

УДК 553.98(985)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАСЕЙНОВ И ФУНДАМЕНТА ЦИРКУМАРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

© 2017 г. | В.И. Богоявленский^{1,2}, И.В. Богоявленский¹, О.В. Богоявленская², Р.А. Никонов¹¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; vib@pgc.su; igorbogoyavlenskiy@gmail.com; nikonovroman@gmail.com;²РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия; ovbogoyavlenskaya@gmail.com

OIL AND GAS OCCURRENCE PROSPECTS OF THE CIRCUM-ARCTIC SEDIMENTATION BASINS AND BASEMENT

© 2017 | V.I. Bogoyavlenskiy^{1,2}, I.V. Bogoyavlenskiy¹, O.V. Bogoyavlenskaya², R.A. Nikonov¹¹Oil and Gas Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; vib@pgc.su; igorbogoyavlenskiy@gmail.com; nikonovroman@gmail.com;²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia; ovbogoyavlenskaya@gmail.com

Поступила 28.08.2017 г.

Принята к печати 05.10.2017 г.

Ключевые слова: *Северный Ледовитый океан; Циркумарктический регион; сейсморазведка; катагенез; отражательная способность витринита; перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и фундамента.*

Выполнен комплексный анализ перспектив нефтегазоносности осадочного чехла и разновозрастного консолидированного и кристаллического фундамента глубоководных и шельфовых зон Циркумарктического мегабассейна с учетом новых геолого-геофизических и геохимических данных. Уточнены модели строения разновозрастного акустического фундамента и мощности осадочного чехла, построена схема (карта) катагенетической преобразованности нефтематеринских толщ для потенциально нефтегазоносных бассейнов арктических акваторий и прилегающей суши России, Норвегии, Дании, Канады и США. Установлено, что осадочные породы нижнего седиментационного этажа исследованных потенциально нефтегазоносных бассейнов находятся в зонах мезо- и апокатагенеза, что позволяет сделать вывод о наличии продуктивных интервалов в нефтяных и газовых окнах генерации УВ. Получены новые данные, повышающие эффективность поиска крупных месторождений нефти и газа в резервуарах осадочного чехла и фундамента, позволяющие скорректировать стратегию освоения ресурсов углеводородов Арктики.

Received 28.08.2017

Accepted for publishing 05.10.2017

Key words: *the Arctic Ocean; Circum-Arctic region; seismic survey; catagenesis; vitrinite reflectance; oil and gas occurrence prospects of sedimentary cover and basement.*

For the first time complex analysis of shelf and deeper zones of Circum-Arctic megabasin oil and gas potential based on new on-shore and offshore geological, geophysical and geochemical studies was conducted. The models of different-aged acoustic basement and sediment cover thickness were specified. The scheme (map) and regional cross-sections of source rocks catagenetic transformation for on- and offshore oil and gas bearing basins and potential of Russia, Norway, Denmark, Canada and USA were designed. Defined that the source rocks of lower sedimentation level are in meso- and apocatagenesis zones what gives a possibility to state the presence of productive intervals in oil and gas windows of HC generation. High HC potential of the Arctic shelf (South-Chukotka, Novosibirsk-North-Chukotka, North-Kara, Anabar-Laptev, East-Greenland and Lincoln), deeper troughs (Canadian, Podvodnikov and Nansen) and continental margin were proved. Potential oil and gas bearing zones in crystalline and consolidated basement are identified in the Arctic Eastern Hemisphere based on Southern-Chinese Sea crystalline basement HC potential research. The results improve the effectiveness of large HC fields prospecting and development in the Arctic.

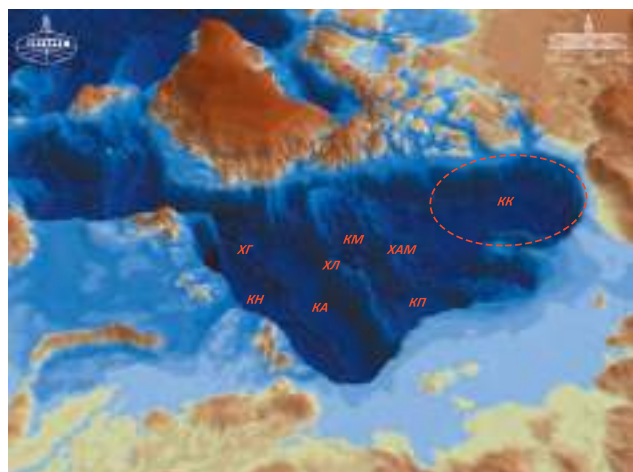
Северный Ледовитый океан по площади является самым небольшим океаническим водоемом в Мировом океане (14,7 млн км²). Несмотря на это, общепризнано, что в недрах его акваторий сосредоточены основные, практически нетронутые ресурсы УВ. Северный Ледовитый океан характеризуется сложными геодинамическими процессами и геоморфологией дна, на котором выделяются гигантские хребты (Гаккеля, Ломоносова, Альфа-Менделеева и др.), а также впадины-котловины (Нансена, Амундсена, Макарова,

Подводников, Канадская) (рис. 1). Глубина дна Северного Ледовитого океана изменяется в диапазоне от 0 до 5,53 км, мощность неоднородной осадочной толщи — от 0 до 20–22 км. Поэтому недра его акваторий имеют различные перспективы нефтегазоносности, анализ которых является целью проводимых в Институте проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН работ. Геолого-геофизическая изученность акваторий Северного Ледовитого океана рассмотрена в работе В.И. Богоявленского, И.Д. Поляковой и др. [2].

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Трехмерная модель строения океанического дна и прилегающей суши Арктики

Fig. 1. Three-dimensional model of the Arctic ocean floor and adjacent land structure



Хребты: ХГ — Гаккеля, ХЛ — Ломоносова, ХАМ — Альфа-Менделеева; **котловины:** КН — Нансена, КА — Амундсена, КМ — Макарова, КП — Подводников, КК — Канадская

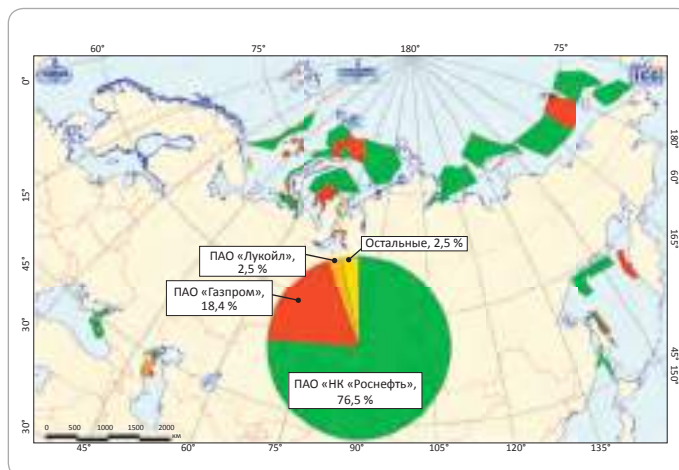
Ridges: ХГ — Gakkelya, ХЛ — Lomonosova, ХАМ — Alfa-Mendeleeva; **basins:** КН — Nansena, КА — Amundsen, КМ — Makarova, КП — Podvodnikov, КК — Kanadskaya

За прошедшие годы на шельфе России, в связи с изменением закона «О недрах» в 2008 г., ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» были выделены новые лицензионные участки (ЛУ), многие из которых имеют небывало крупные размеры (до 200 000 км² — Северо-Карский ЛУ) (рис. 2). По данным авторов статьи, в начале 2017 г. общее число лицензионных участков достигло 124 (включая участки в переходных зонах «суша — море»), а их площадь составила 1,89 млн км² (больше площади штата Аляска). ПАО «НК «Роснефть» контролирует 1,44 млн км² (76,6 %), а в сумме с ПАО «Газпром» — 1,79 млн км², или 95 % общей площади ЛУ. Около двух третей участков (75) расположено на акваториях Арктики. Они охватывают гигантскую площадь акваторий Северного Ледовитого океана — около 1,52 млн км², 98,7 % которой в настоящее время контролируется двумя отечественными лидерами — ПАО «НК «Роснефть» (80,5 %) и ПАО «Газпром» (18,2 %).

В 2011–2013 гг. российские нефтегазодобывающие компании создали альянсы с рядом зарубежных компаний для совместного изучения и освоения нефтегазоносности лицензионных участков в Арктике (ExxonMobil, ENI, Statoil, Total). При этом подписанные ПАО «НК «Роснефть» соглашения предусматривают 100 %-е финансирование геолого-разведочных работ (ГРП) зарубежными партнерами, получившими 33,3 % акций в совместных предприятиях. Однако, из-за введенных в 2014 г. санкций, деятельность большей части созданных на аквато-

Рис. 2. Лицензионные участки на шельфе России и диаграмма долевого распределения их суммарной площади по недропользователям, на 01.01.2017 г.

