

Перспективы нефтегазоносности Канадской глубоководной котловины и сопредельных акваторий Северного Ледовитого океана

В. И. Богоявленский¹, член-корреспондент РАН,

И. В. Богоявленский²

Институт проблем нефти и газа РАН,

Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина

Р. А. Никонов³

Институт проблем нефти и газа РАН

В. Л. Шустер⁴, доктор геолого-минералогических наук

Институт проблем нефти и газа РАН,

Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина

В результате комплексных исследований обоснованы высокие перспективы нефтегазоносности осадочной толщи Канадской котловины, прилегающего континентального склона и других сопредельных бассейнов (Южно-Чукотского, Новосибирско-Северо-Чукотского, котловины Подводников). Осадочные породы низов седиментационного бассейна чехла на большей части акваторий рассмотренных потенциально нефтегазоносных бассейнов находятся в зонах мезо- и апокатагенеза, что позволяет утверждать о практически повсеместном наличии интервалов осадочных пород в нефтяных и газовых окнах генерации углеводородов.

Ключевые слова: Северный Ледовитый океан, Канадская котловина, сейсморазведка, нефтегазоносность, катагенез, отражательная способность витринита.

Северный Ледовитый океан (СЛО) по площади является самым небольшим (14,7 млн км²), однако, именно на дне его акваторий сосредоточены основные, практически нетронутые ресурсы углеводородного сырья. СЛО 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). В связи с этим глубина дна СЛО изменяется в диапазоне от 0 до 5,53 км, а мощность неоднородной осадочной толщи — от 0 до 20—22 км. Поэтому различные акватории СЛО имеют разные перспективы нефтегазоносности, анализ которых является целью работ, проводимых в Институте проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН.

¹ e-mail: vib@pgc.su.

² e-mail: igorbogoyavlenskiy@gmail.com.

³ e-mail: nikonovroman@gmail.com.

⁴ e-mail: tshuster@mail.ru.

В результате оценки перспектив нефтегазоносности акваторий Арктики, проведенной Геологической службой США (USGS), выделены 33 нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейна (НГБ и ПНГБ) [21—23]. Абсолютные величины извлекаемых ресурсов нефти и газа акваторий Арктики по всем зарубежным данным отличаются в меньшую сторону от приведенных российскими экспертами в два-три раза. По нашему мнению, основным объяснением таких различий является неучет в российских расчетах технической и технологической доступности, а также рентабельности открытых и предполагаемых залежей углеводородов (УВ). Вместе с тем основными по ресурсам справедливо названы три НГБ: Западно-Сибирский, Восточно-Баренцевоморский и Северо-Аляскинский (Северного склона Аляски). Суммарная доля углеводородных ресурсов этих трех НГБ оценена в 71,3% газа, 63,04% конденсата и 45,6% нефти [21—23]. В пересчете на нефтяной эквивалент это составляет 64,8%.

