

УДК 553.98 (265.53)

Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона

© 2018 г. | В.В. Харахинов

Общество экспертов России по недропользованию, Москва, Россия; tatyanaharahinova@yandex.ru

Поступила 03.12.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *Охотоморский регион; геодинамика и нефтегазоносность; эндодренажные системы; флюиды; разломные системы; рифтогенные осадочные бассейны; сдвиговая тектоника.*

Из-за высокой геолого-геофизической изученности, в первую очередь больших объемов сейсморазведочных исследований и значительного увеличения в последние годы информативности и глубинности сейсмоданных 2D и 3D, гравии и магнитометрических материалов, данных ГСЗ и МТЗ, сейсмотомографических построений, Охотоморский регион стал наиболее информативным объектом для выявления глубинных условий нефтегазоносности и картирования эндодренажных систем — глубинных каналов транспортировки флюидов, контролирующих масштабность потоков, определяющих энергетику геодинамических процессов нафтидогенеза. Наиболее значительные из них служат субвертикальными флюидоотводящими каналами от основной флюидонесущей магистрали региона — Курило-Камчатского слэба, структура которого откартирована недавно при сейсмотомографических построениях. В ареале эндодренажной деятельности слэба функционирует активная коромантийная среда, состоящая из геоблоков и блоков с различной геодинамической, главным образом, рифтогенной природы.

Для цитирования: Харахинов В.В. Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона / Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 25–39. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-25-39.

Geodynamic framework of oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region

© 2018 | V.V. Kharakhinov

Russian Society of Subsoil Use Experts, Moscow, Russia; tatyanaharahinova@yandex.ru

Received 03.12.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *Sea of Okhotsk region; geodynamics and oil & gas occurrence; endodrainage systems; fluids; fold structure; rift-related sedimentary basins; pull-apart tectonics.*

The Sea of Okhotsk region is the most informative object for identification of deep oil and gas occurrence settings and mapping of endodrainage systems — the deep channels for fluid transportation, which control the scale of fluid flows that in turn determine the energy of geodynamic processes of naftidogenesis. This is caused primarily by the high geological and geophysical exploration maturity, dense seismic exploration coverage, and recent increase in informativity and depth of 2D and 3D seismic data, gravimetry and magnetometry materials, deep seismic and magnetotelluric sounding, and seismic tomography imaging. The largest deep channels serve as sub-vertical ways of fluid offtake from the major fluid-carrying line of the region, namely, Kuril-Kamchatka Slab; its structure was recently mapped in the course of seismic tomography imaging. Active crust-mantle medium works in the area of endodrainage function, which consists of geoblocks and blocks with various geodynamic, mainly rift-related nature. The Sea of Okhotsk geodynamic province isolated within the Kuril-Kamchatka Slab function in Cenozoic and composed of autonomous crust-mantle geoblocks, is represented in Cenozoic section by rift-related sedimentary basins with high petroleum potential, which are clustered in the major rift-related megasystems, they are: North-West-Central and South-Okhotsk. The following Cenozoic geoblock and block structures are the parts of them: North-Okhotsk-cis-Okhotsk (Tauisky-Gizhiginsky system), Shantarsky, North-Okhotsky and West-Kamchatka; West-Okhotsky — Deryuginsky and Hokkaido-Kuril structural basins and Golyginsky trough. The Tatarsky and cis-Pacific rift-related systems are delineated separately. All the mega-systems and systems are combined into the Sea of Okhotsk petroleum province, but they represent the autonomous petroleum sub-provinces and potentially oil and gas bearing sub-provinces. The following factors play a major role in oil and gas occurrence: 1) existence of fluid-saturated permeable drainage systems for high-energy fluid flows supply from the depth, which are associated with the lithosphere extensional structures, including those strike-slip in the zones of ultra-deep fluid-fault systems; 2) development of natural oil and gas pools overlapped by reliable impermeable beds.

For citation: Kharakhinov V.V. Geodynamic framework of oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):25–39. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-25-39.

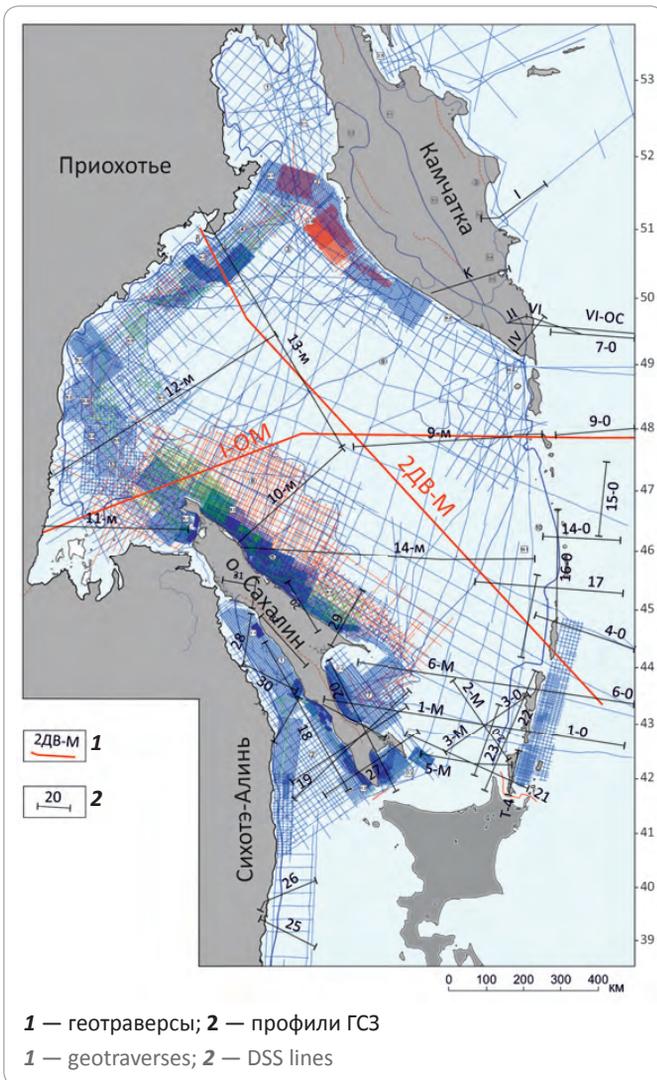
Охотоморский регион, являющийся значительным по размерам сектором Западно-Тихоокеанской окраины, характеризуется особыми геодинамическими условиями, свойственными только Азиатско-Тихоокеанской зоне перехода от континента к океану.

Регион наиболее изучен в пределах этой зоны из-за широкого разворота в его пределах. В первую очередь это нефтегазогеологические исследования, большой объем сейсморазведочных (рис. 1) и обобщающих работ ([1–4] и др.). Резкое увеличение информатив-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Карта сейсмической изученности Охотского моря
Fig. 1. Map of seismic exploration maturity of the Sea of Okhotsk



ности, в том числе и глубинности геофизических методов, из-за применения современных технологий обработки и интерпретации сейсмоданных 2D и 3D, грави- и магнитометрических материалов, данных ГСЗ и МТЗ, сейсмотомаграфических наблюдений, позволяет более глубоко изучить свойства геологических объектов, выявить их связи и взаимоотношения для создания адекватных моделей глубинного и приповерхностного строения тектоносферы региона.

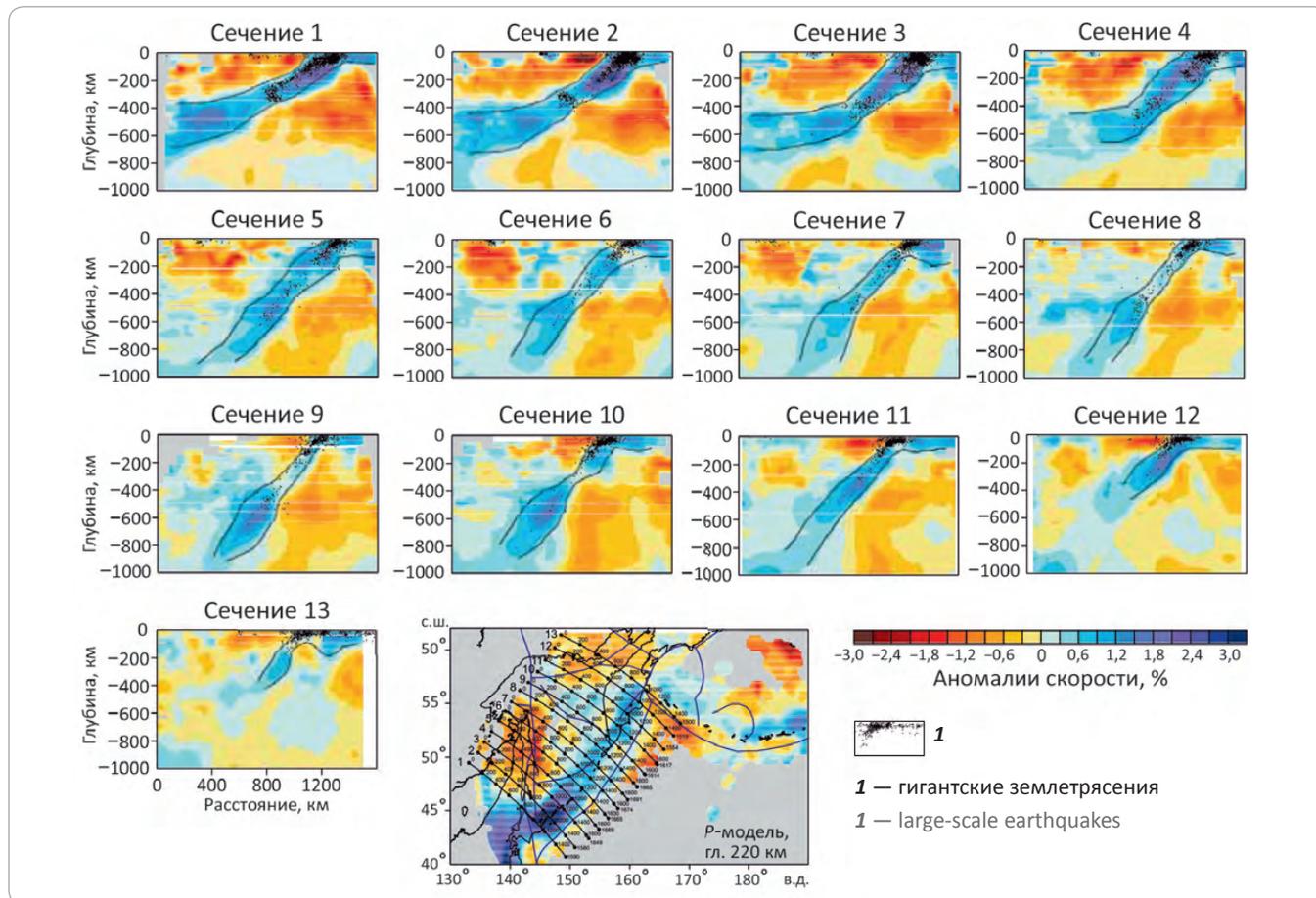
Многие исследователи на основе полученных в последние 10-летия геолого-геохимических данных подчеркивают ведущую роль в нефтидогенезе глубинных условий. Минерально-геохимические показатели, зараженность коллекторов частицами самородных металлов (интерметаллидов природных сплавов), а также карбидов и силицидов [5–7] позволяют предполагать участие в формировании месторождений (в том числе гигантских углеводородных) энергии и вещества глубоких геосфер (верхняя и нижняя мантия — слой D — внешнее жидкое ядро).

