 – бурый уголь, 14 – разломные зоны, 15–16 – гранитоиды мезозойского и палеозойского возраста, 17 – триас и юра, 18 – палеозой, 19 – палеоген, 20 – неоген, 21 – мел; Приморский край: 22 – Q (шельф), 23 – активизированные структуры (Сихотэ-Алинь), 24 – Восточная зона, 25 – Центральная зона (J-K(?)), 26 – впадины, 27 – термы; Охотское море: 28 – станции драгирования, 29 – скважины, 30–46 – образования разновозрастного гетерогенного фундамента; Японское море: 47–53 – геологические границы, 54–73 – разновозрастные породы осадочного чехла и фундамента, 74 – миктиты, 75 – алевриты, 76–77 – вулканические образования; Татарский пролив: 78 – флюидопроявления, 79 – изопахиты, 80 – сбросы, 81 – взбросо-надвиги, 82–90 – структурные элементы; сейсмичность: 91 – зоны с очагами землетрясений 0–100 км; 92 – 100–200 км; 93 – 200–300 км; 94 – 350–500 км; 95 – 500–650 км; распространение АГП миграционной природы и основных углеводородных скоплений: 96 – газогидратоносные районы с АГП высокой интенсивности (термогенные районы с АГП СН₄ средней и высокой интенсивности, 99 – потенциально нефтегазоносные районы с АГП углеводородных газов термогенных газов, 102 – АГП УВГ, углекислого газа, гелия и радона в Восточно-Сихотэ-Алинском вулканогене; 103 - проявления метаморфогенных и глубоководного бурения; 104 – схематичные границы и номера (I–V) газогеохимических провинций

Распределение углеводородных газов, гелия, водорода и углекислого газа тесно связано с геологическим строением районов. Содержание гомологов метана и их изомеров различно, что также зависит от данного фактора.

Среди аномальных газогеохимических полей выделяются:

1) ярко выраженные,

2) умеренно выраженные (Охотское море и обрамление),

3) слабо выраженные,

4) скрытые аномальные поля (Японское море) миграционной природы (на побережье зафиксированы ярко выраженные миграционные газопроявления).

Аномальные газогеохимические поля геологических структур сформированы в основном благодаря миграционным (термогенным, углеметаморфогенным и глубинным) газам (сочетание ¹³С-СН₄ - 6 \div -50 ‰ PDB, повышенные концентрации гелия, водорода, предельных УВГ и др.). При этом наложение микробных процессов может облегчать изотопный состав углерода метана на 15 ‰. Наибольшее влияние микробных процессов выявлено на газогеохимических полях

газогидратоносного участка Дерюгинской депрессии и склона залива Терпения (северо-западный борт Курильской котловины). Участок в Дерюгинской депрессии пространственно совпадает с линзой осадочного материала, накопленного при значительном влиянии терригенного стока реки Амур, что оказывает усиливающий эффект на генерацию микробных изотопно-легких газов, камуфлирующих миграционный поток. «Дельтовые» или «палеодельтовые» газогидраты, как правило, характеризуются повышенной долей микробных газов.

На долю миграционных газов, формирующих повышенные и аномальные концентрации в поверхностных и придонных условиях, приходится не менее 35 % проанализированных проб газа. Потоки миграционных газов в Охотском море закономерно контролируются разломами, из которых можно выделить взбросы, сбросы и сдвиговые дислокации. Аномальные газогеохимические поля развиты более всего в приразломных прогибах.

Содержание гелия в поверхностных газопроявлениях и донных отложениях повышено в южной части о-ва Сахалин и на его южных склонах и достигает 140 ppm, подтверждая наличие активных глубинных источников полеобразующих компонент.