Fig. 2. Licensed blocks on the Russian shelf and the diagram of fractional distribution of their total area according to the license holders, 01.01.2017



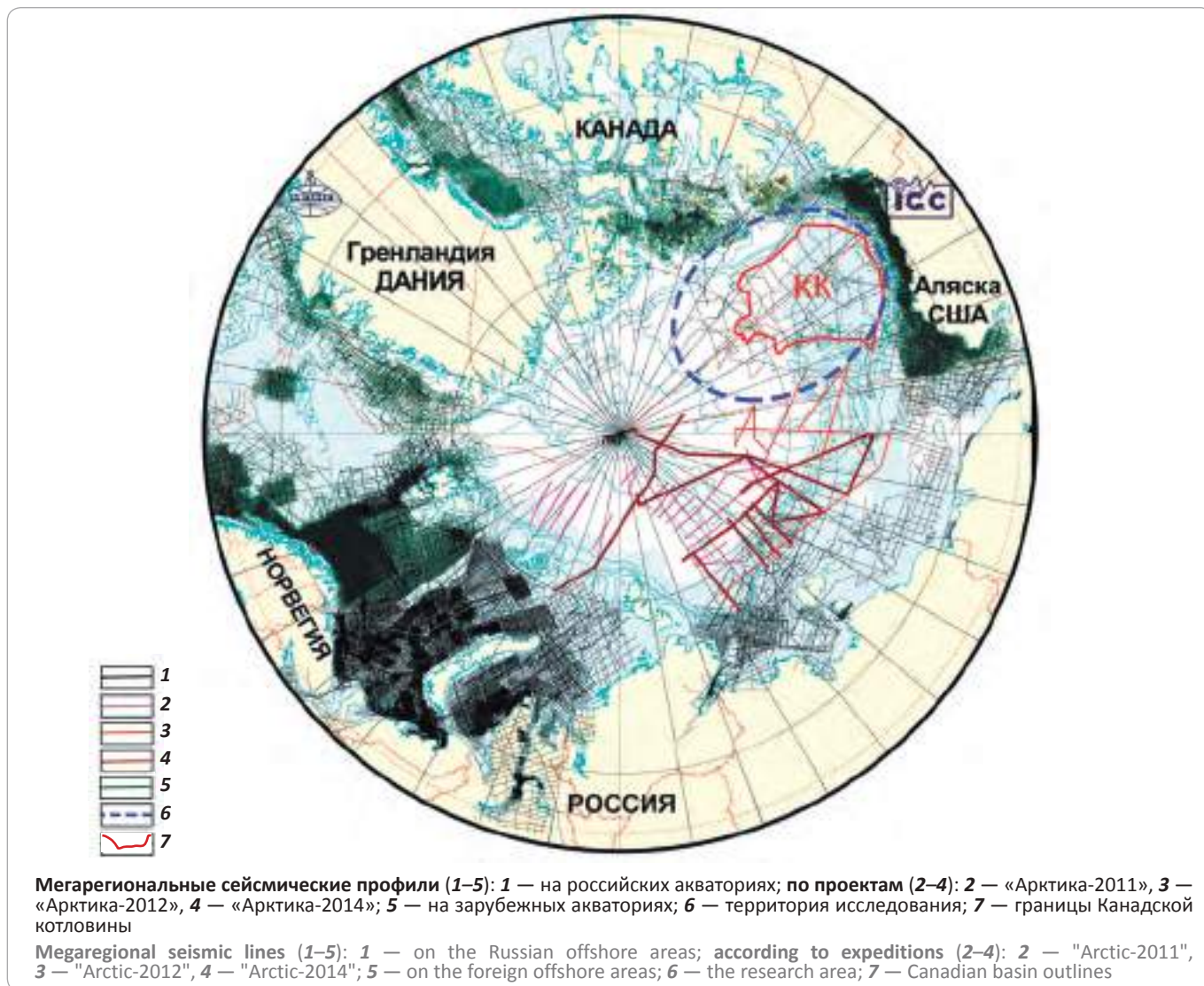
риях Арктики совместных предприятий практически приостановлена (в Охотском море — продолжается). Санкции мало повлияли на обязательства компаний по геофизическим исследованиям выделенных участков.

Геолого-геофизическая изученность акваторий Арктики

До 2005 г. представления о геологическом строении и формировании глубоководных участков Циркумарктического мегабассейна, включая котловины Подводников, Канадскую и другие, базировались в основном на данных гравимагнитных исследований и небольшого числа сейсмических профилей МОВ и ГСЗ-КМПВ. Первая информация о строении осадочного чехла и фундамента мегарегиона основывалась на наблюдениях МОВ и ГСЗ в ходе дрейфа станций СССР «Северный полюс». В частности, во время захода станции СП-22 в западную часть Канадской котловины в 1978 г. были получены сейсмопрофили МОВ, выявившие наличие мощного (до 6 км) осадочного чехла [3, 12].

В 2005–2010 гг. геологическими службами США и Канады были проведены мегарегиональные сейсмические исследования глубинного строения Северного Ледовитого океана на площади Канадской котловины (более 1,3 млн км²). Сейсморазведка МОГТ отработывалась на открытой воде и в сложных ледовых условиях с ледокольным сопровождением до 84–85° с. ш., при этом использовались ледоколы США (Healy, построен в 1999 г.) и Канады (Louis S. St.-Laurent — в 1969 г.). Получены качественные материалы МОГТ по профилям суммарной протяженностью 13,5 тыс. км (рис. 3), которые дали важную информацию о строении более чем 6-километровой осадочной толщи Канадского бассейна, явля-

Рис. 3. Изученность Северного Ледовитого океана сейсморазведкой МОГТ 2D
Fig. 3. 2D CDP exploration degree of the Arctic Ocean



ющегося нефтегазоперспективным продолжением континентального шельфа на глубоководье. Фрагментарная доступность полученной информации и заявления на конференциях отдельных экспертов (доклад А. Grantz, AAPG Moscow, 2009 и др.) дают основание предполагать высокие перспективы Канадского потенциально нефтегазоносного бассейна (ПНГБ) и прилегающего континентального склона США и Канады.

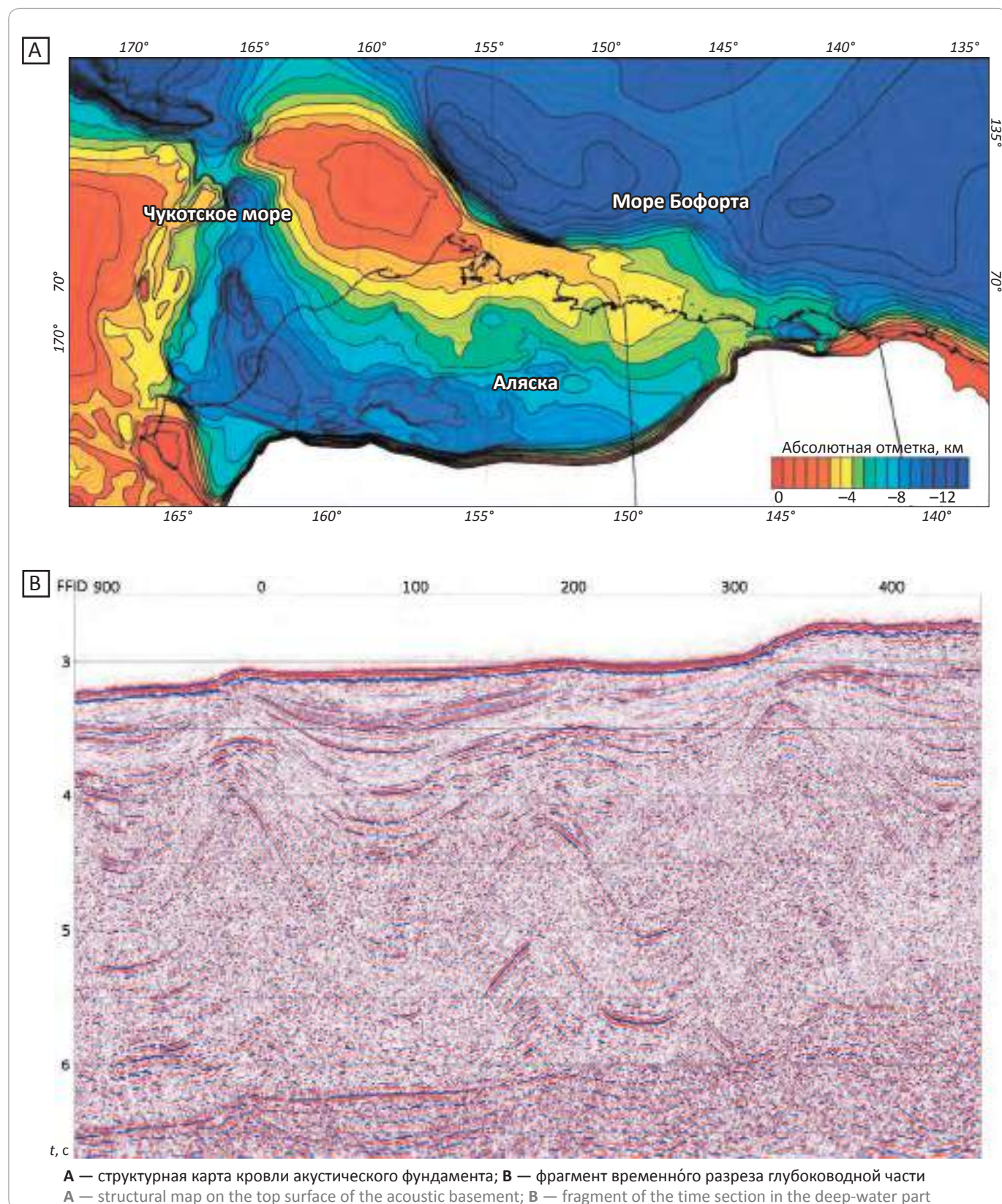
На основе обобщения собранной информации (USGS и др.) можно говорить о наличии высокоперспективного осадочного чехла на всей площади Канадской котловины. Его мощность меняется от 6 км в западной и центральной частях до 12–16 км — в восточной. На рис. 4 приведены фрагмент структурной карты кровли акустического фундамента Северного склона Аляски с прилегающими акваториями Северного Ледовитого океана, построенные автора-

ми статьи с использованием данных ОАО «ДМНГ» (российский сектор) и Геологической службой США (USGS) (сектор США). По данным сейсморазведки USGS, на континентальном склоне северного шельфа Аляски, переходящем в Канадскую котловину, наблюдается ряд сейсмических горизонтов, отображающих потенциально нефтегазоносные крупные валы и поднятия. Для иллюстрации приведен фрагмент временного разреза субмеридионального регионального профиля глубоководной части моря Бофорта с тремя крупными поднятиями (см. рис. 4).

В 2011–2017 гг. на шельфе России по государственным заданиям и заказам ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» отработаны десятки тысяч километров сейсморазведки 2D, а ряд перспективных площадей изучен сейсморазведкой 3D и подготовлен к бурению.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Северный склон Аляски с прилегающими акваториями Арктики
Fig. 4. Alaska northern slope with adjacent Arctic waters



Кроме того, по государственным заданиям, в связи с подготовкой обновленной заявки России на установление внешней границы континентального шельфа в Северном Ледовитом океане, на акваториях Восточного полушария был проведен большой объем мегарегиональных геофизических исследований, включая МОГТ (более 23 тыс. км, см. рис. 3) и ГСЗ (более 4 тыс. км), позволивших изучить структуру основных элементов морского дна Евразийского и Амеразийского бассейнов. Данные МОГТ и ГСЗ позволили доказать наличие продолжения осадочного чехла и континентальной коры от шельфа до подводных возвышенностей — хребта Ломоносова, поднятий Менделеева и Чукотского, и понижений — котловины Подводников и Чукотской впадины в Амеразийском бассейне [21].