При этом, по мнению большого числа геологов, энергия мантийного вещества способствует образованию скоплений углеводородов за счет абиогенных и мобилизации биогенных источников. Наиболее удачна геосинергетическая концепция природных углеводородогенерирующих систем А.Е. Лукина [8], согласно которой энергетических ресурсов осадочного бассейна для его преобразования в нефтегазоносный недостаточно. Для достижения этого необходимо взаимодействие глубинных высокоэнергетических флюидных потоков с уже сформированной осадочной оболочкой и превращением ее в мощную диссипативную и самоорганизующуюся систему, генерирующую в районах активизации глубинного флюидного режима скопления углеводородов. Объектами нефтегазовой геологии с этих позиций становятся как строения глубинных, так и приповерхностных структур тектоносферы и инфраструктура эндодренажных систем. Термин предложен Г.С. Вартаняном [9] для глубинных каналов транспортировки флюида. Системы контролируют масштабность флюидных потоков, несущих глубинное тепло и вещество, и определяют энергетику геодинамических процессов, в том числе обособление глубинных структур, контролирующих очаги нефтегазообразования и флюидодинамику разгрузки глубинных потоков.

Эндодренажные системы тектоносферы Охотоморского региона содержат флюидопроводящие каналы различного масштаба и уровня, отчетливо маркируемые в геофизических полях, в сейсмическом пространстве отраженных волн, прослеживаемые до глубин 40–50 км, особенно при обработке опорных профилей 2ДВ-М и I-ОМ [10]. Современная инфраструктура систем сформирована в основном в результате интенсивных процессов растяжения литосферы в кайнозойское время. Наиболее значительными по размерам и степени разуплотненности (проницаемости) геологической среды являются сверхглубинные флюидно-разломные системы, сопровождаемые кластерами интенсивно дезинтегрированных приразломных структур, и зоны активного рифтогенеза, венчающие, судя по сейсмическим данным, крупные разуплотненные «стволоподобные» пространства литосферы. Наиболее значительные из них являются субвертикальными флюидоотводящими каналами от основной флюидонесущей магистрали — крупнейшей коромантийной неоднородности региона — **Курило-Камчатского слэба**, структура которого достаточно детально откартирована при сейсмотомаграфических построениях новосибирскими геофизиками [11]. Слэб в виде пластины толщиной 70–100 км погружается от Курильского глубоководного желоба в северо-западном направлении на 1000 км (на северо-востоке) и 1400 км (на северо-западе) до глубины 1000 км (рис. 2). По данным Н. Бьеварда и коллег [12], слэб связан с широкой высокоскоростной аномалией (по данным сейсмотомаграфии

Рис. 2. Структура Курило-Камчатского слэба (по И.Ю. Кулакову, Н.Л. Добрецову и др. [13]) (вертикальные сечения *P*-волн, соответствие слэбам)

Fig. 2. Structure of the Kuril-Kamchatka slab (according to I.Yu. Kulakov, N.L. Dobretsov et al. [13]) (vertical cross-sections of *P*-waves, correspondence to slabs)



продольных волн), субвертикально погружающейся до глубины 2800–2900 км, т. е. до пограничных интервалов нижней мантии и внешнего ядра. Слэб, как основной транспортер флюидных потоков и расплавов в верхней мантии [13], судя по этим данным, связан с субвертикальными каналами, подводщими к нему сверхглубинные флюиды из нижних слоев мантии, в том числе из слоя Д2 на ее границе с внешним ядром.

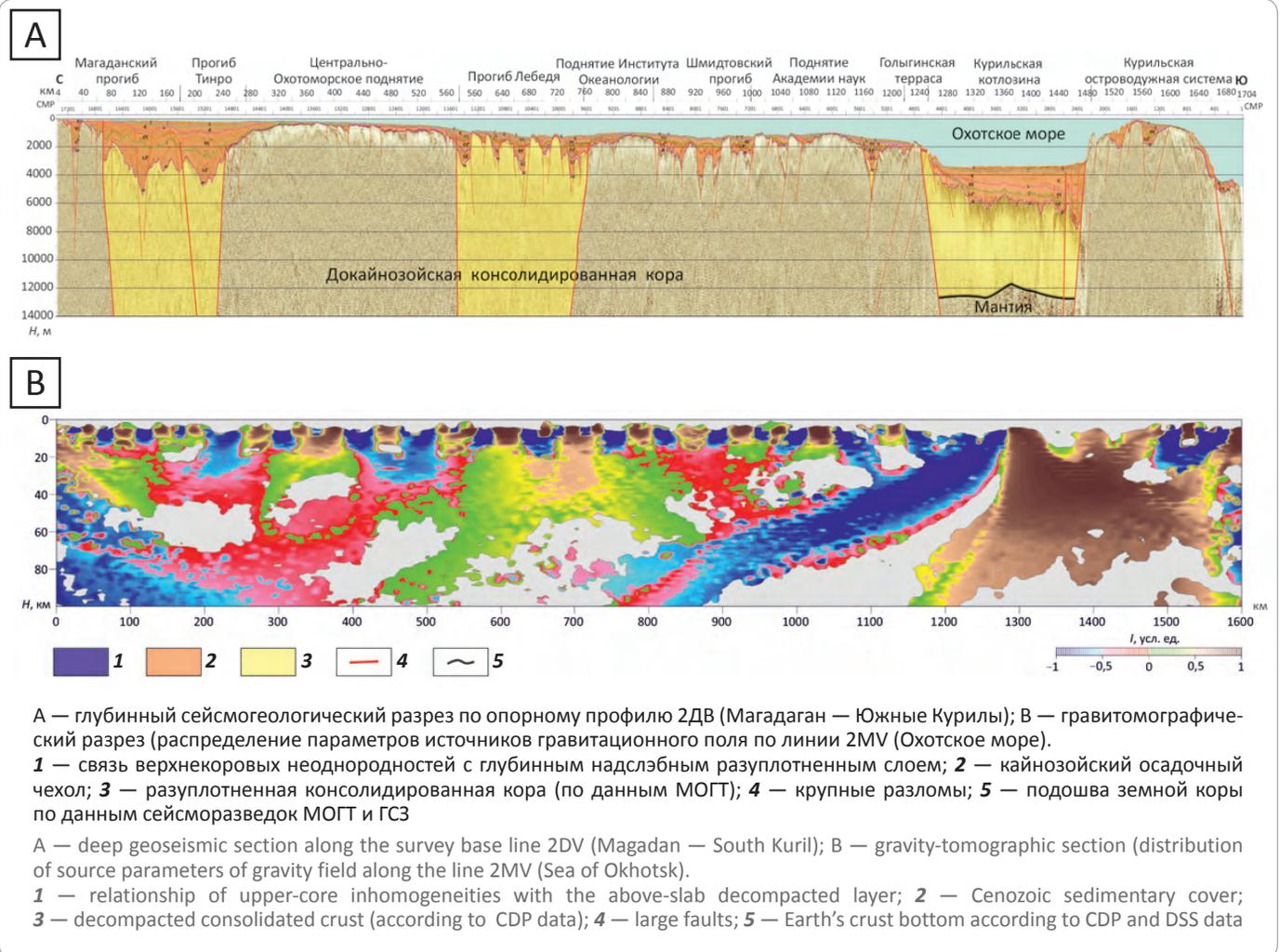
Природу слэба, картируемого по высокоскоростной коромантийной аномалии, большинство исследователей трактует как «холодную» субдукцирующую океаническую литосферную пластину. Ряд геологов и геофизиков выделяют его как зону аномально высоких тектонических напряжений и температур. Но все авторы согласны с наличием вблизи поверхности слэба, характеризующегося максимальной сейсмичностью, особых *PT*-условий, где происходит интенсивная дефлюидизация недр. По данным гравитомографических построений, выполненных в 2011 г. сотрудниками АО «Севморгео» А.И. Атаковым и Ю.Н. Гололобовым, Курило-Камчатский слэб перекрыт слоем значительно разуплотненной мантии толщиной 20–25 км (рис. 3). По-видимому, в его

пределах создаются оптимальные условия для формирования глубинных флюидных систем. Миграция флюидов и/или расплавов в верхние горизонты литосферы происходит по каналам флюидоотводящими проводниками от слэба в виде различного уровня дезинтеграции разуплотненных субвертикальных мантийных и коровых «стволов» [13]. По сейсмическим и гравитомографическим данным в консолидированной коре они характеризуются полосами различной протяженности шириной от 2,5 до 40 км. Часть из них иногда соединена с слэбом в виде наклонных «струй» (см. рис. 2, 3). Советские и российские исследователи, в первую очередь Ф.А. Летников [14, 15], А.Е. Лукин ([7, 8] и др.), Ю.И. Пиковский [7], М.В. Родкин [16], Б.А. Соколов и В.И. Старостин [17], а также многие другие ученые, выработали концепцию ведущей роли глубинных флюидов, флюидных плюмов в создании современной инфраструктуры геологического пространства. Флюидные плюмы определяют не только структурный облик осадочных бассейнов, но и, концентрируясь в зонах повышенной флюидопродовимости (дренах), выступают в качестве основного фактора переноса энергии и вещества с больших глубин, обеспечивая активи-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Глубинные сейсмогеологический (данные ОАО «Севморнефтегеофизика», 2014) и гравитомографический (по Атакову А.Н., Гололобову Ю.Н., 2011) профили по линии 2ДВ-М

Fig. 3. Deep geoseismic line (according to JSC Sevmoreftegeofizika, 2014) and gravity-tomographic line (according to Atakov A.N., Gololobov Yu.N., 2011) sections along the lint 2DV-M