В центральной части Охотского моря и в Курильской котловине существуют источники метана и его гомологов термогенной природы: выделены 9 новых зон с аномальными концентрациями УВГ (до 1300 ррт). Изотопно-тяжелые по углероду ¹³С углеводородные газы являются неотъемлемой компонентой вулканических систем Охотоморского региона, а Курильская вулканическая дуга является поставщиком неорганического метана. Этот процесс в целом не характерен для районов с отсутствием ультрамафических комплексов, поэтому заставляет еще раз оценить возможность генезиса углеводородов в глубинных флюидах островодужного вулканизма окраинных морей.

4. ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОЛЯ ЯПОНОМОРСКОГО РЕГИОНА

Японское море сильно отличается от Охотского моря по геологическому строению. Это проявлено в особенностях рельефа, строения земной коры, сейсмичности и геофизических полях [31, 50, 51, 52]. Осадки исследовались автором на шельфе и склоне Приморья и в Татарском проливе (рис. 6).

В районе приморского шельфа зафиксированы аномальные газогеохимические поля метана (рис. 7),



Рис. 6. Карта фактического материала и распространения газогидратоносных толщ в Япономорском регионе. Местоположение вулканов Японского моря показано по [53]. На врезке показана сводная диаграмма отношения метан/этан в скважинах глубоководного бурения в Мировом океане. Черные точки – отбор осадков. КК - Курильская котловина, ЦК – Цусимская котловина. 1 – газогидратоносные площади с признака-ми неконцентрированных газогидратов; 2 – газогидратоносные площади с высокой концентрацией газогидратов (>40%); 3 – газогидратоносные площади с невыяснен-ным концентрированием газогидратов; 4 – скважины глубоководного бурения и их номер; 5 – вулканы; 6 – месторождения нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах; 7 – скважины, в которых обнаружены газогидраты в Цусимской котловине (ЦК); 8 станции отбора осадка Multicore, 9 - станции отбора проб воды; 10 - станции измерения ¹³С-СН₄ в толще вод [17]; 11 – разведочные и параметрические скважины вокруг Японских островов; 12 – газовые скопления; 13 – зона распространения формации «зеленых туфов»; 14 – вулканический фронт; 15 – глубинные литосферные границы; 16 – углегазовые скопления; 17 – положение гигантского газового факела 2012 г. (Operation report, 2013); 18 – скважина с признаками газогидратов на северном склоне о-ва Хоккайдо: 19 - углегазоносные впадины с подводным продолжением; 20 – аномальное поле метана низкой интенсивности в троге Гензан; 21 – локальные структуры; 22 – грязевые вулканы; 23 – нефтегазопроявления; 24 – Окружное месторождение (о-в Сахалин)

углеводородных газов, гелия преимущественно низкой и средней интенсивности в области редких глубокофокусных землетрясений (400–700 км, до 8–9 баллов). Выявлены аномалии водорода высокой интенсивности в зонах разломов залива Петра Великого. При этом в гидрологических скважинах, особенно на юге Приморья, обнаружены углеводородные газогеохимические поля высокой интенсивности (концентрации метана до 4,5 мл/л), с концентрациями УВГ нефтяного Аномальные поля углеворяда. дородных газов, гелия, водорода и углекислого газа установлены в зонах разломов и кайнозойских депрессиях Южного Приморья, в том числе в интрузивных комплексах, включая гранитоиды; водно-газовых источниках Восточно-Сихотэ-Алинского вулканогена, в газогидратоносных районах (Южно-Татарский прогиб, хребет Окусири, хребет Садо, Цусимская котловина) и других. Восточная часть моря характеризуется высоким газогидратоносным потенциалом и отличается высокой сейсмичностью (рис. 7) [52], которая определяет повышенную газовую активность.