Поисково-разведочное бурение

Несмотря на высокий уровень лицензионной активности на шельфе Арктики, в 2011–2017 гг. наблюдается ранее небывалое снижение объемов ГРР, начавшееся, как и на суше, до введения санкций при достаточно высоких ценах на УВ. За 7 лет непосредственно на акваториях пробурено всего 3 скважины: в 2011 г. — в Карском море на морском продолжении Харасавэйского месторождения, в 2014 г. — в Печорском море на Долгинском месторождении и в Карском море на Университетской структуре, на которой открыто новое месторождение «Победа».

В 2010 г. ПАО «Газпром» с побережья п-ова Ямал пробурена горизонтальная скважина на субаквально-ую часть залежи Крузенштернского газоконденсатного месторождения (забой — 4981 м, горизонтальное отклонение — более 3900 м), а в 2017 г. ПАО «НК «Роснефть» проводит бурение с берега п-ова Хара-Тумус Хатангского залива моря Лаптевых первой подобной поисковой скв. Центрально-Ольгинская-1 на Хатангском шельфовом лицензионном участке (плановый забой — 5000 м), которая уже установила наличие УВ в интервале 2305–2363 м. Освоение арктических прибрежных месторождений с берега горизонтальными скважинами экономически и экологически более целесообразно, чем с моря. Об этом свидетельствует опыт освоения Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения и ряда месторождений шельфа Охотского моря и других акваторий мира.

Прогноз зон нефтегазонакопления в Циркумарктическом мегабассейне

Формирование, геологическое строение и потенциальная нефтегазоносность различных крупных нефтегазоносных бассейнов (НГБ), входящих в состав Амеразийского бассейна Северного Ледовитого океана, рассмотрены в работах Н.С. Шатского, И.С. Грамберга, Ю.М. Пушаровского, Л.П. Зоненшайна, Л.М. Нагапова, В.Е. Хаина, Н.А. Богданова, А.Э. Конторовича, Н.П. Лаврова, В.И. Богдавленского, Л.И. Лобковского,

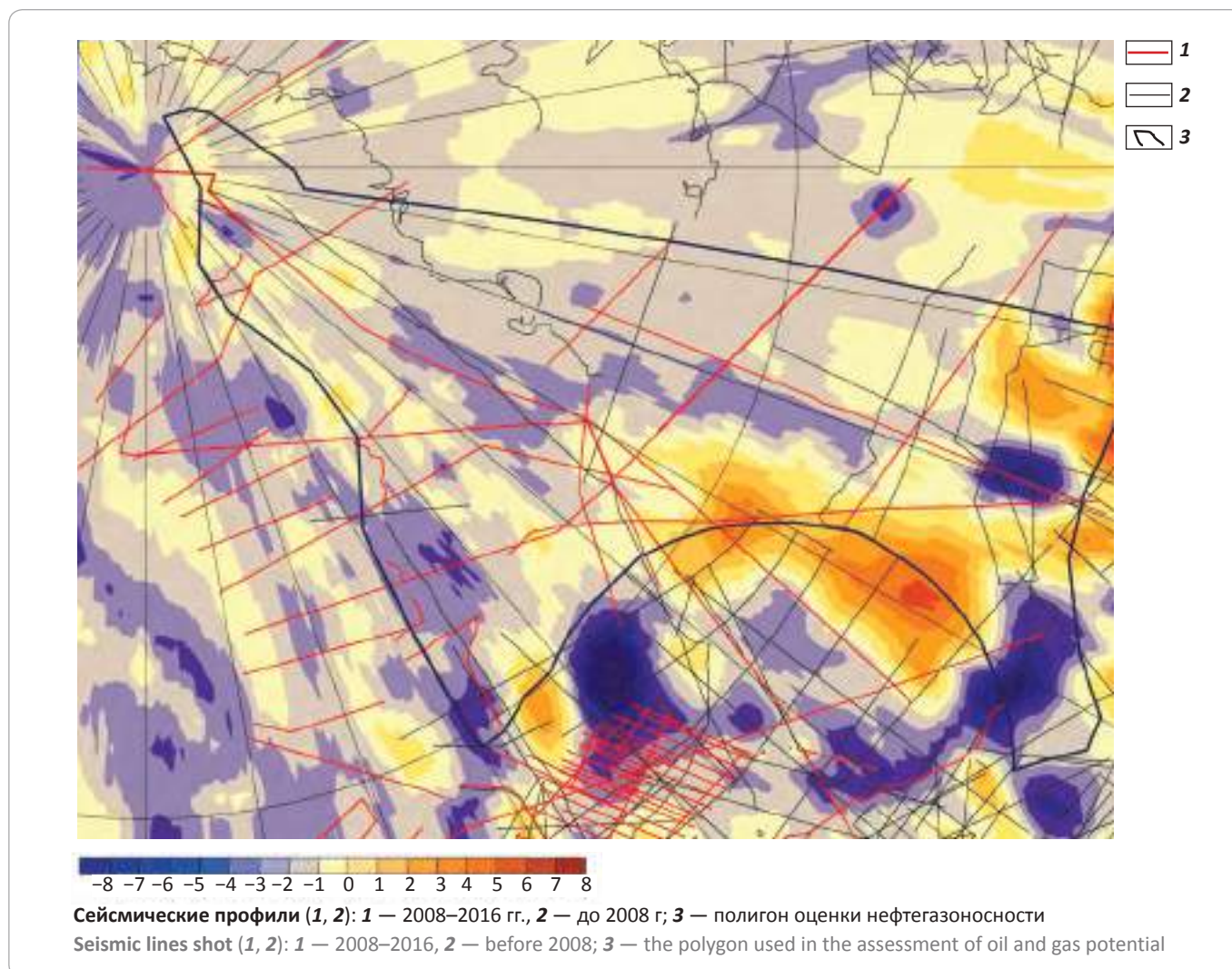
О.В. Петрова, О.И. Супруненко, И.Д. Поляковой, Э.В. Шипилова, В.А. Верниковского, А. Гранца и других исследователей [1, 2, 4, 5, 7–22, 28 и др.].

Наряду с новыми оригинальными материалами, при построении модели акустического фундамента использовались и крупные картографические обобщения ФГБУ «ВСЕГЕИ» и ФГБУ «ВНИИОкеанология» [10, 15, 26, 29]. В ходе сравнительного анализа картографических построений различных организаций на ряде участков Северного Ледовитого океана выявлены многокилометровые различия [3], что вызвано главным образом ограниченным объемом данных сейсморазведки МОГТ и расхождениями в скоростных моделях осадочной толщи, используемых при построениях глубинных разрезов и структурных карт. В частности, мощность осадочного чехла в Новосибирско-Северо-Чукотском потенциально нефтегазоносном бассейне (по данным современной сейсморазведки МОГТ) достигает 15 км, а по данным модели CRUST — в два раза меньше [3]. Различия в построениях ВСЕГЕИ (2009 г.) и ВНИИ Океанологии (2015 г.) на отдельных участках доходят до 8 км (рис. 5). Наибольшие различия наблюдаются в зонах низкой плотности геофизических данных, включая переходные зоны «суша – море». Подобные различия получены на ряде участков акваторий Северной Америки и Евразии.

В результате оценки перспектив нефтегазоносности акваторий Арктики, проведенной Геологической службой США, выделено 33 НГБ и ПНГБ [25, 27, 30]. Абсолютные величины извлекаемых ресурсов нефти и газа акваторий Арктики по всем зарубежным данным отличаются в меньшую сторону от приведенных российскими экспертами в 2–3 раза. По мнению авторов статьи, основным объяснением таких различий является неучет в российских расчетах технической и технологической доступности, а также рентабельности открытых и предполагаемых залежей УВ. Вместе с тем основными по ресурсам справедливо названы следующие НГБ: Западно-Сибирский, Восточно-Баренцевоморский и Северо-Аляскинский (Северный склон Аляски), суммарная доля ресурсов УВ которых составляет 71,3 % газа, 63,04 % конденсата и 45,6 % нефти [25, 27, 30] (в пересчете на нефтяной эквивалент — 64,8 %).

Ресурсы многих глубоководных бассейнов не оценены экспертами USGS и других организаций из-за отсутствия кондиционных геолого-геофизических материалов или оценены очень скромными величинами. По данным ряда публикаций, длительное время перспективы нефтегазоносности гигантской глубоководной Канадской котловины (см. рис. 1), входящей в объединенный Амеразийский бассейн, считались низкими. На рис. 6 приведена схема размещения НГБ и ПНГБ Циркумарктического региона, построенная ранее при обобщении многочисленных материалов в ИПНГ РАН совместно с Геологическим институтом РАН [2]. На этой схеме Канадская котло-

Рис. 5. Различия в построениях карт мощностей осадочного чехла ВСЕГЕИ (2009 г.) и ВНИИОкеанологии (2015 г.)
Fig. 5. Differences in the thickness maps of sedimentary cover compiled by VSEGEI (2009) and VNIIOkeanologia (2015)



вина не была выделена как ПНГБ, что с учетом новых данных некорректно.

Канадский ПНГБ (см. рис. 6) в северной части граничит с хребтами Альфа-Менделеева, в восточной части — с шельфом Канадского Арктического архипелага, на юге примыкает к северной оконечности Аляски, а в западной части ограничивается хребтом Нортуинд и Чукотским плато. Глубина моря в Канадской котловине, по данным GEBCO (General Bathymetric Chart of the Oceans), изменяется от 1,8 до 3,9 км при среднем значении 3,5 км. Котловина имеет кору в основном океанического типа и простирается с севера на юг на 1500–1600 км, а по ширине достигает 1000 км. Мощность коры в основном 10–11 км. На отдельных блоках (на островах, подводных поднятиях и хребтах) кора континентального типа.