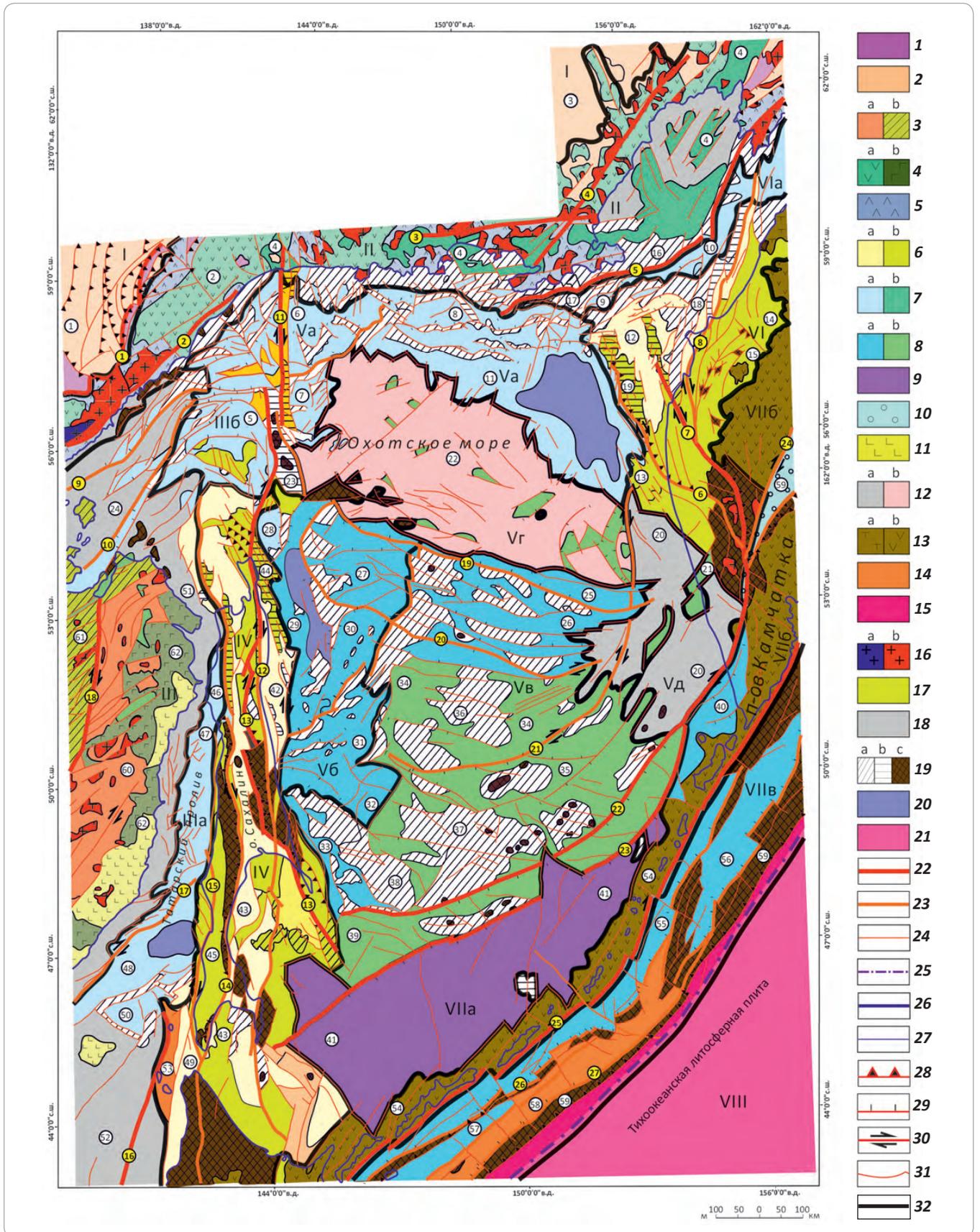
зацию процессов нефтидогенеза и нефтегазоаккумуляции. Эндодренажные системы Охотоморского региона, сформированные крупными флюидопроводниками — отводами от Курило-Камчатского слэба, а в верхних слоях литосферы — сетью глубинных разломных зон преимущественно сдвиговой природы, образованных в результате ее интенсивного растяжения в кайнозойское время, определяют основные черты строения и минерализации структур региона с различной геодинамической природой.

Геодинамическое районирование. В ареале эндодренажной деятельности Курило-Камчатского слэба, охватывающего коромантийные среды под акваториями Охотского и Татарского пролива, о-ва Сахалин и п-ова Камчатка, функционирует **Охотоморская геодинамическая провинция** (рис. 4). Она состоит из крупных коромантийных геоблоков и блоков с автономной геодинамической природой, граничащих на севере с Евразийской (Приохотский геоблок) и на юге — Тихоокеанской литосферными

плитами. В составе провинции обособлены коромантийные блоки Амурской и Охотоморской литосферных плит, Хоккайдо-Сахалинский, Западно-Камчатский и Курило-Камчатский геоблоки (см. рис. 3).

Приохотский окраинно-континентальный коромантийный геоблок (1500 × (75–200) км) занимает северное побережье Охотского моря и прибрежные акватории Гижигинского, Шелиховского заливов и Тауйской губы. Геоблок в наземной части представлен в основном докайнозойскими пакетами тектонических пластин, которые вергентны в сторону континента и иногда шарьированы на край последнего. В пределах акваторий и частично на прилегающей к ним суше на докайнозойском субстрате заложены неглубокие (от 1,0 до 3,2 км толщины осадков) грабены Тауйско-Гижигинской рифтогенной системы. Приохотскому геоблоку соответствует коровая часть слэба Азиатского побережья [12], активного в триас-неокомское (островодужные образования Удско-Мургальской палеодуги) и меловое (вулканиты

Рис. 4. Геодинамическая карта Охотоморского региона (составил В.В. Харахинов, 2016)
 Fig. 4. Geodynamic map of the Sea of Okhotsk region (after V.V. Kharakhinov, 2016)





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Условные обозначения к рис. 4.

Докайнозойские тектонические системы (1–5): 1 — архей-раннепротерозойские комплексы Сибирского кратона, 2 — дислоцированные рифей-палеозойские, палеозой-мезозойские комплексы Сибирского кратона и Верхояно-Колымской складчатой области, 3 — палеозойские и палеозой-мезозойские комплексы складчато-покровных структур Сихотэ-Алиньской (а) и Монголо-Охотской (b) аккреционных структур, 4 — окраинно-континентальные вулканоплутонические пояса: а — альб-поздне меловой Охотско-Чукотский, b — сенон-палеогеновый Сихотэ-Алиньский, 5 — триас-неокомский терригенно-вулканогенный комплекс Удско-Мургальской (?) островной палеодуги.

Кайнозойские тектонические системы (6–15): 6 — палеорифтогенные, трансформированные в Хоккайдо-Сахалинскую и Западно-Камчатскую складчато-блоковые аккреционные: а — прогибы, b — складчато-сдвиговые зоны, 7 — рифтогенные, сформированные в результате эоцен-олигоценового рифтогенеза: а — интенсивного, b — рассеянного, 8 — рифтогенные, сформированные в результате олигоцен-раннемиоценового рифтогенеза: а — интенсивного, b — рассеянного, 9 — Охотоморская глубоководная рифтогенная впадина, 10 — неоген-четвертичные рифты, 11 — неоген-четвертичные вулканиды зон растяжения Сихотэ-Алиньской складчато-покровной системы, 12 — субплато с маломощным (< 2 км) чехлом кайнозойских отложений: а — окраинные, b — внутренние, 13 — рифтогенные вулканические пояса (системы): а — эоцен-олигоценовый, b — неоген-четвертичный, 14 — структурные элементы островодужных валов, 15 — Курило-Камчатский глубоководный желоб; 16 — крупные интрузивные тела: а — анортозиты, b — гранитоиды; 17 — складчато-надвиговые приразломные зоны; 18 — офиолиты; 19 — крупные поднятия: а — межрифтовые, b — инверсионные, с — горстовые выступы докайнозойских пород; 20 — зоны развития осадочных комплексов толщиной > 7 км; 21 — Тихоокеанская литосферная плита; **разломы (22–24):** 22 — магистральные, 23 — региональные, 24 — зональные, локальные; 25 — ось глубоководного желоба; 26 — береговая линия; 27 — прочие границы; **кинематика разломов (28–30):** 28 — надвиги, 29 — сбросы, 30 — сдвиги; 31 — неустановленной природы; 32 — границы коромантийных геоблоков и блоков.

Крупные разломы: 1 — Билякчанский, 2 — Джугджурский, 3 — Челомджа-Ямский, 4 — Ланково-Омолонский, 5 — Шелиховский, 6 — Крутогоровский, 7 — Ичинский, 8 — Омгоно-Паланский, 9 — Шантарский, 10 — Ульяновский, 11 — Западно-Охотский, 12 — Хоккайдо-Сахалинский, 13 — Срединно-Сахалинский, 14 — Центрально-Сахалинский, 15 — Западно-Сахалинский, 16 — Ребуно-Монеронский, 17 — Прибрежный, 18 — Лимурчанский, 19 — Кашеваровский, 20 — Восточно-Дерюгинский, 21 — Океанологический, 22 — Академический, 23 — Южно-Охотский, 24 — Центрально-Камчатский, 25 — Курильский, 26 — Срединно-Курильский, 27 — Фронтальный.

Крупные структурные элементы: 1 — Сетте-Дабанская складчатая зона, 2 — Охотско-Чукотский вулканический пояс, 3 — Верхояно-Колымская складчатая система; 4 — Тауйско-Гижигинская рифтогенная система, 5 — Шантарская система прогибов; **прогибы (6–14):** 6 — Лисянский, 7 — Кашеваровский, 8 — Магаданский, 9 — Пьягинский, 10 — Шелиховский, 11 — Тинро, 12 — Шелиховско-Ичинский, 13 — Колпаковский, 14 — Воямпольский; **поднятия (15–19):** 15 — Тигильское, 16 — Пьягина, 17 — Кони, 18 — Утхолокская группа, 19 — Крутогорское; 20 — Большерецкое субплато; 21 — Кольский грабен; 22 — Центрально-Охотоморское поднятие; 23 — поднятие Ионы; 24 — Пришантарское субплато; **прогибы (25–35):** 25 — Линейный, 26 — Лебеда, 27 — Атласовский, 28 — Томинский, 29 — Дерюгинский, 30 — Восточно-Дерюгинский, 31 — Пограничный, 32 — Восточно-Пограничный, 33 — Тюлений, 34 — Шмидтовский, 35 — Большерецкий; **поднятия (36–38):** 36 — Института Океанологии, 37 — Академии наук, 38 — Полевого; 39 — Гольгинская терраса; 40 — Гольгинский прогиб; 41 — Южно-Охотоморская котловина; **Хоккайдо-Сахалинская аккреционная система (42–45):** 42 — Северо-Сахалинский прогиб, 43 — Южно-Сахалинский прогиб, 44 — Шмидтовское поднятие, 45 — Западно-Сибирское поднятие; **прогибы (46–50):** 46 — Амур-Лиманский, 47 — Северо-Татарский, 48 — Южно-Татарский, 49 — Исакари, 50 — Нельминский; 51 — Присихотэ-Алиньское субплато; 52 — субплато Мусаси; 53 — Ребун-Монеронское поднятие; 54 — Курильское поднятие; 55 — Срединно-Курильский прогиб; 56 — прогиб ДМНГ; 57 — Внешний прогиб; 58 — Прикурильская субмоноклиналь; 59 — Фронтальный горст; **складчатые (палеорифтогенные) системы (60, 61):** 60 — Сихотэ-Алиньская, 61 — Монголо-Охотская; 62 — Сихотэ-Алиньский вулканогенный пояс.