Японский архипелаг и прилегающие районы отличаются вулканомагматическим, газогидротермальным и, в меньшей степени, нефтегазовым, углегазовым и грязевулканическим типами дегазации литосферы. Газогидраты обнаружены в четырех районах (Южно-Татарский прогиб, хребет Окусири, хребет Садо, Цусимская котловина) и проявления углеводородных газов в центральной части моря в ходе глубоководного бурения [38]. В осадках и толще вод в целом установлена низкая интенсивность редких и локальных аномальных углеводородных газогеохимических полей, что в том числе обусловлено небольшой мощностью осадочного чехла (до 3 км). Тем не менее, например, в пределах южно-приморского шельфа и склона обнаружено 4 метаустойчивых очага выделения метана в районе шельфа и склона (рис. 8). Кроме этого выявлены аномальные поля углеводородных газов, контролируемые литосферными разломами (Виноградовский, Береговой, Амурский, Партизанский и другие), которые простираются с континента в залив Петра Великого: обнаружены аномальные



Рис. 7. Аномальные газогеохимические поля метана в осадках и придонной воде залива Петра Великого и его побережья. На основе [30, 49]. 1 – высокоинтенсивные аномальные поля углеводородных газов в гранитоидах; 2 – придонные аномальные поля метана низкой и средней интенсивности; 3 – аномальные поля углеводородных газов, гелия и углекислого газа в интрузивных комплексах; 4 – аномальные поля гелия и водорода; 5 – высокоинтенсивные аномальные поля углеводородных газов углегазоносных отложений; 6 – разломы; 7 – выступы кристаллического фундамента, насыщенные структурно-вещественными комплексами основного состава; 8 – литосферные разломные зоны; 9 – четвертичные отложения; 10 – эпицентры глубокофокусных землетрясений (400÷700 км). На карте распределения метана красными кружками показаны метаустойчивые очаги эмиссии метана (на рисунке обозначены цифрами 4 и 6)

поля метана высокой интенсивности и высокие концентрации этана, пропана и бутана. Это говорит о том, что эти разломы проницаемы и дренируют очаги углеводородов как на суше, так и на сопредельной акватории. Здесь же в донных отложениях обнаружены высокие концентрации CO_2 до 2,3 % об. при $\delta^{13}C$ -11 ÷ -13,4‰. Аномалии термогенных газов являются газогеохимическими индикаторами южноприморской зоны проницаемости и нефтегазоносного потенциала залива Петра Великого. В результате в прибрежной зоне Приморского края наблюдаются аномальные газогеохимические поля разной интенсивности углеводородных и других газов миграционной природы. Среди них можно выделить углеводородно-метановые, метановые, углекислотно-

азотно-углеводородные, азотные, которые формируют полигенетические аномальные газогеохимические поля в верхних гидрологических горизонтах и свободные газопроявления (как правило, в пределах угольных месторождений). При этом аномальные углеводородные поля в тектонических депрессиях Южного Приомрья по своему составу, соотношениям углеводородных компонентов сходны с полями углеводородных скоплений, обнаруженных в породах кристаллического фундамента во Вьетнаме и вулканокластических коллекторах Японской островной дуги. Доказаны значительные ресурсы метана в угольных бассейнах Приморья [55]. В Угловском, Партизанском и других угольных бассейнах, имеющих подводное продолжение, в том числе в Японском архипелаге и на Корейском полуострове [56], установлены признаки полигенетических полей углеметаморфогенных и нефтяных углеводородов. Вдоль Приморского континентального склона существуют очаги углеводородных газов. Они приурочены к узлам пересечений глубинных разломов в пределах континентального уступа (рис. 7). Большинство аномальных полей углеводородных газов в тектонических депрессиях залива Петра Великого (мелководный шельф), вероятнее всего, связаны с угленосными толщами Угловского и Хасанского угольных бассейнов, которые имеют подводное продолжение [56]. При этом на юго-востоке Приморья, в кайнозойских депрессиях Краскинской и Славянской, высококонтрастные, аномальные поля УВГ, отличаемые от углегазовых, обнаружены в корах выветривания гранитоидов. Устойчивые аномальные поля УВГ высокой интенсивности позволяют прогнозировать углеводородные скопления на юге Приморья [57].