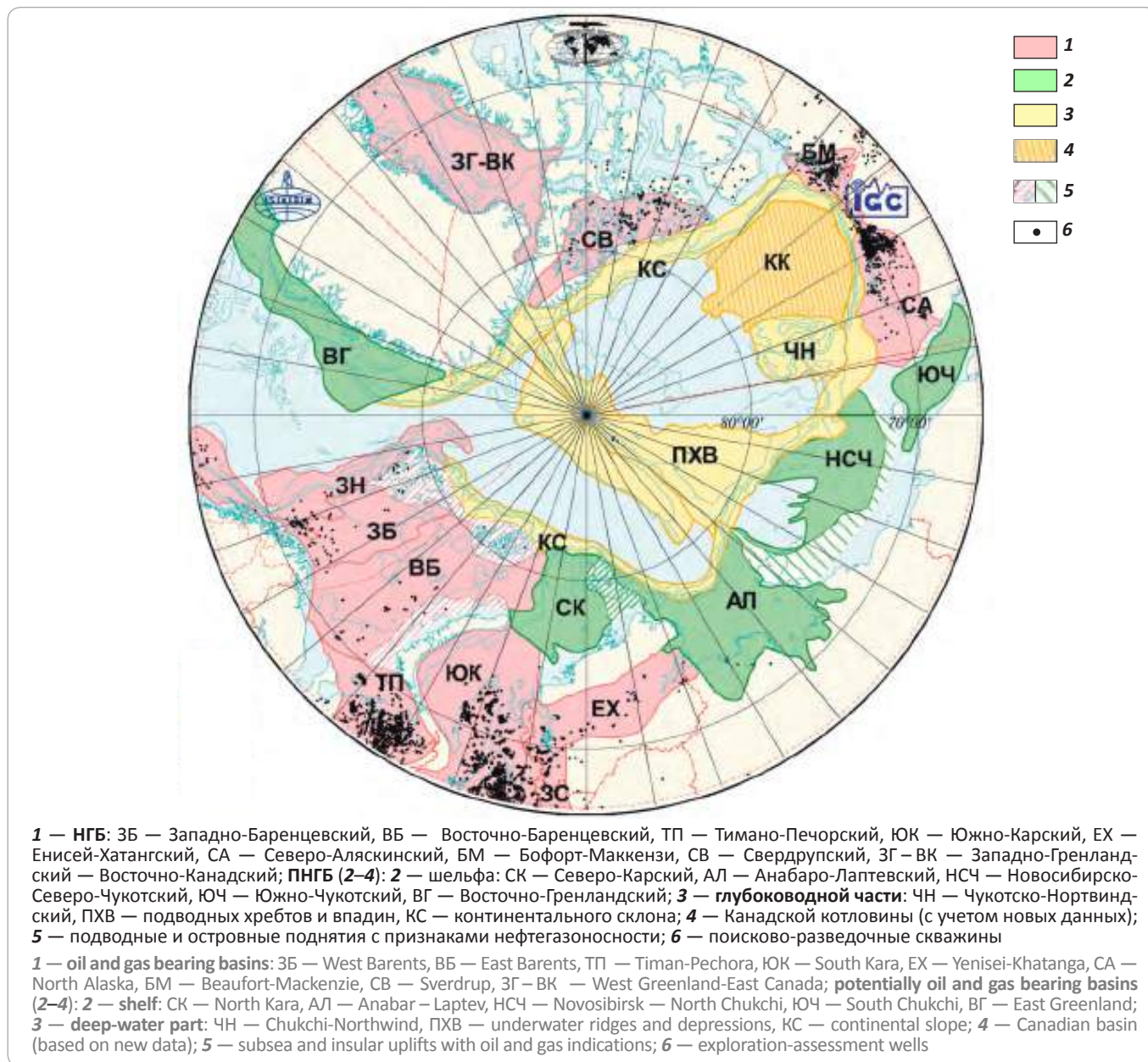
В 1967 и 1969 гг. на северном побережье Аляски на поднятии Барроу были открыты два крупнейших месторождения Северного склона Аляски — Prudhoe

Bay и Kuparuk River с начальными извлекаемыми запасами 1,95 и 0,41 млрд т нефти (геологические запасы — 25 и 5 млрд баррелей) и 750 и 28 млрд м³ газа соответственно, сосредоточенными главным образом в песчаниках триаса. Эти два месторождения содержат основную долю запасов нефти и газа Северного склона Аляски (81 и 75 % соответственно) [12, 22]. Максимальная добыча нефти на месторождении Prudhoe Bay (около 83 млн т) была достигнута в 1987–1988 гг., а на Kuparuk River (17 млн т) — в 1992 г. За 38 лет (1977–2014 гг.) добыто и транспортировано в южном направлении по Трансальяскинскому трубопроводу более 2,5 млрд т нефти [13].

На прилегающей к Аляске акватории моря Бофорта до 2016 г. открыто 22 месторождения со значительно меньшими запасами, чем на суше. Самые крупные из морских месторождений — Endicott (80 млн т нефти) и Point McIntyre (83 млн т нефти и 17 млрд м³ газа). Суммарные начальные

Рис. 6. Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны Арктики (по [2], с дополнениями)

Fig. 6. Oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing basins in the Arctic (after [2], supplemented by the authors)



извлекаемые запасы 22 морских месторождений равны 325 млн т жидких УВ и 190 млрд м³ газа. Нефтегазоносными являются терригенно-карбонатные отложения палеозоя и мезо-кайнозоя, при этом основные запасы приурочены к песчаным отложениям триаса и мела. В 2016 г. при бурении двух поисково-разведочных скважин открыто новое (23-е) месторождение на шельфе Аляски, запасы которого, видимо, превышают открытые ранее, что свидетельствует о больших, еще не исчерпанных, перспективах региона. Добыча нефти на шельфе началась в 1987 г. на месторождении Endicott (оператор BP) и

ведется в настоящее время на 9 месторождениях, в основном с искусственных островов, а также наклонными и горизонтальными скважинами с берега. Накопленная добыча превысила 170 млн т [12].

В итоге исследований USGS ресурсы УВ гигантского Американо-Азиатского бассейна, включающего Канадскую котловину, оценены EIA (Energy Information Administration) в 2009 г. всего в 4,8 % общего нефтяного эквивалента Арктики (3,4% газа и 7,66% жидких УВ) [25, 27]. При этом вероятность открытия коммерческих запасов не превышает 10 %, что вызывает серьезные сомнения. В связи с этим при

мегарегиональных исследованиях ИПНГ РАН для предварительной оценки перспектив нефтегазонасности акваторий Северного Ледовитого океана в качестве первоочередного глубоководного ПНГБ был выбран именно Канадский мегабассейн. ПНГБ Канадской котловины сформировался за счет сноса материала с островов Канадского архипелага, Северного склона Аляски, подводных поднятий и хребтов. По аналогии с разрезами соседних НГБ — Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи и Свердруп (см. рис. 6), в которых проведен большой объем ГРП (см. рис. 3), а также по материалам сейсморазведки в разрезе Канадской котловины можно прогнозировать терригенные (песчано-глинистые) и карбонатные отложения, т. е. потенциальные коллекторские толщи, флюидоупоры и нефтегазоматеринские толщи, которые были обнаружены в отложениях юры, мела и кайнозоя перечисленных НГБ, где из этих отложений получены промышленные притоки нефти и газа [2].

Большая мощность осадочных пород в Канадской котловине обусловлена сравнительно длительным геологическим развитием бассейна и большой водосборной площадью. Для бассейна характерны высокая скорость накопления осадков, а в отдельные периоды геологической истории — лавинная седиментация. По сейсмическим данным в геологическом разрезе котловины отмечены многочисленные проявления разломной тектоники (разломы, сбросы, участки со стратиграфическим и угловым несогласием) и рифтогенеза, что, несомненно, способствовало образованию структурных и неструктурных ловушек, наблюдаемых на временных разрезах МОГТ. Значительную мощность осадочного чехла с хорошо развитыми (по пластовым скоростям) зонами катагенеза также можно рассматривать как благоприятный фактор для обширных зон нефтегазонакопления. Кроме того, по аналогии с НГБ Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи и Свердруп, где нефтегазоматеринские толщи юры–мела–кайнозоя характеризуются высокими значениями показателя общего органического углерода $C_{орг}$ (в среднем 2–3 %, местами до 5 %) и водородного индекса HI (170 мг УВ/г $C_{орг}$) [2], можно прогнозировать столь же высокие значения $C_{орг}$ и HI для нефтегазообразующих материнских толщ и в Канадской котловине. Все эти благоприятные геологические факторы позволяют высоко оценить перспективы нефтегазонасности Канадской котловины. Однако для получения однозначных представлений с соответствующими картографическими построениями были проведены специальные исследования.

При анализе перспектив ПНГБ Канадской котловины особое внимание было уделено изучению катагенеза ОВ осадочных пород. Для этого была создана база данных по отражательной способности витринита (R_o), характеризующей степень катагенеза осадочных пород по ряду НГБ Арктики, в том числе НГБ Баренцева, Печорского и Карского морей

(Россия и Норвегия), Северного склона Аляски и Бофорт-Маккензи для акваторий морей Чукотского и Бофорта (США и Канада).