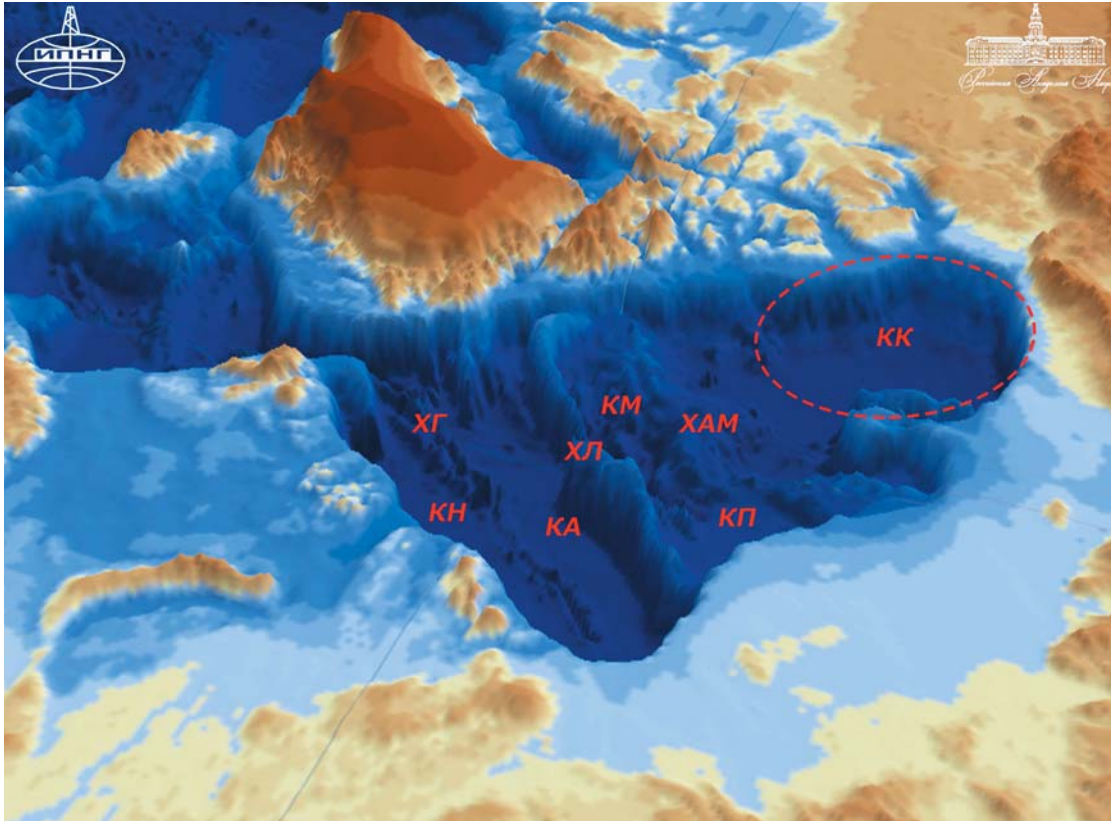


Рис. 1. Трехмерная модель строения океанического дна и прилегающей суши Арктики. Условные обозначения: хребты Гаккеля (ХГ), Ломоносова (ХЛ), Альфа-Менделеева (ХАМ); котловины Нансена (КН), Амундсена (КА), Макарова (КМ), Подводников (КП), Канадская (КК)

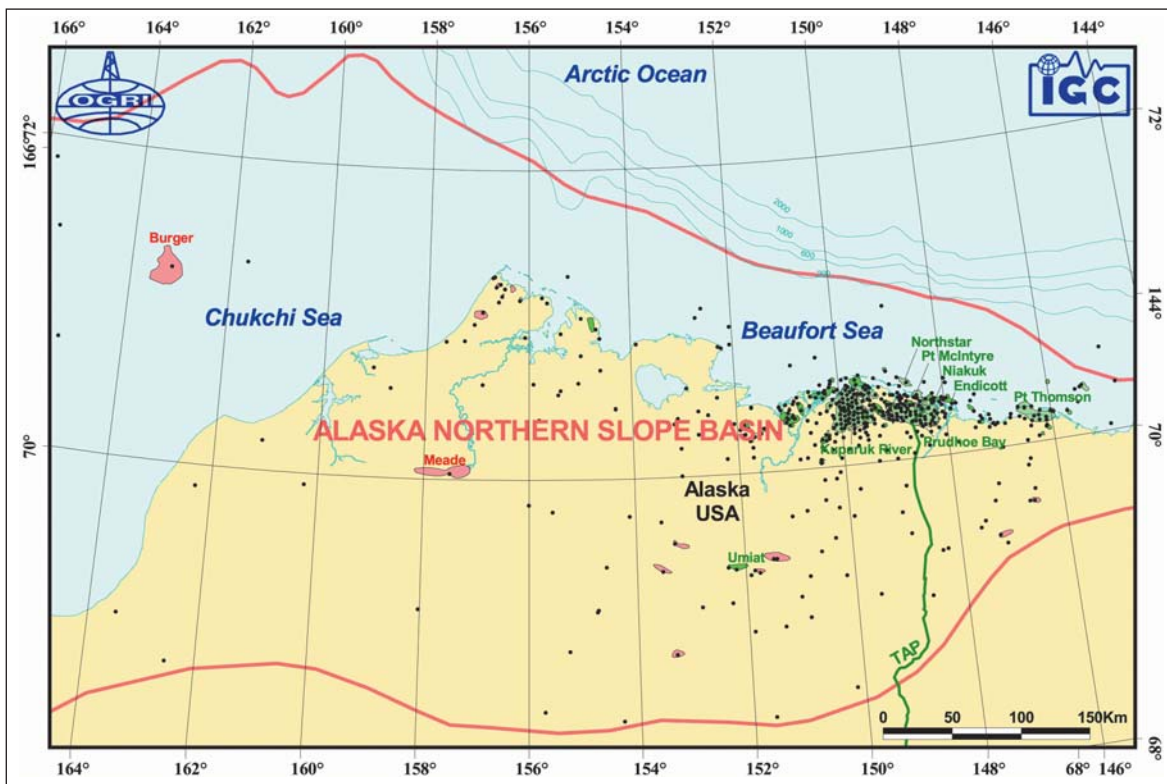


Рис. 2. Месторождения нефти и газа (зеленый и розовый цвета) и скважины (черные точки) Северного склона Аляски