Наиболее контрастные и интенсивные аномальные поля термогенных углеводородных газов, гелия, водорода и углекислого газа приурочены к ослабленным зонам, сформированным глубинными разломами, в том числе литосфер-



Рис. 8. Газогенетическая диаграмма гидратоносных осадков и нефтегазоносных провинций района исследований

впадина Дерюгина и Курильская котловина (Охотское море), Цусимская котловина (Японское море), бассейн Шеньху (Южно-Китайское море); 2 – Курильская котловина (северо-западный борт); 3 – Южно-Татарский прогиб (Японское море); 4 – бассейн Уэцу (Японское море); 5 – нефтегазовые залежи Северо-Сахалинского осадочного бассейна и осадки Восточно-Сибирского моря; 6 – бассейн Уэцу и осадки Восточно-Сибирского моря; 6 – бассейн Уэцу и осадки Восточно-Сибирского моря; 6 – бассейн Уэцу и осадки Восточно-Сибирского моря; 7 – Южно-Сахалинский грязевой вулкан; 8 – вулкан Менделеева (о-в Кунашир). Углеводородные газы: І – микробные С1 и С2; ІІ – микробные С1 и термогенные С2 и термогенные С2. а – фотография массивного образца гидрата метана (западный борт впадины Дерюгина)

ными, ограничивающим блоки с различным типом земной коры, и тяготеют к узлам их пересечений (см. рис. 7).

Наличие высоких концентраций углеводородных газов при резком уменьшении значений критерия С1/С2-С5 в скважинах глубоководного бурения [58] указывает на глубинные и метаморфогенные источники углеводородов в низах осадочного чехла и фундамента Японского моря. Низкоинтенсивные аномальные газогеохимические поля вдоль континентального склона, по типу аномального поля метана в троге Гензан, служат признаками углеводородной дегазации глубинных зон сочленения (перехода) земной коры разных типов. Исследования изотопного состава углерода растворенного метана в Центральной котловине, впадине Ямато и Цусимской котловине также позволили обнаружить термогенный газ d¹³C-CH₄, -30 \div -40‰ [17]. Основные изотопные по δ^{13} C газогенетические особенности углеводородных газов показаны на рис. 8. Можно отметить, что вариации изотопного состава углерода метана возрастают по мере увеличения доли диагенетических источников и меньше проявлены в термогенных и более глубинных источниках углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Охотском и Японском морях существуют процессы взаимосвязей приповерхностных газогеохимических полей с подстилающими газоносными, углегазоносными и нефтегазоносными отложениями, а также с газами фундамента. Восходящяя эмиссия природных газов обусловливает формирование аномальных полигенетических газогеохимических полей слабой, средней и высокой интенсивности. В активных Охотоморской и Япономорской окраинах на эти процессы оказывают значительное влияние нижнекоровые и верхнемантийные источники. Данные районы характеризуются многообразием геологических типов дегазации литосферы, современными процессами формирования углеводородных залежей, газогидратов и их разрушения.

Установлено, что глубинный флюид находит свое отражение в составе аномальных газогеохимических полей в приповерхностных геологических структурах исследованного региона не только в зонах активных разломов, но и в низкосейсмичных зонах. Углеводородные газы при этом обнаруживаются в районах как палео- (Западно-Сахалинская подзона, побережье Южного Приморья и другие), так и современной вулканической активности (Курило-Японский архипелаг).

Исследование химического состава природных газов, содержащихся в породах разнотипных осадочных бассейнов и тектонических прогибов Охотского моря и его побережья, указывает, что распределение углеводородных газов, гелия, водорода и углекислого газа, а также различия в содержании гомологов метана и их изомеров определяются геологическим строением районов. Содержание гомологов метана, их изомеров и соотношений различно и контролируется геологическим строением.