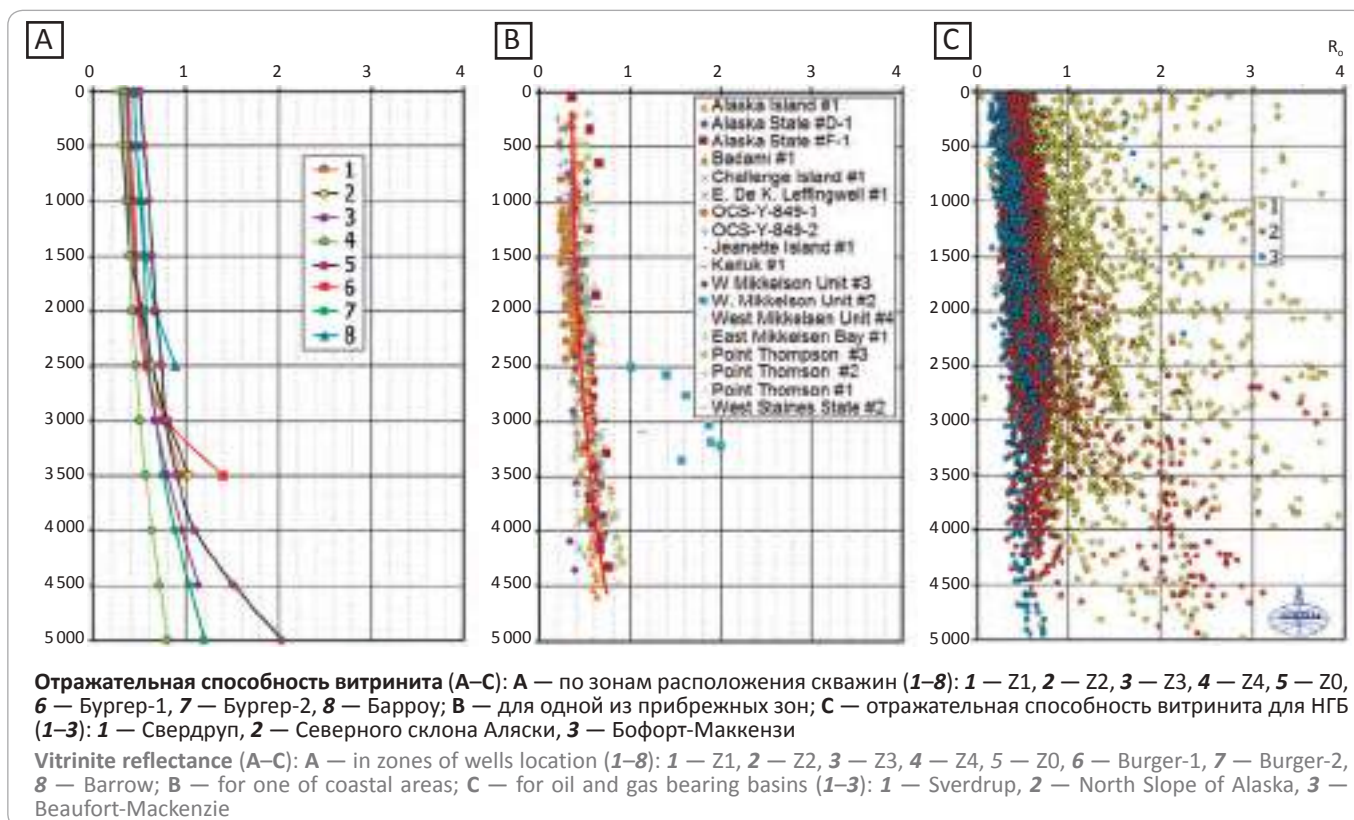
В качестве примера характера изменений и объема собранных данных R_o (14000 значений) для НГБ Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи, Свердруп и других бассейнов Западного полушария приведем рис. 7А, включающий 7765 значений R_o (в том числе по указанным НГБ — 2606, 546 и 4613 соответственно). При этом основными источниками данных являлись материалы USGS и отчеты о бурении различных компаний. Значения R_o изменяются в широком диапазоне, в основном от 0,2 до 4,0 % (в некоторых случаях для НГБ Свердруп — до 6,0 %), что свидетельствует о тектонодинамическом и термобарическом режимах разных структурных зон (см. рис. 7А). Высокие значения R_o соответствуют поднятиям консолидированных метаморфизованных пород в районах островов и на ряде площадей суши Аляски, а также переотложенным породам. Основной массив R_o сосредоточен в достаточно узком окне — 1,0–1,5 %.

В ходе сортировки собранных данных R_o с учетом структурно-тектонического строения рассматриваемого региона было выделено восемь зон, в которых значения R_o изменяются по специфическим закономерностям. В частности, на рис. 7В приведена база данных R_o и усредняющая их линия для одной из прибрежно-морских зон, а на рис. 7С — сводный график из восьми усредняющих линий, построенных для восьми различных зон шельфа морей Чукотского и Бофорта, включая зону газового месторождения Burger, открытого компанией Shell при бурении скв. Burger-1 (забой 2500 м) в 1989–1990 гг. в 140 км к северо-западу от Аляски в Чукотском море (глубина дна 45 м) и являющегося основным объектом ГРП компании Shell в 2012 и 2015 гг.

При бурении скв. Burger-1 из нижнемеловых песчаников (глубина 610 и 1695 м) были получены промышленные притоки газа, а в отложениях юры и триаса вскрыты пласты с нефтегазопоявлениями. Анализ изотопного состава углерода метана нижнего интервала показал его термогенный генезис ($\delta^{13}C = -37... -39 ‰$). Первоначально возможные извлекаемые запасы скв. Burger-1 оценивались в широком диапазоне — 200–770 млрд m^3 газа и 54–190 млн т жидких УВ. В 2012 г. при ГРП, проводимых Shell, во время буксировки была выведена из строя буровая установка Kulluk. В 2015 г. была пробурена скв. Burger-J с забоем 2073 м, не принеся значимых результатов. Общие затраты Shell на нефтегазопроисковые работы в пределах арктического шельфа Аляски составили около 7 млрд долл. США (включая тендерные платежи за лицензионные участки).

По северной части Норвежского и западной части Баренцева морей (рис. 8А) имеется гораздо больше информации об R_o (4262 значений Норвежского нефтяного директората), чем по восточной части

Рис. 7. Отражательная способность витринита для НГБ Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи и Свердруп
Fig. 7. Vitritine reflectance for the North Slope of Alaska, Beaufort-Mackenzie and Sverdrup oil and gas bearing basins



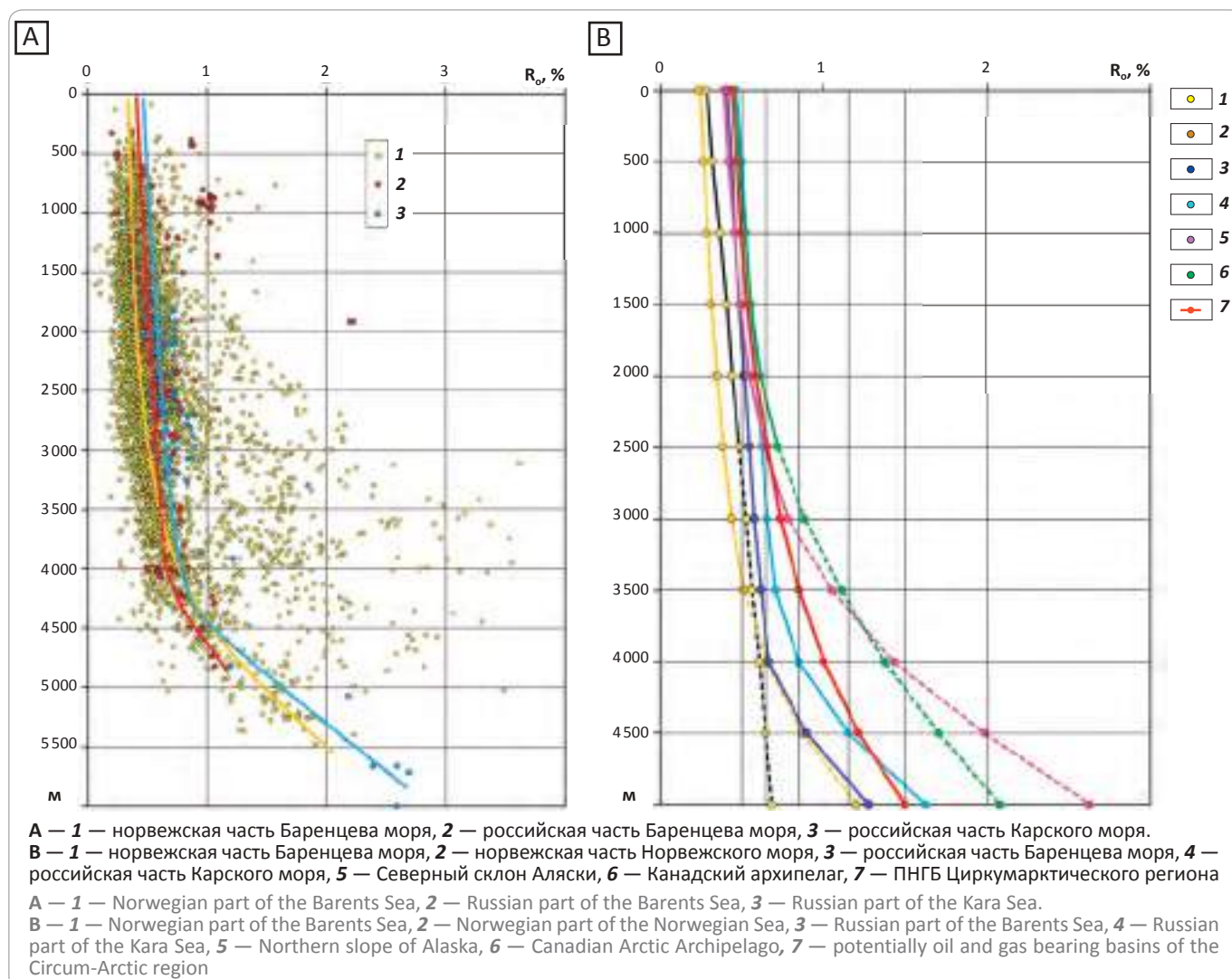
Баренцева моря и южной части Карского моря с прилегающей сушей полуостровов Ямал и Гыданский (см. рис. 8А: Баренцево и Карское море, российская часть — 220 и 112 значений). Отражательная способность витринита в мезозойских отложениях имеет гораздо меньший градиент роста с глубиной, чем в палеозойских. Широкий спектр его значений в палеозое, видимо, обусловлен переотложением более древних пород.