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 (рис. 2) 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, сосредоточенными главным образом в песчаниках триаса. Эти два месторождения содержат основную долю запасов нефти и газа Северного склона Аляски (81% и 75%) [9]. Максимальная добыча нефти на 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 Трансаляскинскому трубопроводу (TAP на рис. 2) около 2,5 млрд т нефти [10].

На прилегающей к Аляске акватории моря Бофорта открыто 22 месторождения с гораздо меньшими запасами, чем на суше. Самые большие из них — Endicott (80 млн т нефти) и Point McIntyre (83 млн т нефти и 17 млрд м³ газа). Суммарные начальные извлекаемые запасы 22 морских месторождений равны 325 млн т жидких УВ и 190 млрд м³ газа. Нефтегазоносными являются терригенно-карбонатные отложения палеозоя и мезокайнозоя. При этом основные запасы приурочены к песчаным отложениям триаса и мела. 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 [9].

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

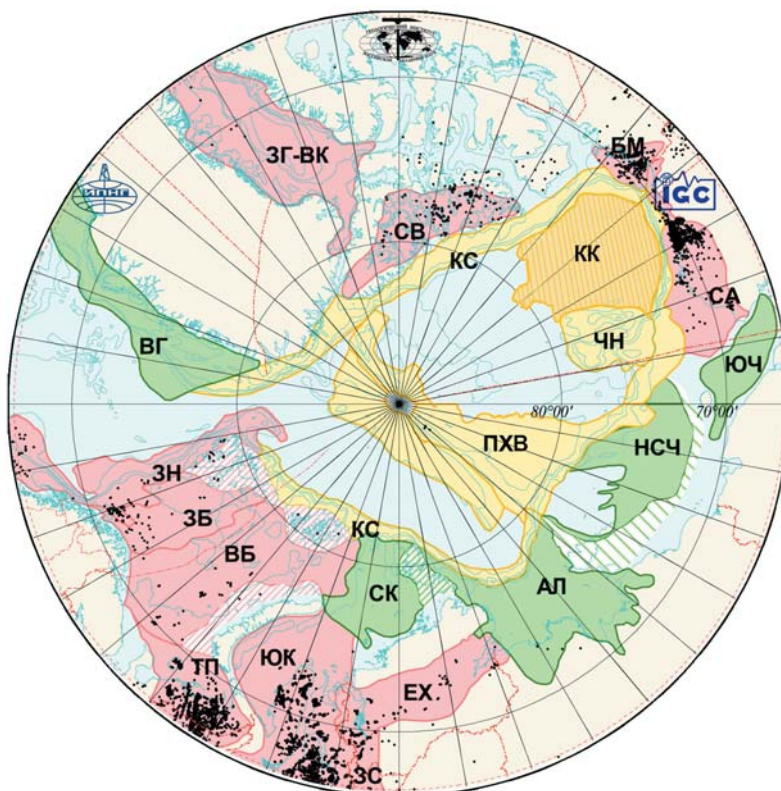


Рис. 3. Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны Арктики (по данным [1] с изменениями авторов).

Условные обозначения:

Розовый цвет — НГБ: Западно-Баренцевский (ЗБ), Восточно-Баренцевский (ВБ), Тимано-Печорский (ТП), Южно-Карский (ЮК), Енисей-Хатангский (ЕХ), Северо-Аляскинский (СА), Бофорт-Маккензи (БМ), Свердрупский (СВ) и Западно-Гренландский — Восточно-Канадский (ЗГ-ВК).

Зеленый цвет — ПНГБ шельфа: Северо-Карский (СК), Анабаро-Лаптевский (АЛ), Новосибирско-Северо-Чукотский (НСЧ), Южно-Чукотский (ЮЧ) и Восточно-Гренландский (ВГ); заштрихованные участки — подводные и островные поднятия с признаками нефтегазоносности.