Наложение бактериальных процессов на первичный поток природных газов может сдвигать в отрицательную сторону изотопный состав углерода метана на 10 ‰ и более. В целом роль микробных процессов в трансформации органического вещества, процессах окисления метана и углеводородов в придонных и поверхностных условиях значительна, однако миграционные потоки газов из зоны термогенеза (1-5 км) и более глубинных очагов фиксируются характерным распределением микрокомпонентов аномальных газогеохимических полей и изотопными метками газообразующих элементов.

Скопления газогидратов в Охотском и Японском морях приурочены к сейсмически активным районам; а в восточной части Японского моря – к зонам развития смешанных комплексов пород с большой долей вулканокластического материала [30]. Известно, что к гидратоносным районам Японского моря примыкают нефтегазоносные бассейны, в которых залежи часто приурочены к вулканокластическому типу коллектора [59].

Ареалы распространения аномальных газогеохимических полей согласуются с распределением теплового потока [35, 60] и схемой гидрогеологического районирования побережья [61], но вносят газогенетическую детализацию. Таким образом, газогеохимические поля донных отложений и поверхностных газопроявлений отражают химический и изотопный состав углеводородных газов геологических структур и фундамента Охотоморского и Япономорского регионов.

Таким образом, исследование газогеохимических полей окраинных морей Дальневосточного региона позволяет изучать генезис литосферных углеводородно-флюидных систем. Особую контролирующую роль в распространении и интенсивности газогеохимических полей выполняют разломы, геотектонические линеаменты и рифтовые структуры. Некоторые аспекты распределения газогеохимических полей находятся в согласии с плитовой тектоникой и концепцией террейнов, то есть элементы мобилизма также отражаются в газогеохимических критериях. Углеводородные газогеохимические поля окраинных морей Дальневосточного региона связаны с комплексами магматических пород (особенно основного и среднего состава), углеводородным потенциалом осадочного чехла и фундамента. Выявленные закономерности повышают эффективность прогноза и поиска углеводородных ресурсов в окраинных морях Дальневосточного региона.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (13–05–93000, 14–05–00294) и программы «Дальний восток» (15-I-1-017).

ЛИТЕРАТУРА

1. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.

2. Clark I.D., Fritz P. Environmental Isotopes in Hydrogeology. Amsterdam; Elsevier: CRC Press, 1997. 352 p.

3. Леин А.Ю., Сагалевич А.М. Курильщики поля Рейнбоу – район масштабного абиогенного синтеза метана // Природа. 2000. № 8. С. 44–53.

4. Emerson S.R., Hedges J.I. Chemical Oceanography and the Marine Carbon Cycle. N.Y.: Cambridge University Press, 2008. 475 p.

5. Леин А.Ю., Иванов М.В. Биогеохимический цикл метана в океане / отв. ред. А.П. Лисицын. М.: Наука, 2009. 576 с.

6. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.Н. Распространение и ресурсы метана газовых гидратов [Электронный ресурс] // Электронный научный журнал «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика» / Институт проблем нефти и газа РАН, 2010. URL: http://oilgasjournal.ru/2009-1/2-rubric/ valyaev-dmitrievsky.html.

7. Никифоров В.М., Кулинич Р.Г., Валитов М.Г., Дмитриев И.В., Старжинский С.С., Шкабарня Г.Н. Особенности флюидного режима литосферы в зоне сочленения Южного Приморья и Японского моря по комплексу геофизических данных // Тихоокеан. геология. 2013. Т. 32, № 1. С. 54–64.

8. Suess E. Marine cold seeps and their manifestations: geological control, biogeochemical criteria and environmental conditions // Int. J. Earth Sci (Geol Rundsch). 2014. Vol. 103. P. 1889–1916. doi: 10.1007/s00531-014-1010-0.

9. Высоцкий И.В. Геология природного газа. М.: Недра, 1979. 392 с.