На следующем этапе по созданной модели строения акустического фундамента была построена карта катагенеза пород нижней части осадочного чехла Западного и Восточного полушарий. Отдельные элементы этой карты для НГБ прибрежных зон, для которых существует большое число скважин и данных по R_0 , полученных при анализе керн, строились именно по этим данным. Для глубоководной части региона Канадской котловины, а также других соседних бассейнов, где скважины отсутствуют (котловина Подводников, Нансена, Амундсена и др.), использовались осредненные значения R_0 по всему региону с учетом особенностей наиболее близких зон (НГБ). На рис. 8В приведены сводные осредненные зависимости R_0 для разных НГБ Арктики и прогнозная зависимость для мезо-кайнозойских ПНГБ Циркумарктического региона (рис. 8В — ПЦА), составленная при осреднении соответствующих

значений R_0 по НГБ Северного склона Аляски, Канадского архипелага и южной части Карского моря (рис. 8В — ССА, КА и КМ). При этом данные по этим зонам использовались с большими весами, так как они находятся ближе к ПНГБ. Примененный подход для прогнозирования R_0 для ПНГБ справедлив на первом (низком) уровне геoinформационного обеспечения с учетом схожести геологического строения и истории формирования осадочного чехла НГБ и ПНГБ Северного Ледовитого океана, а также небольших различий (до 16%), осредненных по акваториям значений современного теплового потока от общего для всего Северного Ледовитого океана, составляющего $62,1 \text{ мВт/м}^2$ (без моря Лаптевых). В море Лаптевых наблюдается аномально высокий тепловой поток — $93,61 \text{ мВт/м}^2$ (на 45% выше среднего), обусловленный близостью коры океанического типа и процессами спрединга по хребту Гаккеля. Но, даже с учетом моря Лаптевых, среднее значение теплового потока составляет $64,7 \text{ мВт/м}^2$, а отклонения его значений от среднего не превышают 20%. Тепловой поток Берингова и Охотского морей на 9–23% выше, чем среднее для Северного Ледовитого океана, что объясняется повышенной тектонической и вулканической активностью зоны субдукции северо-западной и северной частей Тихоокеанского огненного кольца.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 8. Отражательная способность витринита для НГБ Баренцева и Карского морей (А) и обобщенные зависимости для разных НГБ Циркумарктического региона (В)
Fig. 8. Vitrinite reflectance for oil and gas bearing basins of Barents and Kara seas (A) and generalized relationships for various oil and gas bearing basins of the Circum-Arctic region (B)

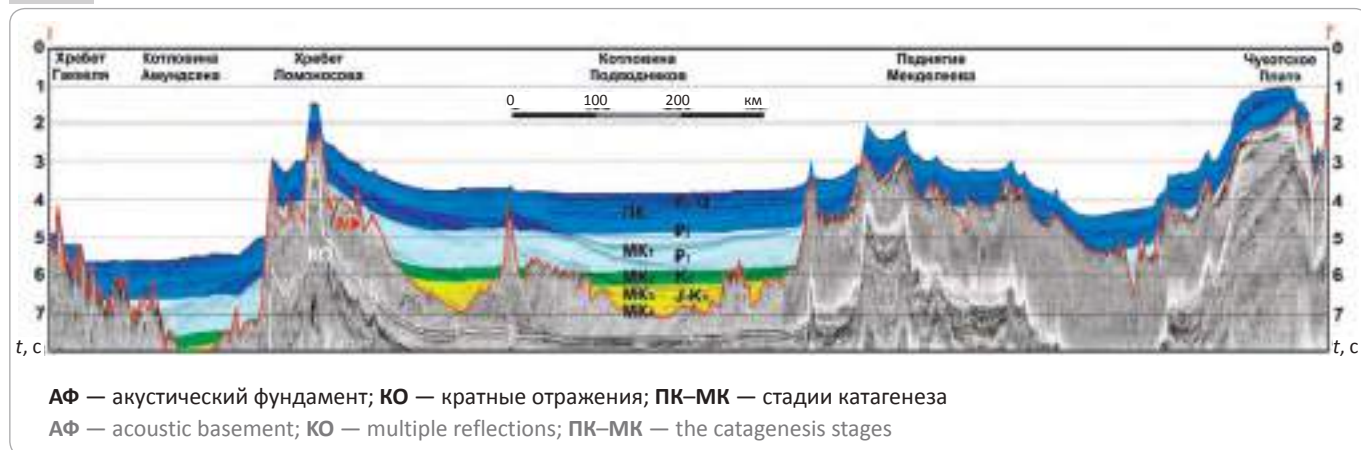


В 2016 г. были составлены карты катагенеза нижней части седиментационного мегабассейна для Восточного полушария Циркумарктического региона, включающего известные НГБ с открытыми месторождениями: Западно-Баренцевский, Восточно-Баренцевский, Тимано-Печорский, Южно-Карский, Енисей-Хатангский и ПНГБ: Северо-Карский, Анабаро-Лаптевский, Новосибирско-Северо-Чукотский (см. рис. 6). Надежность структурных построений, зависящая от изученности сейсморазведкой МОГТ, и доступность для освоения этих бассейнов очень сильно отличаются. Однако, несмотря на это, на значительную часть перспективных акваторий выданы лицензии (см. рис. 2). Исключение составляют только зоны котловин Нансена и Подводников, а также северная часть Новосибирско-Северо-Чукотского бассейна, относящиеся к внешней границе

континентального шельфа пока еще не определенного статуса (см. рис. 6).

По ряду сейсмопрофилей МОГТ, отработанных по заказу Федерального агентства по недорользованию-Роснедра и имеющихся в базе данных ИПНГ РАН, выполнен анализ катагенеза осадочной толщи, слагающей основные бассейны и поднятия. При этом был осуществлен пересчет R_o из глубинной шкалы во временную с учетом пластовых скоростей, изменяющихся с глубиной от 1,7 до 3,5 км/с. На рис. 9, 10 приведены примеры, иллюстрирующие изменения катагенеза вдоль сводного временного разреза МОГТ (58, 5565) по мегарегиональному профилю длиной около 1500 км ОАО «Государственный научно-исследовательский навигационно-гидрографический институт» (ГНИНГИ) и ОАО «Севморгео» (экспедиции «Арктика-2011» и

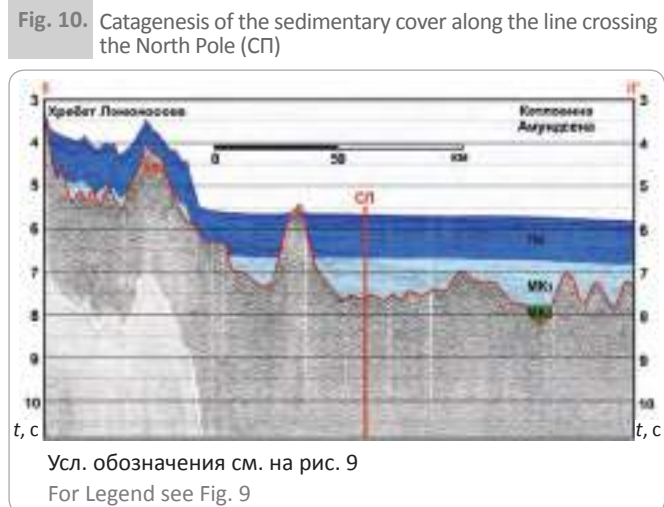
Рис. 9. Катагенез осадочного чехла вдоль сводного мегарегионального временного разреза МОГТ
Fig. 9. Catagenesis of the sedimentary cover along the composite megaregional CDP time section



«Арктика-2012») и профиля AR14-39A длиной 270 км через Северный полюс ОАО «МАГЭ» («Арктика-2014») [16]. Временные разрезы сводного регионального профиля (см. рис. 9) построены по данным 6-кратного профилирования МОГТ с длиной сейсмокося 600 м. Сводный профиль начинается с хребта Гаккеля и пересекает с запада на восток котловину Амундсена, хребт Ломоносова, котловину Подводников, поднятие Менделеева и Чукотское плато. В связи с отсутствием глубоких скважин в районе расположения профилей, стратиграфическая приуроченность в основном мезо-кайнозойского осадочного комплекса задана с учетом информации о строении известных НГБ и результатов бурения вблизи Северного полюса на широте около 88° , на хребте Ломоносова, в 2004 г. во время экспедиции IODP-302 ACEX (Arctic Coring Expedition), вскрывшего при забое около 500 м разрез глинистых отложений кайнозоя, несогласно залегающих на консолидированных породах верхнего мела. По приведенным разрезам видно, что осадочные толщи в котловинах Амундсена и Подводников значительно более нефтегазоперспективны (стадии катагенеза МК₁–МК₄), чем в котловине Амундсена в районе Северного полюса, где мощность отложений не превышает 2,0–2,5 км, а стадии катагенеза — в основном ПК и МК₁.

Во многих бассейнах Циркумарктического региона, включая котловины Подводников и Амундсена (см. рис. 1), по акустическому фундаменту выделяются многочисленные погребенные горстообразные объекты, подобные по размерам, форме и термобарическим условиям залегания нефтегазоносным объектам в кристаллическом фундаменте вьетнамского шельфа Южно-Китайского моря, в которых открыты и успешно разрабатываются крупные месторождения нефти — Белый Тигр, Дракон и многие другие [6]. Исследования этих объектов проводились авторами статьи в 2015 г. по программе ОНЗ РАН «Глубокие горизонты». На примере Кыулонгского и Южно-Коншонского НГБ можно с высокой степенью

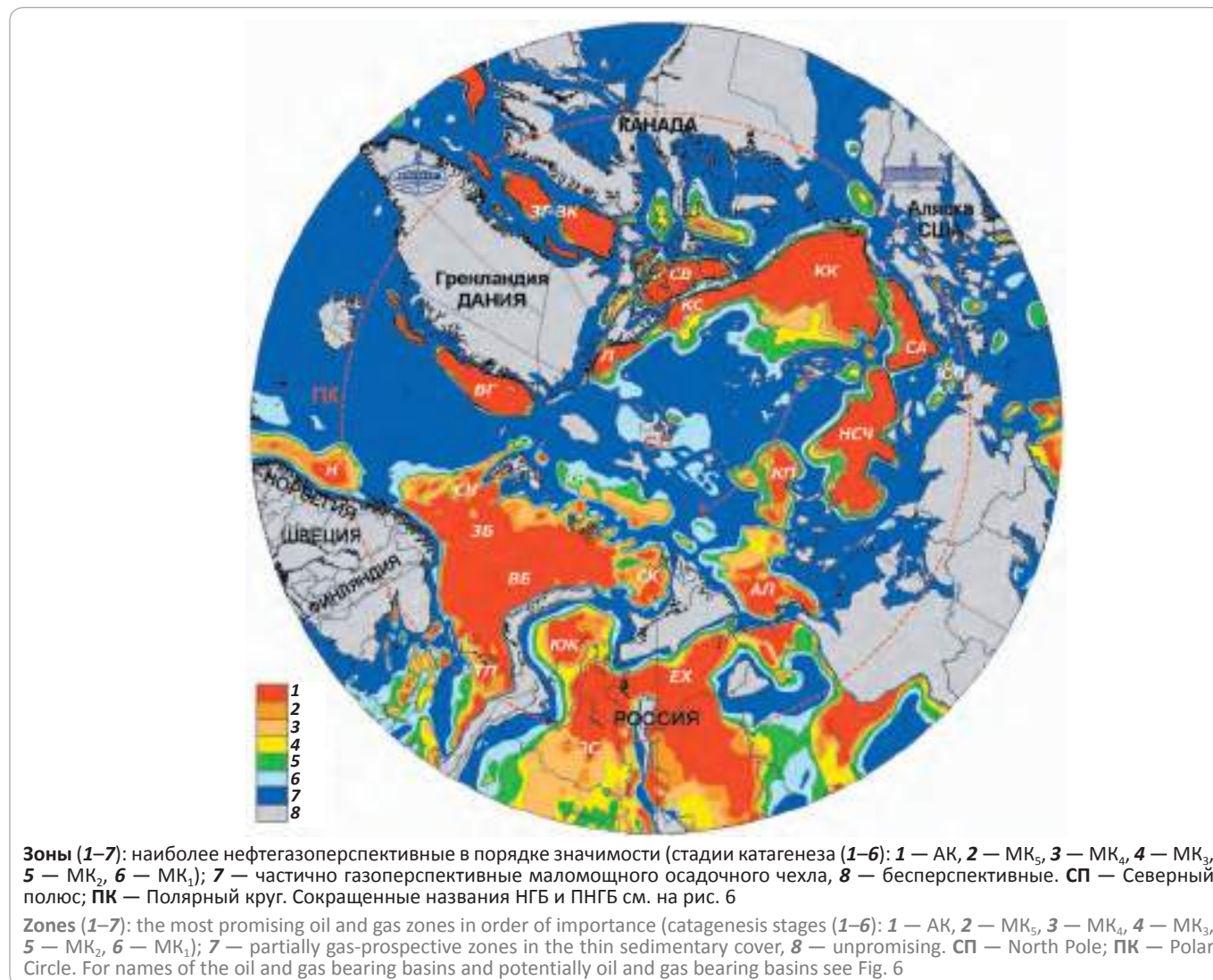
Рис. 10. Катагенез осадочного чехла по профилю, пересекающему Северный полюс (СП)
Fig. 10. Catagenesis of the sedimentary cover along the line crossing the North Pole (СП)