Крупные геодинамические коромантийные элементы: I — Евразийская литосферная плита (фрагмент), II — Приохотский геоблок, III — Амурская литосферная плита, IIIa — Татарский, IIIb — Шантарский блоки, IV — Хоккайдо-Сахалинский блок, V — Охотоморская литосферная плита, Va — Северо-Охотский, Vb — Дерюгинский, Vc — Центрально-Охотский, Vd — Срединно-Охотский, Ve — Большерецкий блоки, VI — Западно-Камчатский геоблок, VIa — Шелиховский блок, VII — Курило-Камчатский блок, VIIa — Курильская котловина, VIIb — Курило-Камчатский вулканический, VIIc — Притихоокеанский блоки, VIII — Тихоокеанская литосферная плита (фрагмент)

Legend to Fig. 4.

Pre-Cenozoic tectonic systems (1–5): 1 — Archean – Early Proterozoic complexes of the Siberian Craton, 2 — faulted and folded Riphean-Palaeozoic, Palaeozoic-Mesozoic complexes of the Siberian Craton and Verkhoyansk-Kolyma folded area, 3 — Palaeozoic and Palaeozoic-Mesozoic complexes of folded-blanket structures of Sikhote Alin (a) and Mongolian-Okhotsk (b) accretionary structures, 4 — peri-continent volcanic-plutonic belts: a — Albion - Late Cretaceous Okhotsk-Chukotka, b — Senonian-Paleogene Sikhote Alin, 5 — Triassic-Neocomian terrigenous-volcanogenic complex of Udsky-Murgalsky (?) island paleo-arc.

Cenozoic tectonic systems (6–15): 6 — paleo-rift-related, transformed into Hokkaido-Sakhalin and West-Kamchatka folded-block accretionary: a — troughs, b — folded strike-slip zones, 7 — rift-related, formed as a result of Eocene-Oligocene rifting: a — intense, b — scattered, 8 — rift-related, formed as a result of Oligocene – Early Miocene rifting: a — intense, b — scattered, 9 — Sea of Okhotsk deepwater rift-related depression, 10 — Neogene-Quaternary rifts, 11 — Neogene-Quaternary volcanite of extensional zones in Sikhote Alin folded-blanket system, 12 — subplateau with thin (< 2 km) cover of Cenozoic deposits: a — marginal, b — inner, 13 — rift-related volcanic belts (systems): a — Eocene-Oligocene, b — Neogene-Quaternary, 14 — structural elements of island-arc swells, 15 — Kuril-Kamchatka deepwater trench, 16 — large intrusive bodies: a — anorthosite, b — granitoid; 17 — fold-and thrust fault-line zones; 18 — ophiolite; 19 — large uplifts: a — inter-rift, b — inverse, c — horst uplifts of pre-Cenozoic rocks; 20 — zones of sedimentary complexes occurrence > 7 km thick; 21 — Pacific lithosphere plate; **faults (22–24):** 22 — main fault, 23 — regional, 24 — zonal, local; 25 — axis of deepwater trench; 26 — shore line; 27 — other boundaries; **fault kinematics (28–30):** 28 — thrusts, 29 — normal faults, 30 — strike-slip faults; 31 — unknown origin; 31 — boundaries of crust-mantle geoblocks and blocks.

Large faults: 1 — Bilyakchansky, 2 — Dzhugdzhursky, 3 — Chelomdza-Yamsky, 4 — Lankovo-Omolonsky, 5 — Shelikhovsky, 6 — Krutogorovsky, 7 — Ichinsky, 8 — Omgono-Palansky, 9 — Shantarsky, 10 — Ul'bansky, 11 — West Okhotsky, 12 — Hokkaido-Sakhalinsky, 13 — Sredinno-

Sakhalinsky, 14 — Central-Sakhalinsky, 15 — West-Sakhalinsky, 16 — Rebuno-Moneronsky, 17 — Pribrezhny, 18 — Limurchansky, 19 — Kashevarovsky, 20 — East-Deryuginsky, 21 — Okeanologicheskyy, 22 — Akademicheskyy, 23 — South-Okhotsky, 24 — Central-Kamchatsky, 25 — Kurilsky, 26 — Sredinno-Kurilsky, 27 — Frontalny.

Large structural elements: 1 — Sette-Dabansky folded zone; 2 — Okhotsky-Chukotsky volcanic belt; 3 — Verkhoyano-Kolymsky folded system; 4 — Taisky-Gishiginsky rift-related system; 5 — Shantarsky system of troughs; **troughs** (6–14): 6 — Lisyansky, 7 — Kashevarovsky, 8 — Magadansky, 9 — P'yaginsky, 10 — Shelikhovskiy, 11 — Tinrovskiy, 12 — Shelikhovsko-Ichinskyy, 13 — Kolpakovskiy, 14 — Voyampol'skiy; **uplifts** (15–19): 15 — Tigil'skiy, 16 — P'yagina, 17 — Koni, 18 — Ukhtolokskiy group, 19 — Krutogorskyy; 20 — Bolsheretskyy subplateau; 21 — Kol'skiy graben; 22 — Central-Okhotomorskyy high; 23 — Iona high; 24 — Prishantarsky sub-plateau; **troughs** (25–35): 25 — Lineiny, 26 — Lebedia, 27 — Atlasovskiy, 28 — Tominskyy, 29 — Deryuginskyy, 30 — East-Deryuginskij, 31 — Pogranichnyj, 32 — Vostochno-Pogranichny, 33 — Tyuleny, 34 — Shmidtovskiy, 35 — Bol'shereckyy; **uplifts** (36–38): 36 — Instituta Okeanologii, 37 — Akademii Nauk, 38 — Polevogo; 39 — Golyginskyy terrace; 40 — Golyginskyy trough; 41 — South-Okhotomorskyy basin; **Khokkaido-Sakhalinsky accretionary system** (42–45): 42 — North-Sakhalinsky trough, 43 — South-Sakhalinsky trough, 44 — Shmidtovskyy high, 45 — West-Siberian high; **troughs** (46–50): 46 — Amur-Limanskyy, 47 — North-Tatarsky, 48 — South-Tatarsky, 49 — Isikari, 50 — Nelminskyy, 51 — Priskhote Alin plateau; 52 — Musasi subplateau; 53 — Rebuton-Moneronsky high; 54 — Kuril'skiy high; 55 — Sredinno-Kuril'skiy trough; 56 — DMNG trough; 57 — Vneshny trough; 58 — Prikuril'skiy sub-monocline; 59 — Frontalny horst; **folded (paleorift-related) systems** (60, 61): 60 — Sikhote Alin, 61 — Mongolo-Okhotsky; 62 — Sikhote Alin volcanogenic belt.

Large geodynamic crust-mantle elements: I — Evraziyskiy lithosphere plate (fragment), II — Priokhotskiy geoblock, III — Amurskiy lithosphere plate, IIIa — Tatarskiy, IIIb — Shantarskiy blocks, IV — Khokkaido-Sakhalinsky block, V — Okhotomorskyy lithosphere plate, Va — Severo-Okhotskiy, Vb — Deryuginskyy, Vc — Central-Okhotskiy, Vd — Sredinno-Okhotskiy, Ve — Bol'sheretskyy blocks, VI — West-Kamchatskiy geoblock, VIa — Shelikhovskiy block, VII — Kurilo-Kamchatskiy block, VIIa — Kuril'skiy basin, VIIb — Kurilo-Kamchatskiy volcanic, VIIc — cis-Pacific blocks, VIII — Pacific lithosphere plate (fragment)

Охотско-Чукотского пояса) время, с формированием интенсивно флюидизированной мезозойской коры. С юга и севера геоблок ограничен разломами, входящими в систему литосферного «шва» на южной границе Евразийской плиты, которому соответствует интенсивная гравитационная ступень. Кайнозойская рифтогенная активизация геоблока, судя по сейсморазведочным данным, сформировала, особенно в пределах Гижигинского и Шелиховского заливов, грабены с возможной углеводородной насыщенностью в эоцен-олигоценых резервуарах, перекрытых миоценовыми флюидоупорами.

Западную часть Охотоморской геодинамической провинции образуют структуры Татарского и Шантарского коромантийных блоков восточной деструктивной окраины **Амурской литосферной плиты**. Татарский блок, развитый в пределах одноименного пролива, соответствует крупнейшей дренажной системе, сформировавшей крупный трог (700 × (75–200) км) в результате процессов палеоцен-раннемиоценового рифтогенеза и миоцен-плиоценового пострифтового оседания. Наибольшей проницаемостью обладает зона действия Западно-Сахалинского литосферного разлома, ограничивающего блок с востока. В ее границах, охватывающих полосу шириной 15–20 км, наблюдаются: 1) высокая насыщенность комплексов вулканогенными разностями; 2) широкое развитие инверсионных поднятий; 3) интенсивная современная сейсмическая активность; 4) приуроченность глубоких (толщина осадков до 6–7,5 км) односторонних грабенов Северо-Татарского прогиба и Исикари. В глубоководном секторе Татарского трога, занимающем наиболее погруженную (толщина осадков более 9 км) часть Южно-Татарского прогиба, судя по расчетам В.Д. Епанешникова и И.К. Туезова [4], основанным на данных теплового потока, главное геодинамическое влияние на формирование трога оказали очаги частичного плавления корового и

мантийного вещества в кровле крупного астенолита, внедрившегося до глубины 12,5 км. Юго-восточный сектор трога расколот на серию рифтовых грабенов и разделяющих их межрифтовых горстовых поднятий.

Нефтегазовый потенциал Татарского коромантийного блока обладает, судя по глубинным нефтегазогеологическим показателям, большими ресурсными возможностями. В его пределах открыто небольшое Изыльметьевское газовое месторождение. Дальнейшее развитие геолого-разведочных работ, находящихся в настоящее время на региональной стадии изучения [18, 19], связано с обособлением и детальным изучением зон и участков с оптимальными условиями для нефтегазоаккумуляции резервуаров.