10. Wetzel L.R., Shock E.L. Distinguishing ultramafic-from basalt-hosted submarine hydrothermal systems by comparing calculated vent fluid compositions // J. Geophys. Res. 2000. Vol. 105. P. 8319–8340.

11. Kelley D.S., Karson J.A., Blackman D.K., Fruh-Green G.L., Butterfield D.A., Lilley M.D., Olson E.J., Schrenk M.O., Roe K.K., Lebon G.T., Rivizzigno P. An off-axis hydrothermal vent field near the Mid-Atlantic Ridge at 30° N // Nature. 2001. Vol. 412. P. 145–149.

12. Petford N., Mccaffrey K.J.W. Hydrocarbons in Crystalline Rocks. Geological Society. London: Special Publications, 2003. 214 p.

13. McCollom T.M., Bach W. Thermodynamic constraints on hydrogen generation during serpentinization of ultramafic rocks // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2009. Vol. 73. P. 856–875.

14. Ермаков В.А., Штейнберг Г.С. О перспективности впадин Курило-Камчатского региона на нефть и газ // Геология нефти и газа. 2000. № 3. С. 2–10.

15. Гальченко В.Ф. Метанотрофные бактерии. М.: ГЕОС, 2001. 500 с.

16. Sugawara S., Nakazawa T., Inoue G., Machida T., Mukai H., Vinnichenko N.K., Khattatov V.U. Aircraft measurements of the stable carbon isotopic ratio of atmospheric methane over Siberia // Global biogeochemical cycles. 1996. Vol. 10, N 2. P. 223–231.

17. Gamo T., Tsunogai U., Hirota A., Nakayama N., Kang D.-J., Kim K.-R. First measurements of methane and its carbon isotope ratio in the Japan Sea (East Sea) // Marine Chemistry. 2012. Vol. 128/129. P. 92–99.

18. Saito T., Stein O., Tsunogai U., Kawamura K., Nakatsuka T., Gamo T., Yoshida N. Stable carbon isotope ratios of ethane over the North Pacific: Atmospheric measurements and global chemical transport modeling // J. Geophys. Res. 2011. Vol. 116. doi: 10.1029/2010JD014602.

19. Паспорт лаборатории газогеохимии ПС 1.021-12 к Свидетельству Росстандарта № 49 от 01.08.2012 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). Владивосток: ТОИ ДВО РАН, 2012. 35 с.

20. Hayes J.M. Fractionation et al. An introduction to isotopic measurement and terminology // Spectra. 1982. Vol. 8, N 4. P. 3-8.

21. Zeebe R.E., Wolf-Gladrow D. Chapter 3. Stable Isotope Fractionation // CO₂ in Seawater: Equilibrium, Kinetics, Isotopes. Elsevier Oceanography Series. Amsterdam, 2001. Vol. 65. P. 141–250.

22. Поротов Г.С. Математические методы при поисках и разведке полезных ископаемых: учеб. пособие. Л.: Изд-во ЛГИ, 1977. 106 с.

23. Смирнов Б.В. Вероятностные методы прогнозирования в инженерной геологии. М.: Недра, 1983. 134 с.

24. Дэвис Д.С. Статистический анализ данных в геологии / пер. с англ. В.А. Голубевой. Кн. 1. М.: Недра, 1990. 120 с.

25. Харахинов В.В. Тектоника Охотоморской нефтегазоносной провинции: дис. ... д-ра геол.-минер. наук. Оха, 1998. 77 с.

26. Верба М.Л., Иванов Г.И., Тихонова И.М. Геолого-геохимические и геофизические свидетельства перспектив нефтегазоносности центральной и южной областей Охотского моря [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6, № 4.. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/49_2011.pdf

27. Сакулина Т.С., Каленич А.П., Атаков А.И., Тихонова И.М., Крупнова Н.А., Пыжьянова Т.М. Геологическая модель Охотоморского региона по данным опорных профилей 1-ОМ и 2-ДВ-М // Разведка и охрана недр. 2011. № 10. С. 11–17.