вероятности ожидать для ПНГБ Циркумарктического региона наиболее крупные месторождения нефти в резервуарах фундамента трещинного и порового типов. В связи с этим на основе полученного опыта целесообразно проведение исследований по выявлению наиболее перспективных зон в консолидированном фундаменте Арктики.

Карта катагенеза нижней части осадочного чехла всего Циркумарктического мегарегиона до широты 60° построена по сводной мегарегиональной модели строения акустического фундамента (рис. 11). На ней четко выделяются все известные НГБ и ПНГБ суши и акваторий Северного Ледовитого океана, включая котловины Нансена, Подводников и Канадскую, континентального склона и шельфа Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи, Свердруп, Южно-Чукотского, Новосибирско-Северо-Чукотского (с прогибом Вилькитского), Баренцевского, Южно-Карского, Северо-Карского и др. В этих НГБ и ПНГБ осадочные породы нижней части

Рис. 11. Катагенез нижней части седиментационного мегабассейна Циркумарктического региона
Fig. 11. Catagenesis in the lower part of the Circum-Arctic sedimentary megabasin



седиментационного бассейна находятся в зонах мезо- и апокатагенеза (МК и АК). Это позволяет сделать вывод о практически повсеместном наличии в осадочных отложениях интервалов в нефтяных и газовых окнах генерации УВ. При этом главная зона нефтеобразования (нефтяное окно), соответствующая грациям катагенеза МК₁–МК₃ ($R_0 = 0,5–1,15$), в рассматриваемом регионе находится в среднем диапазоне глубин 1,2–4,0 км от дна, или около 4,8–7,5 км от поверхности моря (при средней глубине дна 3,5 км).

На основе построений (см. рис. 11) хорошо видно, что ПНГБ Южно-Чукотский, Новосибирско-Северо-Чукотский, котловины Подводников и Канадской являются нефтегазоперспективными, как и перечисленные НГБ, в которых уже открыты многочисленные месторождения УВ. Очевидно, что за счет миграции УВ из краевых частей котловин (Канадской,

Подводников и Нансена) значительно увеличиваются перспективы обнаружения промышленных залежей на континентальном склоне на удаленностях от границы шельфа до 50–150 км.

Во многих регионах мира открыты сотни месторождений УВ в резервуарах кристаллического и консолидированного фундамента. Открытие на норвежском шельфе в 2011 г. нефтяного месторождения Tellus-Luno в каледонских гранитоидах дополнительно расширяет стратиграфический диапазон поисковых работ в Циркумарктическом регионе и во всем Мировом океане. В связи с этим возникла идея выделения перспективных зон в фундаменте шельфа Арктики.

На основе результатов исследований нефтегазности кристаллических пород фундамента Южно-Китайского моря (месторождения Белый Тигр, Дракон и др.), полученных ИПНГ РАН в 2015–2016 гг.,

Рис. 12. Схема размещения зон потенциальной нефтегазоносности кристаллического и консолидированного фундамента шельфа и сопредельной суши Восточного полушария Арктики

Fig. 12. Schematic location map of potential oil and gas bearing zones of the crystalline and consolidated shelf basement and adjacent land in the Eastern Hemisphere of the Arctic



были выработаны геолого-геофизические критерии поиска подобных объектов, в основе которых лежит теория органического происхождения УВ в нефтегазоматеринских толщах седиментационных бассейнов [6]. В зонах их прямого контакта с аномально высокими пластовыми давлениями с резервуарами в поднятиях (выступах) фундамента возможен переток («закачивание») УВ из осадочных отложений в фундамент с формированием промышленных залежей, экранированных низкопроницаемыми глинистыми породами. Более 10 месторождений в фундаменте шельфа Южного Вьетнама имеют подобные геологические условия и могут служить эталонными объектами. Совокупность критериев формализована в виде программно-алгоритмического решения, успешно оттестированного на этих объектах, после чего подобным образом анализировались геологические материалы по шельфу и сопредельной суше Арктики.

На рис. 12 приведена схема потенциальной нефтегазоносности кристаллического и консолидированного фундамента Восточного полушария Арктики. Основными допущениями являются наличие в фундаменте резервуара и покрышек в осадочном чехле, препятствующих вертикальной миграции УВ. В связи с этим зоны обнажений фундамента на поверхности Земли и морского дна являются бесперспективными. Из-за крайне ограниченной плотности сейсмопрофилей МОГТ в глубоководной части Северного Ледовитого океана (зона недостатка

информации) результаты анализа глубоководной части (более 1000 м) на данном этапе работы исключены как наименее достоверные. Вероятно, перспективными являются прибрежные зоны Кольского полуострова, свод Федьинского, Адмиралтейский вал и ряд других поднятий фундамента на акваториях России и Норвегии. Дополнительное ранжирование выделенных зон по степени перспективности возможно на основе переобработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ.

Заключение

В результате комплексных исследований можно сделать выводы о высоких перспективах ПНГБ Южно-Чукотского, Новосибирско-Северо-Чукотского, Северо-Карского, Анабаро-Лаптевского, Восточно-Гренландского, Линкольна и других шельфов, котловин Канадской, Подводников и Нансена, а также континентального склона. Осадочные породы низов седиментационного бассейна чехла на большей части акваторий рассмотренных ПНГБ находятся в зонах мезо- и апокатагенеза, что позволяет уверенно говорить о практически повсеместном наличии интервалов осадочных пород в нефтяных и газовых окнах генерации УВ. Около половины акваторий Арктики с небольшой мощностью осадочного чехла (до 1–2 км) имеют перспективы обнаружения только газовых месторождений. Кроме того, впервые выявлен ряд зон потенциальной нефтегазоносности кристаллического и консолидированного фундамента.

С учетом сложной ледовой обстановки и того, что современные опробованные технологии и технические средства позволяют осваивать глубины лишь до 3 км (с 2010 г. Tobago/Perdido в Мексиканском заливе), а глубина дна в котловинах Канадская, Подводников и Нансена достигает 3–4 км при среднем значении 3,5 км, можно утверждать, что основные ресурсы нефти и газа в указанных ПНГБ и большинстве перспективных зон фундамента будут доступны для освоения только через несколько десятилетий. Очевидно, что до этого должно начаться широкомасштабное освоение высокоперспективных отложений прилегающего шельфа НГБ Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи, Свердруп, Баренцевского, Южно-Карского и ПНГБ Северо-Карского, Анабаро-Лаптевского, Южно-Чукотского, Восточно-Гренландского, Линкольна и других, а также континентального склона. Разработка ресурсов УВ этих районов является более рентабельной за счет меньших глубин дна и удалений от береговой инфраструктуры, однако сдерживается сложными природно-климатическими условиями Арктики и несовершенством современных технологий и технических средств. Кроме того, в настоящее время отсутствуют эффективные технологии ликвидации нефтяных разливов в ледовых условиях.

Полученные результаты способствуют реализации «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» (пп. 11-а, 11-б, 14-г, 14-д, 18-д, 31-а, 33) и «Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2013–2020 годы» (п. 73) для обеспечения устойчивого развития нефтегазового комплекса и повышения энергетической безопасности и обороноспособности России.

Результаты работы неоднократно докладывались на совещаниях в Госдуме, Совете Федерации ФС РФ, Совете Безопасности РФ и на ряде международных и всероссийских конференциях и форумах, включая «Арктика: нефть и газ 2015», «Дни Арктики в Москве» (2016), V и VI Международные форумы «Арктика: настоящее и будущее» (Санкт-Петербург, 2015 и 2016), VIII Всероссийском съезде геологов (2016) и др.

Работа выполнена при поддержке программы фундаментальных исследований Президиума РАН «Поисковые фундаментальные научные исследования в интересах развития Арктической зоны Российской Федерации» по теме «Прогноз зон нефтегазоаккумуляции и крупных месторождений на глубоководных участках Циркумарктического мегабассейна».