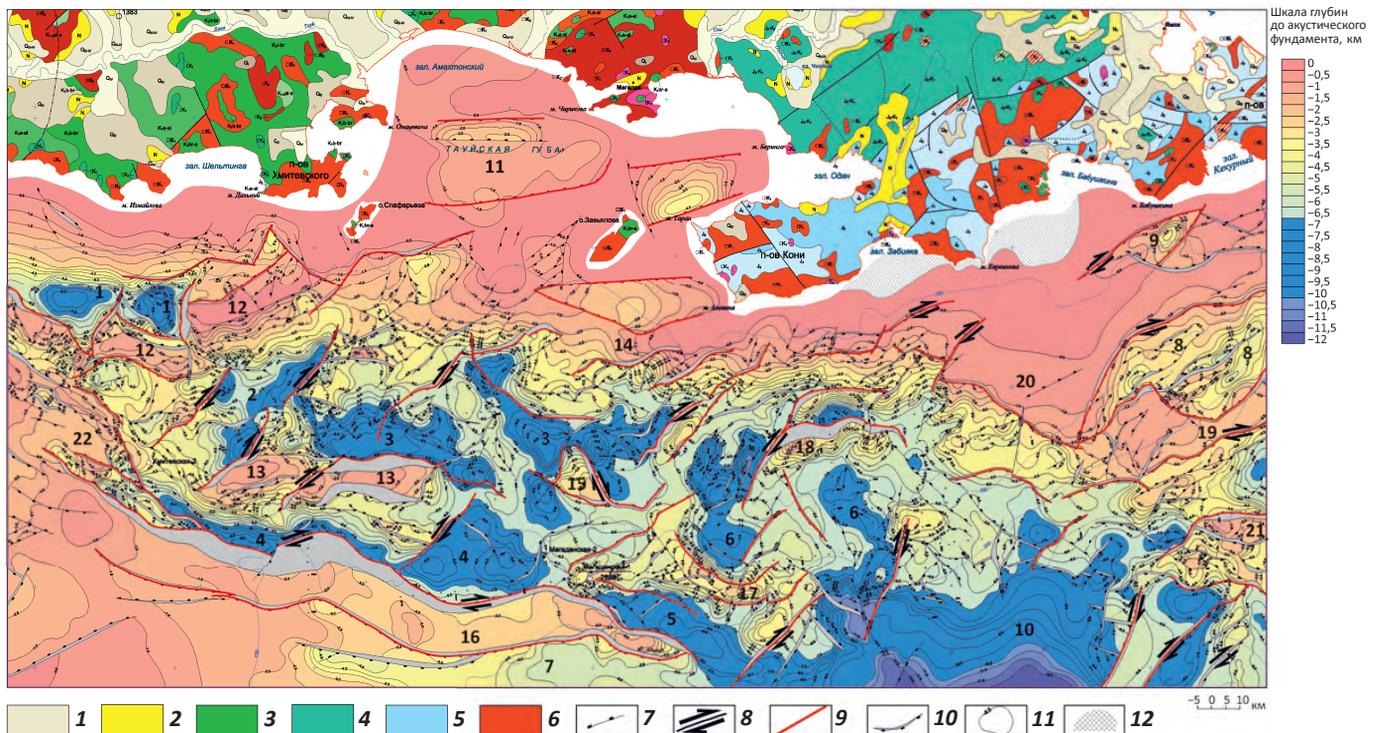
Северный сектор восточной окраины Амурской плиты состоит из двух в различной степени дезинтегрированных блоков: Пришантарского и Шантарского. Пришантарское кайнозойское субплато расположено на продолжении структур активной Монголо-Охотской мезо-палеозойской тектонической зоны и наследует их северо-восточную ориентировку. Субплато расколото на ряд узких рифтогенных грабенов размером (75–100) × (15–25) км, выполненных преимущественно палеогеновыми отложениями, с толщиной осадков 1,5–3,0 км. В межрифтовом пространстве субплато находятся горсты, перекрытые кайнозойскими плащами толщиной 0,5–1,5 км.

Шантарский блок (320 × 100 км) расположен в зоне влияния трансензионной активности северной ветви Западно-Охотского литосферного мегасдвига субмеридиональной ориентировки, ограничивающего его с востока, представляет собой интенсивно дезинтегрированную и проницаемую для флюидопотоков коромантийную структуру.

Высокая проницаемость литосферы в пределах блока выразилась в углублении до 5–6,5 км широких

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Структурная карта поверхности акустического фундамента Магаданского бассейна (по Петровской Н.А., 2010)
 Fig. 5. Depth map of acoustic basement top, Magadansky basin (after Petrovskaya N.A., 2010)



Геологические образования на Магаданском побережье и п-ове Кони (1–6): 1 — четвертичные, 2 — неогеновые, 3 — меловые, 4 — юрско-меловые, 5 — юрские, 6 — гранитоидные тела; **разломная тектоника (7–9):** 7 — сбросы, 8 — сбрососдвиги, 9 — крупные сбросы и сбрососдвиги, определяющие структуру рифтовых грабенов; 10 — проекция плоскости сместителя; 11 — изогипсы поверхности акустического фундамента; 12 — выходы акустического фундамента на дно моря.

Структурные элементы: прогибы (1–11): 1 — Восточно-Лисянский, 2 — Шельтинский, 3 — Завьяловский, 4 — Мотыклейский, 5 — Арманьский, 6 — Алевинский, 7 — Ушкинский, 8 — Пьягинский, 9 — Северо-Ямской, 10 — Тинро, 11 — Тайский; **поднятия (12–22):** 12 — Спфарьева, 13 — Чутковарско-Баланковское, 14 — Завьялова, 15 — Нагаевское, 16 — Шестаковское, 17 — Магаданское, 18 — Антарское, 19 — Эвенское, 20 — Кони, 21 — Южно-Пьягинское, 22 — Хмиветского

Geological formations on the Magadan coast and Kanin peninsula (1–6): 1 — Quaternary, 2 — Neogene, 3 — Cretaceous, 4 — Jurassic-Cretaceous, 5 — Jurassic, 6 — granitoid bodies; **fault tectonics (7–9):** 7 — normal fault, 8 — transtensional faults, 9 — large normal faults and transtensional faults determining structure of rift grabens; 10 — projection of fault plane; 11 — structural contours of acoustic basement surface; 12 — subsea outcrops of acoustic basement.

Structural elements: troughs (1–11): 1 — East-Lisyansky, 2 — Shel'tingsky, 3 — Zav'yalovsky, 4 — Motykleisky, 5 — Arman'sky, 6 — Alevinsky, 7 — Ushkinsky, 8 — P'yaginsky, 9 — North-Yamskoy, 10 — Tinro, 11 — Tauisky; **uplifts (12–22):** 12 — Spafar'ieva, 13 — Chutkovarsko-Balankovsky, 14 — Zav'yalova, 15 — Nagaevsky, 16 — Shestakovsky, 17 — Magadansky, 18 — Antarsky, 19 — Evensky, 20 — Koni, 21 — South-P'yaginsky, 22 — Khmivetskogo

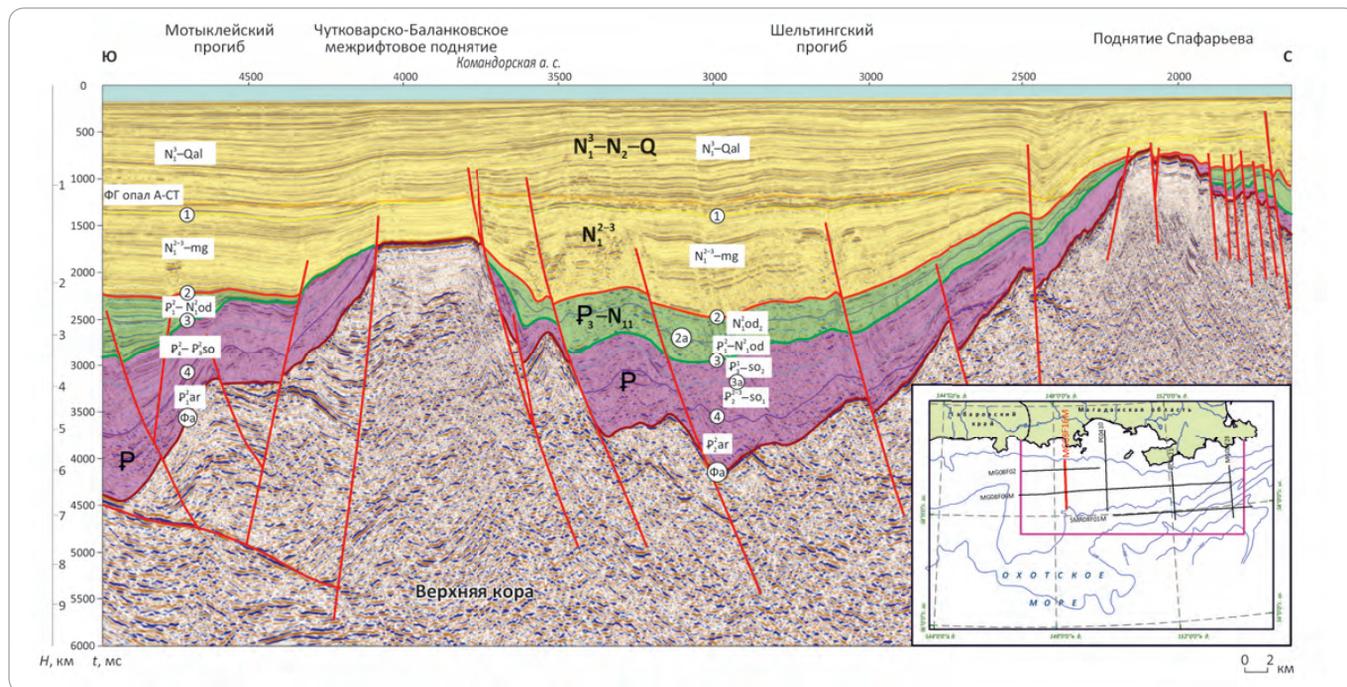
(35–45 км) кайнозойских рифтогенных грабенов, сохранивших монголо-охотскую ориентировку, но значительно осложненных присдвиговыми дислокациями северо-западного направления в виде локальных сбрососдвигов и узких горстов. Сеть грабенов, формирующих Шантарский осадочный бассейн, характеризуясь значительной флюидопроницаемостью и развитием инверсионных поднятий — потенциальных ловушек нефти и газа, представляет высокий нефтегазопромысловый интерес. Существующая региональная геолого-геофизическая основа [20] позволяет оптимизировать направления геолого-разведочных работ в пределах блока.

Шантарский коромантийный блок с востока ограничивает крупное (410 × (40–60) км) интенсивно дислоцированное субмеридиональное горст-гра-

бенное кайнозойское сооружение, развитое на месте дренажной системы **Западно-Охотского литосферного мегасдвига**. В его пределах выделяются: на юге — докайнозойские выступы Св. Ионы; в центре — инверсионное складчатое поднятие; на севере — Охотская зона «зияния» земной коры (120 × (20–40) км), выполненная 8–9-километровой толщиной кайнозойских осадков и представляющая собой, по-видимому, судя по сейсмическому образу, крупную «трубу» дегазации мантии. Западно-Охотский горстово-грабеновый блок образован в зоне сдвигового взаимодействия северных блоков Амурской и Охотоморской литосферных плит.

Охотоморская литосферная плита — крупнейший (1250 × (650–750) км) коромантийный геоблок, ограниченный со всех сторон литосферными

Рис. 6. Временной сейсмогеологический разрез по профилю MG08F16M Магаданского бассейна
 Fig. 6. Geoseismic time section along the Line MG08F16M, Magadansky basin



разломами сдвиговой природы. И.К. Туезовым [21] при моделировании теплового поля плиты выделен соответствующий геоблоку крупный очаг плавления в верхней мантии на глубине 100–160 км, который можно отождествлять с плюмовой линзой. Плюмовые выступы в виде зональных очагов плавления фиксируются в пределах Дерюгинской и Тинровской котловин на глубине 12,5 и 50 км соответственно. Плюмовое воздействие в виде мощных флюидопотоков на геоблок вызвало значительную эродированность земной коры до толщин 10–28 км и, в зависимости от флюидопроницаемости литосферы, различные структурный и объемный облики кайнозойского геологического пространства слагающих геоблок Северо-Охотского, Срединно-Охотского, Большерецкого, Центрально-Охотского и Дерюгинского коромантийных блоков.