28. Васильев Б.И., Сигова К.И., Обжиров А.И., Югов И.В. Геология и нефтегазоносность окраинных морей северо-западной части Тихого океана. Владивосток: Дальнаука, 2001. 303 с.

29. Ильев А.Я., Семакин В.П., Кононов В.Э. и др. Тектоническое районирование Охотского моря // Геодинамика, геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Дальнего Востока России. Южно-Сахалинск, 2004. С. 46–64.

30. Леликов Е.П., Деркачев А.Н., Кулинич Р.Г. Японское море / гл. ред. М.Н. Алексеев // Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГЕОС, 2002. С. 3–23.

31. Мельниченко Ю.И. Морфотектоника морей северо-западной окраины Тихого океана: дис. ... д-ра геол.-минер. наук. Владивосток, 2003. 177 с.

32. Шакиров Р.Б., Обжиров А.И. Морфотектонический контроль потоков метана в Охотском море // Подводные исследования и робототехника. 2009. №1(7). С. 31–39.

33. Карп Б.Я., Бессонова Е.А. Сейсмичность районов Охотского и Японского морей. Строение фундамента дна Охотского моря / глав. ред. М.Н. Алексеев // Геология и полезные ископаемые шельфов Росси. М.: ГЕОС, 2002. С. 320–323.

34. Кулинич Р.Г. О корреляции метановых эманаций со структурой фундамента северо-восточного шельфа и склона о. Сахалин и сейсмической активностью региона / Р.Г. Кулинич, Е.А. Бессонова, А.И. Обжиров // Дальневосточные моря России. Кн. 3. М.: Наука, 2007. С. 277–285.

35. Родников А.Г., Забаринская Л.П., Рашидов В.А., Сергеева Н.А. Геодинамические модели глубинного строения регионов природных катастроф активных континентальных окраин. М.: Научный мир, 2014. 172 с.

36. Деркачев А.Н., Николаева Н.А., Баранов Б.В., Баринов Н.Н., Можеровский А.В., Минами Х., Хачикубо А., Соджи Х. Проявление карбонатно-баритовой минерализации в районе метановых сипов в Охотском море на западном склоне Курильской котловины // Океанология. 2015. Т. 55, №3. С. 432–443.

37. Курчатова А.Н., Обжиров А.И., Рогов В.В., Слагода Е.А., Шакиров Р.Б. Микростроение диатомовых илов гидратонасыщенных отложений Охотского моря // Материалы междунар. конф. «Арктика, Субарктика: мозаичность, контрастность, вариативность криосферы». Тюмень, 2015. С. 190–194.

38. Арешев Е.Г. Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии. М.: Аванти, 2003. 288 с.

39. Гранник В.М. Сопоставление структурных элементов Сахалина и Хоккайдо // Докл. РАН. 2005. Т. 400, № 5. С. 654–659.

40. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: Научный мир, 2010. 276 с.

41. Разницин Ю.Н. Геодинамика офиолитов и формирование месторождений углеводородов на шельфе Восточного Сахалина // Геотектоника. 2012. № 1. С. 3–18.

42. Baranov B.V., Werner R., Hoernle K.A., Tsoy I.B. et al. Evidence for compressionally induced high subsidence rates in the Kurile Basin (Okhotsk Sea) // Tectonophysics. 2002. Vol. 350. P. 63–97.

43. Sasaki M., Endo N., Ohashi N. et al. Dissociation of Methane Hydrate in the Sea of Okhotsk-Survey of dissolved Methane Concentration in Sea Water and Sea Ice // The 16-th International Symposium on Okhotsk Sea and Sea ice: Abstracts. Mombetsu, 2001. P. 191–194.

44. Шакиров Р.Б. Аномальные поля метана в Охотском море и их связь с геологическими структурами: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. Владивосток, 2003. 24 с.