Литература / References

1. Богданов Н.А. Тектоника Арктического океана // Геотектоника. – 2004. – № 4. – С. 21–42.
Bogdanov N.A. Tectonics of Arctic Ocean. Geotektonika. 2004;(4):21–42.
2. Богоявленский В.И., Полякова И.Д., Будагова Т.А., Богоявленский И.В. Геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность акваторий Циркумарктического сегмента Земли // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 45–58.
Bogoyavlensky V.I., Polyakova I.D., Budagova T.A., Bogoyavlensky I.V. Geological and geophysical study and Circum-Arctic sea areas of Earth oil and gas potential. Geologiya nefi i gaza. 2011;(6):45–58.
3. Богоявленский В.И., Никонов Р.А. Оценка перспектив применения модели CRUST для изучения строения и нефтегазоносности акваторий Арктики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 32–37.
Bogoyavlensky V.I., Nikonov R.A. Feasibility evaluation of using the CRUST model for studying the structure and oil and gas potential of the Arctic seas. Geologiya, geofizika i razrabotka nefnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. 2014;(9):32–37.
4. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Никонов Р.А., Шустер В.Л. Перспективы нефтегазоносности Канадской глубоководной котловины [Электронный ресурс] // Арктика — нефть и газ 2015: сб. материалов Всероссийской конференции. – DVD. – 4 с.
Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Nikonov R.A., Shuster V.L. Oil and gas possibilities of the Canadian deep-water basin. Arktika — nefi i gaz 2015: sb. materialov Vserossijskoj konferencii. DVD. 4 p.
5. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Никонов Р.А., Шустер В.Л. Перспективы нефтегазоносности Канадской глубоководной котловины и сопредельных акваторий Северного Ледовитого океана // Арктика: экология и экономика. – 2015. – № 4. – С. 57–65.
Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Nikonov R.A., Shuster V.L. Oil and gas possibilities of the Canadian deep-water basin and the Arctic Ocean adjacent areas. Arktika: ekologiya i ekonomika. 2015;(4):57–65.
6. Богоявленский В.И., Дзюбло А.Д., Иванов А.Н., Богоявленский И.В., Никонов Р.А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента шельфа Вьетнама: Белый Тигр и Дракон // Геология нефти газа. – 2016. – № 5. – С. 100–113.
Bogoyavlensky V.I., Dzyublo A.D., Ivanov A.N., Bogoyavlensky I.V., Nikonov R.A. Oil and gas potential of the crystalline basement of the Vietnam sea shelf: White Tiger and Dragon. Geologiya nefi i gaza. 2016;(5):100–113.
7. Грамберг И.С., Кулаков Ю.Н., Погребицкий Ю.Е., Сороков Д.С. Арктический нефтегазоносный супербассейн // Нефтегазоносность Мирового океана. – Л. : ПГО «Севморгеология», 1984. – С. 7–21.
Gramberg I.S., Kulakov Yu.N., Pogrebitsky Yu.E., Sorokov D.S. The Arctic oil and gas super-basin. Neftegazonosnost Mirovogo okeana. Leningrad: PGO "Sevmorgeologiya"; 1984. pp. 7–21.

8. Грамберг И.С., Погребицкий Ю.Е. Геодинамическая система, глубинное строение и структурная эволюция Северного Ледовитого океана // Эволюция геологических процессов в истории Земли. – М. : Наука, 1993. – С. 146–158.
Gramberg I.S., Pogrebitsky Yu.E. Geodynamic system, deep structure and structural evolution of Arctic Ocean. In: N.P. Laverov, ed. Evolyuciya geologicheskikh processov v istorii Zemli. Moscow: Nauka; 1993. pp. 146–158.
9. Зоненшайн Л.П., Натанов Л.М. Тектоническая история Арктики // Актуальные проблемы геотектоники. – М. : Наука, 1987. – С. 31–57.
Zonenshain L.P., Natapov L.M. Tectonic history of the Arctic. Aktualnye problemy geotektoniki. Moscow: Nauka; 1987. pp. 31–57.
10. Иванов В.Л., Каминский В.Д., Поселов В.А., Супруненко О.И., Смирнов О.Е. Предпосылки нефтегазоносности «расширенного» юридического шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане // Арктика: экология и экономика. – 2016. – № 2. – С. 14–23.
*Ivanov V.L., Kaminskiy V.D., Poselov V.A., Suprunenko O.I., Smirnov O.E. Preconditions for oil and gas presence in the "extended" legal Arctic Ocean shelf of the Russian Federation *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2016;(2):14–23.*
11. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы УВ шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
*Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtein L.M., Kaminsky V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prishchepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. Geology and HC resources of Russian Arctic offshore and their development prospects. *Geologiya i geofizika*. 2010;51(1):7–17.*
12. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Сейсморазведка и освоение морских месторождений нефти и газа Арктики Западного полушария // Арктика: экология и экономика. – 2011. – № 3. – С. 16–27.
*Laverov N.P., Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Seismic exploration for and development of offshore oil and gas fields in the Arctic of the Western Hemisphere. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2011;(3):16–27.*
13. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Углеводороды Арктической зоны Российской Федерации в мировой нефтегазовой индустрии // Арктические ведомости. – 2015. – Т. 14. – № 3. – С. 46–53.
*Laverov N.P., Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Hydrocarbons of the Russian Arctic zone in the World oil and gas industry. *Arkticheskie Vedomosti*. 2015;14(3):46–53.*
14. Лобковский Л.И., Вержбицкий В.Е., Кононов М.В. Шрейдер А.А., Гарагаш И.А., Соколов С.Д., Тучкова М.И., Котелкин В.Д., Верниковский В.А. Геодинамическая модель эволюции арктического региона в позднем мезозое–кайнозое и проблема внешней границы континентального шельфа России // Арктика: Экология и экономика. – 2011. – № 1. – С. 104–115.
*Lobkovsky L.I., Verzhbitsky V.E., Kononov M.V., Shreider A.A., Garagash I.A., Sokolov S.D., Tuchkova M.I., Kotelkin V.D., Vernikovskiy V.A. Geodynamic model of the Arctic region evolution in the Late Mesozoic – Cenozoic times and the problem of the outer boundary of the Russia continental shelf. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2011;(1):104–115.*
15. Петров О.В., Смелрор М. Сотрудничество геологических служб приарктических государств в изучении Арктики // Арктические ведомости. – 2015. – № 1–2. – С. 22–27.
*Petrov O.V., Smelror M. Cooperation of geological services of the Arctic states in the Arctic study *Arkticheskie Vedomosti*. 2015;(1-2):22–27.*
16. Пуцаровский Ю.М. Тектоника Северного Ледовитого океана // Геотектоника. – 1976. – № 2. – С. 3–14.
*Pushcharovskiy Yu.M. Tectonics of the Arctic Ocean. *Geotektonika*. 1976;(2):3–14.*
17. Рекант П.В., Петров О.В., Кашубин С.Н., Рыбалка А.В., Винокуров И.Ю., Гусев Е.А. История формирования осадочного чехла глубоководной части арктического бассейна по данным сейсмических исследований МОВ-ОГТ // Региональная геология и металлогения. – 2015. – № 64. – С. 11–27.
*Rekant P.V., Petrov O.V., Kashubin S.N., Rybalka A.V., Vinokurov I.Yu., Gusev E.A. Sedimentary cover formation history in the deep-water part of the Arctic basin according to the CDP seismic reflection method data. *Regional geology and metallogeny*. 2015;(64):11–27.*
18. Хаин В.Е. Региональная геотектоника. Океаны. Синтез. – М. : Недра, 1985. – 292 с.
Khain V.E. Regional geotectonics. Oceans. Synthesis. Moscow: Nedra; 1985. 292 p.
19. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. – М. : Научный мир, 2001. – 606 с.
Khain V.E. Tectonics of the continents and oceans. Moscow: Nauchniy mir; 2001. 606 p.
20. Хаин В.Е., Филатова И.Н., Полякова И.Д. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности восточно-арктических морей и их континентального обрамления // Труды геологического института. – Вып. 601. – М. : Наука, 2009. – 227 с.
*Khain V.E., Filatova I.N., Polyakova I.D. Tectonics, geodynamics and oil and gas potential of the East Arctic seas and their continental framing. *Trudy geologicheskogo instituta*. Issue 601. Moscow: Nauka, 2009. 227 p.*
21. Частичное пересмотренное представление Российской Федерации в комиссию по границам континентального шельфа в отношении континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане. Резюме [Электронный ресурс] // Официальный сайт Комиссии по границам континентального шельфа. – МПР РФ, 2015. – 37 с. – Режим доступа: http://www.un.org/depts/los/clcs_new/submissions_files/rus01_rev15/2015_08_03_Exec_Summary_Russian.pdf (дата обращения: 30.03.2017).

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Partially revised presentation of the Russian Federation submitted to the Commission on Continental Shelf Limits concerning the Russian Federation continental shelf in the Arctic Ocean. Summary. *Oficialnyi sait Komissii po granicam kontinentalnogo shelfa*. MPR RF. 2015. 37 p. Available at: http://www.un.org/depts/los/clcs_new/submissions_files/eng01_rev15/2015_08_03_Exec_Summary_Russian.pdf (accessed 30.03.2017).

22. Шипилов Э.В., Верниковский В.А. Строение области сочленения Свальбардской и Карской плит и геодинамические обстановки ее формирования // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 75–92.

Shipilov E.V., Vernikovskiy V.A. Structure of the suture zone of the Svalbardskaya and Karaskaya plates and geodynamic conditions of its formation. *Geologiya i geofizika*. 2010;51(1):75–92.

23. Alaska Oil and Gas Report, May 2006. *Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas*. Anchorage; 2006. 115 p.

24. Alaska Oil and Gas Report, November 2009. *Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas*. Anchorage; 2009. 63 p.

25. Annual Energy Outlook 2009. DOE/EIA-0383(2009). Washington; 2009. Available at: <http://www.pseudology.org/gazprom/EnergyOutlook2009.pdf> (accessed 15.05.2017).

26. Atlas of geological maps of the Circumpolar Arctic: international project. In: O.V. Petrov, M. Smelror, A.F. Morozov, eds. S. Petersburg: VSEGEI Publishing House; 2016. 64 p.

27. Budzik P. Arctic Ocean Oil and Natural Gas Potential. U.S. Energy Information Administration, 2009. Available at: <https://www.eia.gov/analysis/studies/archive/2009/arctic/index.html> (accessed 19.04.2017).

28. Grantz A., Clark D.L., Phillips R.L. et al. Phanerozoic stratigraphy of Northwind Ridge, magnetic anomalies in the Canada basin, and the geometry and timing of rifting in the Amerasia basin, Arctic Ocean. *Geological Society of America Bull.* 1998;110(6):801–820. doi:10.1130/0016-7606(1998)110.

29. International Tectonic Map of the Arctic at 1:5M scale – TeMAR-5000. VSEGEI; 2008. Available at: <http://www.vsegei.ru/en/intcooperation/temar-5000/> (accessed 29.03.2017).

30. Kenneth J. Bird et al. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. United States Geological Survey, 2008. Available at: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf> (accessed 25.04.2017).