Северо-Охотский коромантийный блок в кайнозойском пространстве представлен ареалом обширного рифтогенного прогибания, включающего Охотско-Кухтуйский (в составе Кашеваровского и Лисянского прогибов меньшего ранга), Магаданский и Тинровский осадочные бассейны. Первые два из них — это крупные трог, развитые в зоне действия Северо-Охотского литосферного «шва», выполнены эоцен-олигоценными рифтогенными и миоцен-плиоценовыми пострифтовыми осадочными комплексами. Основу трогов составляет сеть пулл-апартных односторонних грабенов с толщиной осадков до 7,5–11,5 км, разделенных межрифтовыми (рис. 5, 6) и инверсионными поднятиями. Тинровский бассейн, относительно мало изученный геолого-разведочными работами, содержит крупную кайнозойскую оса-

дочную линзу с толщиной осадков 7,5–11,5 км, заполняющую клиновидный грабен (400 × (50–350) км) с наибольшим прогибанием в зоне ограничивающего его с востока Западно-Камчатского (Крутогорского) литосферного разлома.

Нефтегазовый потенциал Охотско-Кухтуйского (370 × (100–250) км) и Магаданского (410 × (90–150) км) бассейнов по глубинным и тектонолитологическим показателям, несмотря на непродуктивность пяти пробуренных в их пределах поисковых скважин, следует оценивать как высокий. Две скважины, пробуренные в 2016 г., выявили наличие палеоген-раннемиоценовых резервуаров с хорошими коллекторскими свойствами, перекрытых флюидоупорными толщами миоцена. Мировой опыт показывает, что на начальных этапах изучения нефтегазодобывающих районов и/или месторождений, оказавшихся в дальнейшем крупными, нефтегазопроисковые работы на первых стадиях были неэффективны.

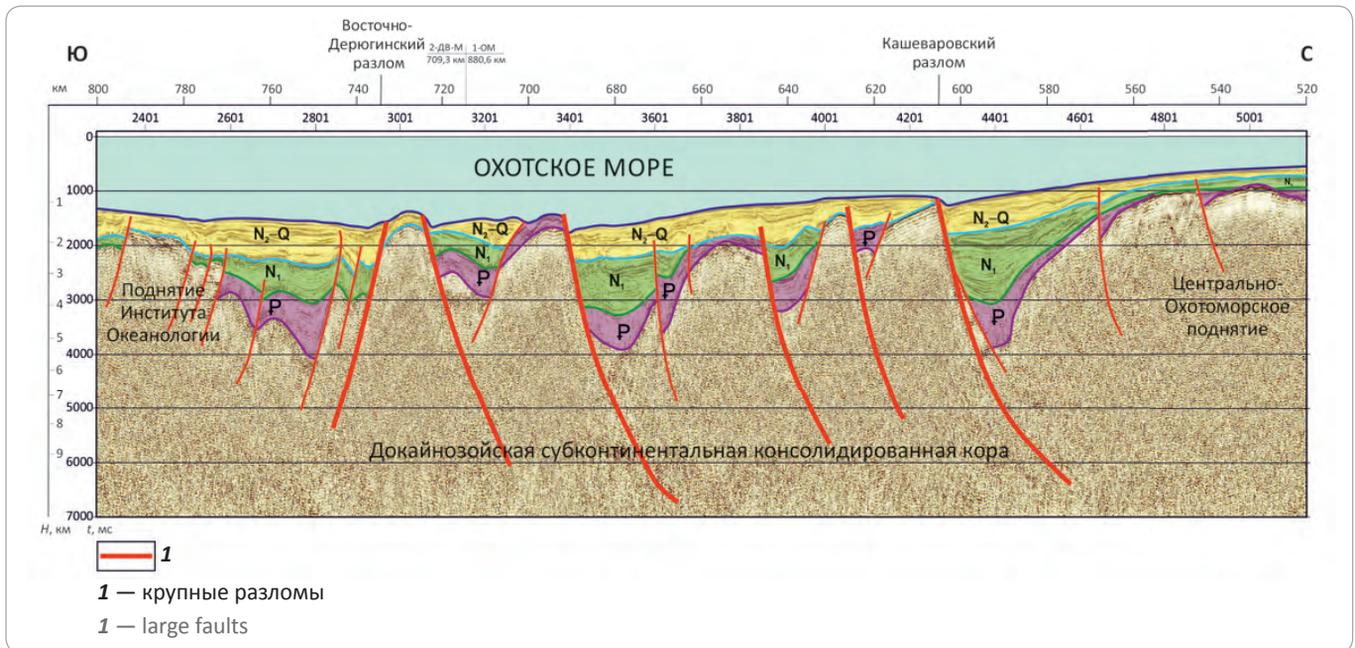
Срединно-Охотский (750 × (200–350) км) и **Большерецкий** (270 × 350 км) коромантийные блоки, разделенные крупным субмеридиональным разломом, образуют относительно слабопроницаемый докайнозойский массив, перекрытый маломощным (до 1,0–1,5 км) плащом кайнозойских пород. Резонансное воздействие рифтогенных процессов в соседних блоках привело к раскалыванию массива на серию хаотично расположенных неглубоких (до 2 км) грабенов, на Большерецком субплато — к формированию Кольского грабена с толщиной осадков до 3,5 км.

Центрально-Охотский коромантийный блок (700 × (520–680) км) отделен от Срединно-Охотского

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Временной сейсмогеологический разрез по фрагменту опорного профиля 2ДВ-М (Магадан — Южные Курилы) прогиба Лебедь (данные ОАО «Севморнефтегеофизика»)

Fig. 7. Geoseismic time section along the fragment of base survey line 2DV-M (Magadan — South Kuril), Lebed' trough (according to JSC Sevmorneftegeofizika)



(на севере) и Курило-Камчатского (на юге) блоков соответственно Кашеваровским и Южно-Охотским субширотными литосферными разломами сдвиговой природы. Блок, расположенный в зоне активного действия Курило-Камчатского слэба, в том числе в виде значительного развития глубокофокусных (70–700 км) землетрясений, в кайнозойском пространстве расколот на серию субширотных узких (25–50 км) односторонних грабенов в условиях трансензионного растяжения земной коры глубиной 1,5–3,5 км (рис. 7), разделенных межрифтовыми горстовыми поднятиями. Наиболее крупные правосторонние сдвиги (Восточно-Дерюгинский, Океанологический, Академический) делят блок на три субширотные полосы с различной дезинтеграционной природой. Южные сегменты включают в основном крупные межрифтовые поднятия (Полевое, Института Океанологии, Академии наук СССР), содержащие горстовые выступы докайнозойских пород. Характер строения кайнозойского Центрально-Охотского блока позволил Санкт-Петербургским геологам [10] идентифицировать их как **Охотский бордерленд**. В аналогичных условиях в пределах рифтовых грабенов калифорнийского бордерленда обнаружены и эксплуатируются в кремнистых отложениях олигоцена небольшие скопления углеводородов [22].

Дерюгинский коромантийный геоблок (650 × (220–320) км) в условиях развития крупных очагов плавления [4], «протыкающих» верхнюю мантию и частично консолидированную кору в виде выступов «астенолитов» до глубины 12,5 и 20 км, формирует высокопроницаемую для флюидопотоков эндодре-

нажную систему. В кайнозойском пространстве геоблоку соответствует субмеридиональный трог, выполненный мощной (6,5–11,5 км) толщиной олигоцен-нижнемиоценовых рифтогенных и миоцен-плиоценовых пострифтовых осадков.

Трог окружен со всех сторон крупными горстовыми сооружениями и серией межрифтовых поднятий, разделен на несколько внутренних грабенообразных прогибов, контролируемых УВ-флюидизированные очаги.

Дерюгинский геоблок обладает высоким нефтегазовым потенциалом. В пределах западного борта открыто несколько месторождений, в том числе одно уникальное — Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное [23]. Дальнейшее его освоение связано с расширением нефтегазопромысловых работ во всех осадочных бассейнах геоблока с обособлением участков с оптимальными для нефтегазонакопления резервуарными условиями, в том числе в турбидитных фанях западного склона трога.

О значительных перспективах нефтегазоносности Дерюгинской котловины свидетельствуют выявленные многолетними исследованиями сотрудников Тихоокеанского океанологического института ДВО РАН газогидратоносные районы [24], занимающие значительные акватории в северной и южной частях трога. Формирование газогидратов в верхних горизонтах связано, по всей вероятности, с потоками термогенного метана из нижележащих УВ-скоплений.

Хоккайдо-Сахалинский коромантийный геоблок (1400 × (150–270) км) является крупнейшей межплитовой геоструктурой, разделяющей Амурскую и

Охотоморскую литосферные плиты. Его основу составляет ряд сверхглубинных флюидно-разломных систем [25], выделенных в основном по результатам численного моделирования данных 1500 пунктов магнито-теллурических зондирований, обладающих высокой глубинной информативностью. Эти системы, включающие кластеры приразломных интенсивно дезинтегрированных блоковых форм, формируют активно функционирующую эндодренажную среду геоблока, сложенную западно- и восточно-сахалинскими дренажными системами. В позднеэоценовое время им соответствуют: в первом случае — глубокий турбидитовый трог, во втором — Восточно-Сахалинская островная дуга [26]. В кайнозое в пределах систем в результате эоцен-раннемиоценового рифтогенеза и миоцен-плиоценового пострифтового оседания сформировались осадочные линзы толщиной 5,0–11,5 км. В конце плиоцена за счет привноса глубинных веществ, энергии и процессов вертикальной аккреции формируются крупные Западно-Сахалинское и Восточно-Сахалинское складчато-сдвиговые сооружения, в наиболее приподнятых горстовых выступах которых на дневную поверхность выведены интенсивно-дислоцированные докайнозойские образования.

Основные нефтегазодобывающие активы Охотоморского региона сосредоточены в ареале действия Восточно-Сахалинской эндодренажной системы, формирующей одноименную нефтегазоносную мегазону (рис. 8). Дальнейшее освоение нефтегазового потенциала Хоккайдо-Сахалинского мегаблока связано с разведкой фонда неразбуренных ловушек нефти и газа, в том числе в турбидитовых и трещинных коллекторах, а также с изучением мезозойского серпентинитового [19, 27] и верхнемеловых комплексов в зонах действия активных разломных систем. Необходимо расширение поисков нефти и газа в пределах акватории заливов Терпения и Анива, где фиксируются аналогичные с мегазоной резервуарные для нефтегазонакопления условия.