45. Карта угленосности, качества и ресурсов углей России / ВСЕГЕИ, ВНИГРИУголь; главная редакц. коллегия: О.В. Петров, В.М. Богомазов, В.И. Быкадоров, В.И. Вялов, М.В. Голицын, А.В. Липилин и другие. 2005.

46. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока России и перспективы ее промышленного освоения. Углеметановые бассейны Республики Саха (Якутия) и Северо-Востока. Владивосток: Дальнаука, 2009. Т. 2. 468 с.

47. Геологическая карта России и прилегающих акваторий масштаба 1:10000000 / под ред. Р.И. Соколова, Б.Г. Лопатина, И.М. Гашевой. ВСЕГЕИ, ВНИИ Океангеология. М., 1995.

48. Тектоника и углеводородный потенциал Охотского моря. Владивосток: ДВО РАН, 2004. 160 с.

49. Анохин В.М., Рыбалко В.И., Аленичева А.А., Леликов Е.П. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Дальневосточная. Лист К (52), 53. Владивосток; СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2011. 332 с.

50. Maus S., Barckhausen U., Berkenbosch H. et al. EMAG2: A 2–arc min resolution Earth Magnetic Anomaly Grid compiled from satellite, airborne, and marine magnetic measurements // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. AGU and the Geochemical Society. An electronic journal of the Earth Sciences. 2009. Vol. 10, No. 8. doi:10.1029/2009GC002471.

51. Кулинич Р.Г., Валитов М.Г. Мощность и типы земной коры Японского моря по данным морской и спутниковой гравиметрии // Тихоокеан. геология. 2011. Т. 30, № 6. С. 3–13.

52. Изосов Л.А., Чупрынин В.И. О механизме формирования структур центрального типа ЗападноТихоокеанской зоны перехода континент–океан // Геотектоника. 2012. № 3. С. 70–91.

53. Syedin V.T. Features of Cenozoic basaltoid magmatism and the origin of the Japan Sea // J. Phys. Earth. 1988. Vol. 36. P. 107–115.

54. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2012, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 59, Korea Polar Research Institute / ed. Y.K. Jin, H. Shoji, A. Obzhirov, B. Baranov. Incheon, 2013. 163 p.

55. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока России и перспективы ее промышленного освоения. Углеметановые бассейны Приморья, Сахалина и Хабаровского края. Владивосток: Дальнаука, 2009. Т. 1. 247 с.

56. Аблаев А.Г., Тащи С.М., Мельников Н.Г. Угленосность побережий и шельфа западного сектора Япономорского региона / гл. ред. д.г.-м.н. М.Н. Алексеев // Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГЕОС, 2002. С. 256–260.

57. Обжиров А.И., Гресов А.И., Шакиров Р.Б., Агеев А.А., Верещагина О.Ф., Яновская О.С., Пестрикова Н.Л., Коровицкая Е.В., Дружинин В.В. Метанопроявления и перспективы нефтегазоносности Приморского края. Владивосток: Дальнаука, 2007. 167 с.

58. Wakita H., Sano Y., Urabe A., Nakamura Y. Origin of methane-rich natural gas in Japan: formation of gas fields due to large scale submarine volcanism // Applied Geochemistry. 1990. Vol. 5. P. 263–268.

59. Кириллова Г.Л., Изосов Л.А., Леликов Е.П. и др. Перспективы нефтегазоносности Япономорской провинции / гл. ред. М.Н. Алексеев // Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГЕОС, 2002. С. 123–128.

60. Веселов О.В. Геотермия тектоносферы Японо-Охотоморского региона: дис. ... канд. геол.-минер. наук / ИТиГ ДВО РАН. Хабаровск, 2005. 199 с.

61. Гидрогеологическая карта Российской Федерации / отв. ред. А.Ф. Морозов, В.С. Круподеров, В.В. Куренной. Масштаб 1:2 500 000. ВСЕГИНГЕО, 2008.