Западно-Камчатский коромантийный геоблок (820 × (220–650) км) расположен в Камчатском ареале взаимодействия Евразийской, Охотоморской, Беринговоморской и Тихоокеанской литосферных плит и характеризуется высокой дезинтегрированностью тектоносферы. Его основу составляет сеть флюидо-разломных структур, имеющих, по аналогии с хоккайдо-сахалинскими структурами и данным магнитотеллурических зондирований [4], сверхглубинную природу. Основные из них, являющиеся фрагментами литосферных «швов», ограничивают геоблок: с севера — Шелиховская (Северо-Охотский «шов»), с запада — Крутогоровская (Западно-Камчатский «шов») сверхглубинные разломные системы. Южную границу геоблока определяет скрытое под вулканами Срединного хребта Камчатки возможное западное продолжение Ватын-Вывенской надвиговой

системы, маркируемое интенсивной гравитационной ступенью. Шелиховская система формирует одноименный коромантийный блок (550 × (30–60) км) восточно-северо-восточного направления с развитием рифтогенного трога с глубиной залегания докайнозойского основания до 6–9,5 км. Крутогоровская и внутригеоблоковые Ичинская и Омгоно-Паланская системы, ориентированные дискордантно к Шелиховскому трогу, формируют крупную дренажную зону. В ее пределах в результате палеоцен-раннемиоценового рифтогенеза и миоцен-плиоценового пострифтового оседания создана сеть присдвиговых грабенов, разделенных межрифтовыми и инверсионными (в зонах разломов) горстовыми поднятиями. Транспрессивная активизация позднего кайнозоя в зонах действия разломных систем окончательно оформила современный облик складчато-сдвиговых сооружений геоблока. Нефтегазовый потенциал Западно-Камчатского геоблока, судя по глубинным нефтегазогеологическим показателям, относится к высокому. На современном этапе изученности, несмотря на многолетнюю историю геолого-разведочных работ [28], в его пределах известно несколько небольших газовых месторождений в наземной части полуострова. Дальнейшее развитие нефтегазопроисковых работ связано с освоением нефтегазового потенциала шельфовых районов геоблока, в первую очередь в пределах инверсионных поднятий и их склонов, развитых в зонах крупных разломных систем. Особое внимание следует уделить изучению Шелиховского трога, сходного по структурным характеристикам и тектонической позиции с нефтегазоносным бассейном залива Кука на Аляске. В пределах последнего (370 × (18–110) км) в палеоген-неогеновых комплексах эксплуатируется 7 нефтяных и 15 газовых месторождений с суммарными доказанными запасами нефти 168 млн т и газа — 264 млрд м³.

Курило-Камчатский коромантийный геоблок (2300 × (300–500) км) занимает надслэбное пространство в головной его части, в зоне активного сдвигонадвигового взаимодействия [29] Азиатского континента и Тихоокеанской литосферной плиты. Состоит из коромантийных блоков, создающих ансамбль взаимосвязанных геоструктур, сформированных в результате аномально активного привноса глубинных вещества и энергии в очень сильно уплотненную среду геоблока. Его сегментация определена серией сближенных сверхглубинных флюидо-разломных систем северо-восточной ориентировки. Тектоническая природа и структурный облик блоков зависят от их геодинамической позиции в многоактном процессе сдвигонадвигового обдуживания континентальных масс геоблока на океаническое пространство по поверхности фронтальной части Курило-Камчатского слэба (зоне Беньюфа). При этом во фронтальной и тыловой частях обдукционного потока формируются соответственно структуры ска-

Условные обозначения к рис. 8.

1 — граница Восточно-Сахалинской мегазоны, расположенной в пределах сферы действия Западно-Охотского мегасдвига; **2** — выходы мезозойских пород; **3** — прогибы с толщиной осадочных отложений > 7 км — очаги нефтегазообразования; **структуры, контролируемые нефтегазоаккумуляцией (4, 5): 4** — поднятия, **5** — инверсионные поднятия; **6** — район развития турбидитных резервуаров; **разломные структуры — основные гидродинамические источники (7–9): 7** — региональные разломы, **8** — зональные и локальные разломы, **9** — крупные взбросы; **разломные границы крупных нефтегазогеологических структур (10, 11): 10** — крупные взбросы, **11** — сдвиги; **месторождения (12–14): 12** — нефтяные, **13** — газовые и газоконденсатные, **14** — нефтегазоконденсатные.

Крупные осадочные прогибы: I — Дерюгинский, II — Северо-Сахалинский, III — Пограничный.

Крупные разломы: **1** — Западно-Охотский Срединно-Сахалинский, **2** — Хоккайдо-Сахалинский, **3** — Центрально-Сахалинский, **4** — Мынгинский, **5** — Восточно-Сахалинский, **6** — Пограничный, **7** — Восточно-Дерюгинский

Legend to Fig. 8.

1 — East-Sakhalin megazone situated within the zone of the West-Okhotsky mega-strike-slip action; **2** — Mesozoic rock outcrops; **3** — troughs with sedimentary rocks thickness > 7 km — kitchen areas; **structures that control oil and gas accumulation (4, 5): 4** — uplifts, **5** — basin inversion; **6** — area of turbidite reservoirs development; **fault-related structures — main hydrodynamic sources (7–9): 7** — regional faults, **8** — zonal and local faults, **9** — large reverse faults; **fault-related boundaries of large oil and gas geological structures (10, 11): 10** — large reverse faults, **11** — strike-slip faults; **fields (12–14): 12** — oil, **13** — gas and gas condensate, **14** — oil and gas condensate.

Large sedimentary troughs: I — Deryuginy, II — North-Sakhalinsky, III — Pogranichny.

Large faults: **1** — West-Okhotsky Sredinno-Sakhalinsky, **2** — Hokkaido-Sakhalinsky, **3** — Central-Sakhalinsky, **4** — Mynginsky, **5** — East-Sakhalinsky, **6** — Pogranichny, **7** — East-Deryuginy

тия Притихоокеанского блока и литосферного растяжения Курило-Камчатского вулканогенного поднятия и Курильской котловины.

Притихоокеанский коромантийный блок (2200×(220–390) км) в коровом слое формирует крупное присдвиговое сооружение, в вершинной части представленное кайнозойским Срединно-Курильским прогибом и Малокурильским поднятием, в своде которого на дно моря выходят докайнозойские породы. Его северо-восточный склон (2200 × 100 км), одновременно являющийся таковым для Курило-Камчатского глубоководного желоба, сложен пластинами шарьированных докайнозойских и кайнозойских образований, в том числе формирующими крупные аккреционные призмы в пределах глубоководных террас (ступеней) в средней части и подножия склона. Коромантийный блок **Курило-Камчатского вулканического сооружения** (2200×(100–320) км), функционирующий при интенсивнейшем литосферном растяжении в условиях высокой разуплотненности среды [30], характеризуется развитием не только инверсионных вулканогенных поднятий, но и присдвиговых рифтогенных грабенов: Голыгинского (320×(20–100) км) и Центрально-Камчатского (1340×(40–80) км). Коромантийный блок **Курильской котловины** (920×(50–380) км) при интенсивном литосферном растяжении в условиях высокого стояния зон частичного плавления коромантийного вещества на глубине 12,5–20 км [4] характеризуется деградацией консолидированной коры до толщин 3,5–9 км. Процессы рифтогенеза в эоцене — раннем миоцене и миоцен-четвертичного пострифтового оседания сформировали кайнозойскую осадочную линзу толщиной 3 км (восточные районы) и 5 км (в западной котловине) в пределах клиновидного грабена, ограниченного литосферным «швом» с севера и граничными разломами Курильского вулканогенного поднятия с юга.

Нефтегазовый потенциал Курило-Камчатского геоблока, судя по глубинным показателям, можно прогнозировать как относительно высокий. Об этом свидетельствуют и прямые признаки: наличие обильных нефтегазопроявлений на Восточной Камчатке на Богачевской площади и в кальдере Узон [7]; присутствие газогидратных полей в Голыгинском прогибе. Отрицательным фактором является очень высокая дезинтеграция среды, не способствующая сохранению от разрушения крупных скоплений УВ. При наличии мощных флюидоупоров благоприятные для нефтегазоаккумуляции резервуарные условия, судя по имеющимся данным, можно прогнозировать для Срединно-Курильского и Голыгинского прогибов и бортовых структур Курильской котловины.

Заключение

Охотоморская геодинамическая провинция, обособленная в пределах действия Курило-Камчатского слэба в кайнозойское время и составленная из автономных коромантийных геоблоков, в инфраструктуре кайнозойского пространства представлена рифтогенными осадочными бассейнами с высоким нефтегазовым потенциалом, сгруппированными в крупнейшие рифтогенные мегасистемы: Северо-Западно-, Центрально- и Южно-Охотские. В их состав входят кайнозойские структуры геоблоков и блоков: **Северо-Охотской** — Приохотского (Тауйско-Гижигинская система), Шантарского, Северо-Охотского и Западно-Камчатского; **Западно-Охотской** — Дерюгинского и Хоккайдо-Сахалинского; **Центрально-Охотской** — одноименного геоблока; **Южно-Охотской** — Курильской котловины и Голыгинского прогиба. Отдельно выделены **Татарская** и **Притихоокеанская** рифтогенные системы. Все мегасистемы и системы объединены в Охотоморскую нефтегазоносную провинцию, но представлены автономными нефтегазоносными и по-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

тенциально нефтегазоносные субпровинциями. Определяющую роль в процессах нефтегазоносности играют: 1) наличие флюидизированных проницаемых дренажных систем для поступления из глубин высокоэнергетических флюидных потоков, главным

образом приуроченных к структурам растяжения литосферы, в том числе и присдвиговым, в зонах сверхглубинных флюидоразломных систем; 2) развитие природных резервуаров нефти и газа, открытых надежными флюидоупорами.

Литература

1. Веселов О.В., Греция Е.В., Ильев А.Е., Кононов В.Э., Кочергин Е.В. и др. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря. – М.: Наука, 2000. – 130 с.
2. Тектоническая карта Охотоморского региона / Авт.: Г.А. Авдейко, Н.А. Богданов, В.С. Рождественский, Н.И. Филатова, В.В. Харахинов и др. – 1:2 500 000. – М.: Роскартография, 2000.
3. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 2. Дальневосточные моря, их континентальное и островное обрамление / Ред.: И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребницкий. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2005. – 303 с.
4. Харахинов В.В., Туезов И.К., Бабошина В.А., Терещенков А.А. и др. Структура и динамика литосферы и астеносферы Охотоморского региона. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, 1996. – 335 с.
5. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Галуев В.И., Каплан С.А. Глубинные структурно-тектонические неоднородности земной коры и возможные процессы, связанные с нефтегазообразованием и нефтегазонакоплением (геохимический аспект) // Отечественная геология. – 2012. – № 2. – С. 3–14.
6. Старостенко В.И., Лукин А.Е., Цветкова Т.А., Заец Л.Н., Донцов В.В., Савиных Ю.В. Об участии суперглубинных флюидов в нефтегенезе по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 4. – С. 3–32.
7. Лукин А.Е., Пиковский Ю.И. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании // Геологический журнал. – 2004. – № 2. – С. 21–33.
8. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеродно-генерируемых систем) // Геологический журнал. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
9. Вартамян Г.С. Флюидосфера и эндодренажные системы Земли как ведущие факторы геологической эволюции // Отечественная геология. – 2000. – № 6. – С. 14–22.
10. 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 I-ОМ и 2ДВ-М // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 10. – С. 11–17.
11. Кулаков И.Ю., Добрецов Н.Л., Бушенкова Н.А., Яковлев А.В. Форма слэбов в зонах субдукции под Курило-Камчатской и Алеутской дугами по данным региональной сейсмотомографии // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 6. – С. 830–851.
12. Bijward H., Spakman W., Engdahl E.R. Closing the gap between regional and global travel time tomography. *J. Geophys. Res.* 1998;103:30,055–30,078.
13. Добрецов Н.Л., Кулаков И.Ю., Литасов К.Д., Кукарина Е.В. Значение геологии, экспериментальной петрологии и сейсмотомографии для комплексной оценки субдукционных процессов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 1–2. – С. 21–55.
14. Летников Ф.А. Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов // ДАН. – 2005. – Т. 401. – № 2. – С. 205–207.
15. Летников Ф.А., Дорогокупец П.И. К вопросу о роли суперглубинных флюидных систем земного ядра в эндогенных геологических процессах // ДАН. – 2001. – Т. 378. – № 4. – С. 535–537.
16. Родкин М.В. Роль глубинного флюидного режима в геодинамике и сейсмотектонике. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, – 1993. – 193 с.
17. Соколов Б.А., Старостин В.И. Флюидодинамические системы рудо- и нефтеобразования // Вестник Московского ун-та. Серия 4. Геология. – 1998. – № 5. – С. 3–9.
18. Жаров А.Э., Кириллова Г.Л., Маргулис Л.С., Чуйко Л.С., Куделькин В.В., Варнавский В.Г., Гагаев В.Н. Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива. – Владивосток: Изд-во ДВО РАН, 2004. – 220 с.
19. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
20. Варнавский В.Г., Жаров А.Э., Кириллова Г.Л., Кровушкина О.А. и др. Геология и нефтегазоносность Охотско-Шантарского осадочного бассейна. – Владивосток: Изд-во ДВО РАН, 2002. – 148 с.
21. Туезов И.К. Геотермическая структура литосферы и астеносферы Азиатско-Тихоокеанской зоны сочленения и прилегающих частей Азии и Тихого океана. – Владивосток: Изд-во ДВО АН СССР, 1990. – 107 с.
22. Забанбарк А. Строение и перспективы нефтегазоносности калифорнийского бордерленда // Океанология. – 2008. – Т. 48. – № 1. – С. 139–148.
23. Хоштария В.Н., Мартын А.А., Дмитриев С.Е., Кирпичников А.В., Пятницкий Ю.И. Результаты геологоразведочных работ ООО «Газпром геологоразведка» на восточном шельфе о-ва Сахалин (Охотское море) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 33–42.
24. Акуличев В.А., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б., Мальцева Е.В., Гресов А.И., Телегин Ю.А. Условия формирования газогидратов в Охотском море // ДАН. – 2014. – Т. 454. – № 3. – С. 340–342.
25. Никифоров В.М., Шкабарня Г.Н., Жуковин А.Ю., Каплун В.Б., Пальшин Н.А., Варенцов И.М., До Х.К., Фунг В.Ф., Хоанг В.В., Старжинский С.С. Системы вертикальных нарушений геоелектрического разреза тектоносферы в нефтегазоносных областях Сахалина (Россия) и Тонкинском залива (Вьетнам) по данным МТЗ // Тихоокеанская геология. – 2016. – Т. 35. – № 6. – С. 3–15.
26. Гранник В.М. Восточно-Сахалинская островодужная система Охотоморского региона // Литосфера. – 2013. – № 1. – С. 36–51.
27. Харахинов В.В., Астафьев Д.А., Калита М.А., Корчагин О.А., Игнатова В.А., Наумова Л.А. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфе Сахалина и Западной Камчатки // Вести газовой науки. – 2015. – № 2(22). – С. 21–35.

28. Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Андиева Т.А. и др. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ). – СПб. : Недра, 2003. – 120 с.
29. Шаратов В.Н., Симбирова И.Г., Бондаренко П.М. Структура и геодинамика сейсмофокальной зоны Курило-Камчатского региона. – Новосибирск : Наука, 1984. – 199 с.
30. Петрищевский А.М. Тектоническая интерпретация плотностных неоднородностей в земной коре и верхней мантии Камчатки // Тихоокеанская геология – 2006. – Т. 25. – № 1. – С. 31–46.

References

1. Veselov O.V., Gretskeya E.V., Il'ev A.E., Kononov V.E., Kochergin E.V. et al. Tectonic zoning and hydrocarbon potential of the Sea of Okhotsk. Moscow: Nauka, 2000. – 130 p.
2. Tectonic map of the Sea of Okhotsk region. G.A. Avdeiko, N.A. Bogdanov, V.S. Rozhdestvenskii, N.I. Filatova, V.V. Kharakhinov et al. 1:2 500 000. Moscow: Roskartografiya, 2000.
3. Geology and mineral resources of Russia: in 6 volumes. Vol. 5. Arctic and Far East seas. Book 2. Far East seas, their continental and island framing. In: I.S. Gramberg, V.L. Ivanov, Yu.E. Pogrebetskii eds. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI, 2005. 303 p.
4. Kharakhinov V.V., Tuezov I.K., Baboshina V.A., Tereshchenkov A.A. et al. Structure and dynamics of lithosphere and asthenosphere of the Sea of Okhotsk region. Moscow: Natsional'nyi geofizicheskii komitet RAN, 1996. – 335 p.
5. Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Galuev V.I., Kaplan S.A. Deep structural and tectonic inhomogeneities of Earth's crust and possible processes associated with oil and gas generation and accumulation (geochemical aspect). *Otechestvennaya geologiya*. 2012;(2):3–14.
6. Starostenko V.I., Lukin A.E., Tsvetkova T.A., Zaets L.N., Dontsov V.V., Savinykh Yu.V. On the participation of super-deep fluids in naphthyogenesis (according to the study of the unique oil deposit of the White Tiger). *Geofizicheskii zhurnal*. 2011;33(4):3–32.
7. Lukin A.E., Pikovskii Yu.I. On the role of deep and ultra-deep fluids in oil and gas generation. *Geologicheskii zhurnal*. 2004;(2):21–33.
8. Lukin A.E. On the origin of oil and gas (geo-synergetic concept of natural hydrocarbon-generated systems). *Geologicheskii zhurnal*. 1999;(1):30–42.
9. Vartanyan G.S. Fluidosphere and endo-drainage systems of the Earth as geological evolution drivers. *Otechestvennaya geologiya*. 2000;(6):14–22.
10. Sakulina T.S., Kalenich A.P., Atakov A.I., Tihonova I.M., Krupnova N.A., Pyzhjanova T.M. Geological model of the Okhotsk sea region according to basic profiles I-OM and 2DW-M. *Razvedka i ohrana nedr*. 2011;(10):11–17.
11. Koulakov I.Yu., Dobretsov N.L., Bushenkova N.A., Yakovlev A.V. Slab shape in subduction zones beneath the Kurile-Kamchatka and aleutian arcs based on regional tomography results. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(6):830–851.
12. Bijward H., Spakman W., Engdahl E.R. Closing the gap between regional and global travel time tomography. *J. Geophys. Res.* 1998;103:30,055–30,078.
13. Dobretsov N.L., Koulakov I.Yu., Litasov K.D., Kukarina E.V. An integrate model of subduction: Contributions from geology, experimental petrology, and seismic tomography. *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(1–2):13–38. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.01.002.
14. Letnikov F.A. Fluid mechanism of destruction of the earth's continental crust and formation of sedimentary oil- and gas-bearing basins *Doklady Earth Sciences*. 2005;401(2):200–202.
15. Letnikov F.A., Dorogokupets P.I. On the role of Earth's core ultra-deep fluid systems in endogenous geological processes. *Doklady Akademii nauk*. 2001; 378(4):535–537.
16. Rodkin M.V. Role of deep fluid behaviour in geodynamics and seismotectonics. Moscow: Natsional'nyi geofizicheskii komitet RAN, 1993. 193 p.
17. Sokolov B.A., Starostin V.I. Fluid-dynamic systems of ore formation and oil generation. *Vestnik Moskovskogo un-ta. Seriya 4: Geologiya*. 1998;(5):3–9.
18. Zharov A.E., Kirillova G.L., Margulis L.S., Chuiko L.S., Kudel'kin V.V., Varnavskii V.G., Gagaev V.N. Geology, geodynamics, and petroleum potential of sedimentary basins in the Gulf of Tartary. Vladivostok: Izd-vo DVO RAN, 2004. 220 p.
19. Kharakhinov V.V. Petroleum geology of the Sakhalin Region. Moscow: Nauchnyi mir, 2010. 276 p.
20. Varnavskii V.G., Zharov A.E., Kirillova G.L., Krovushkina O.A. et al. Geology and oil and gas occurrence in the Okhotsk-Shantarsk sedimentary basin. Vladivostok: Izd-vo DVO RAN, 2002. 148 p.
21. Tuezov I.K. Geothermal structure of lithosphere and asthenosphere of the Asian-Pacific joint zone and adjacent parts of Asia and Pacific Ocean. Vladivostok: Izd-vo DVO AN SSSR, 1990. 107 p.
22. Zabanbark A. Structure and oil and gas perspectives of the Californian borderland. *Oceanology*. 2008;48(1):129–137.
23. Khoshtariya V.N., Martyn A.A., Dmitriev S.E., Kirpichnikov A.V., Pyatnitskii Yu.I. The results of E&P works carried out by LLC Gazprom Geologorazvedka in the eastern Sakhalin shelf (Sea of Okhotsk). *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(2):33–42.
24. Akulichev V.A., Obzhirov A.I., Shakirov R.B., Maltseva E.V., Gresov A.I., Telegin Yu.A. Conditions of gas hydrate formation in the Sea of Okhotsk. *Doklady Earth Sciences*. 2014;454(1):94–96.
25. Nikiforov V.M., Shkabarnya G.N., Zhukovin A.Y., Kaplun V.B., Palshin N.A., Varentsov I.M., Cuong D.H., Phach P.V., Vuong H.V., Starzhinsky S.S. Vertical fault systems in the tectonosphere geoelectrical section in petroliferous domains of Sakhalin Island (Russia) and Gulf of Tonkin (Vietnam): Evidence from magnetotelluric sounding *Russian Journal of Pacific Geology*. 2016;35(6):3–15.
26. Grannik V.M. East-Sakhalin island-arc system of the Sea of Okhotsk region. *Litosfera*. 2013;(1):36–51.
27. Kharakhinov V.V., Astaf'ev D.A., Kalita M.A., Korchagin O.A., Ignatova V.A., Naumova L.A. Possibility of new hydrocarbon fields discovery in the Sakhalin shelf and West Kamchatka. *Vesti gazovoi nauki*. 2015;2(22):21–35.
28. Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Margulis L.S., Andieva T.A. et al. Exploration potential of West Kamchatka and adjacent shelf (oil and gas). St. Petersburg: Nedra, 2003. 120 p.
29. Sharatov V.N., Simbirova I.G., Bondarenko P.M. Structure and geodynamics of seismic focal zone of the Kuril-Kamchatka region. Novosibirsk: Nauka, 1984. 199 p.
30. Petrishchevsky A.M. Tectonic interpretation of density heterogeneities in the crust and upper mantle of Kamchatka. *Russian Journal of Pacific Geology*. 2006;25(1):31–46.