Желтый цвет — ПНГБ: Чукотско-Нортуиндский (ЧН), подводных хребтов и впадин (ПХВ) и континентального склона (КС).

Темно-желтый цвет со штриховкой — ПНГБ Канадской котловины (КК).

Черные точки — поисково-разведочные скважины

глубоководной Канадской котловины (см. рис. 1), входящей, как принято в USGS, в объединенный Амеразийский бассейн, считались низкими. В частности, на рис. 3 приведена схема размещения нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов Циркумарктического региона, построенная ранее при обобщении многочисленных доступных материалов, проведенном в ИПНГ РАН совместно с Геологическим институтом РАН [1]. На этой схеме Канадская котловина не была выделена как ПНГБ, что на основе новых данных представляется некорректным.

Канадский ПНГБ (см. рис. 3, КК) 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 Нортвинд и Чукотским плато. Глубина моря в Канадской котловине по данным GEBCO (General Bathymetric Chart of the Oceans, <http://www.gebco.net>) 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.

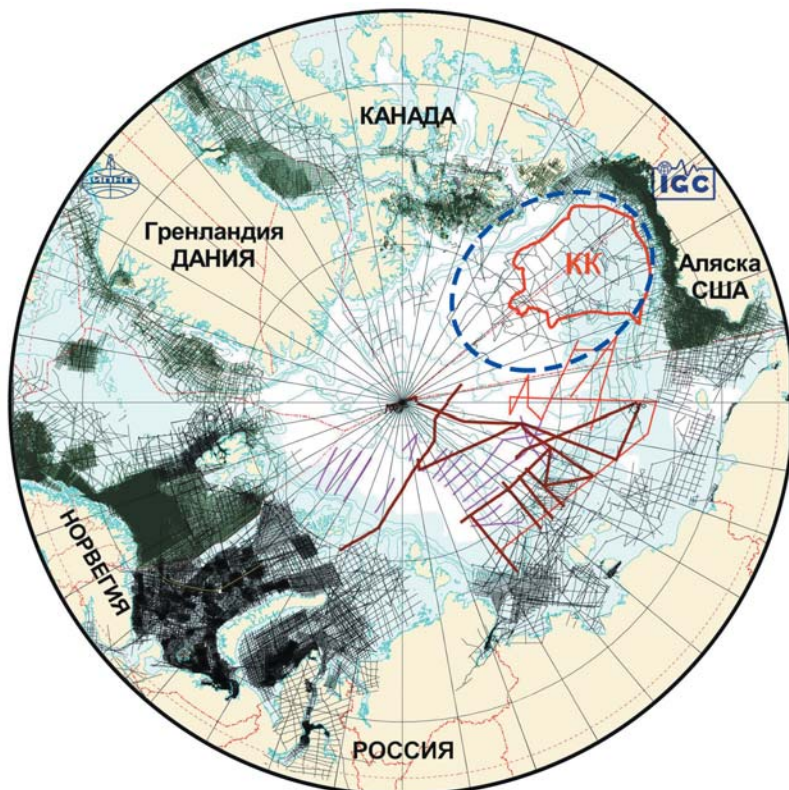


Рис. 4. Изученность шельфа Арктики сейсморазведкой МОГТ 2D

До 2005 г. представления о геологическом строении и формировании Канадской котловины базировались в основном на данных гравимагнитных исследований и небольшого числа сейсмических профилей МОВ и ГСЗ-КМПВ. Здесь необходимо отметить, что первая информация о строении осадочного чехла и фундамента данного региона в пределах глубоководной Канадской котловины была получена СССР в 1978 г. в ходе сейсморазведки МОВ со станции «Северный полюс-22» (СП-22) с дрейфующего льда. Сейсмические материалы позволили предположить наличие мощного (до 6 км) осадочного чехла в западной части котловины [2; 9].

В 2005—2010 гг. проводились мегарегиональные сейсмические исследования глубинного строения СЛО на площади свыше 1,3 млн км², прилегающей к США и Канаде. Сейсморазведка отрабатывалась на открытой воде и в сложных ледовых условиях с ледокольным сопровождением до 84—85° с. ш. (синий пунктир на рис. 4), при этом использовались ледоколы США («Healy», построен в 1999 г.) и Канады («Louis S. St-Laurent» — 1969 г.) (рис. 5). Получены качественные сейсмические материалы по профилям суммарной протяженностью 13,5 тыс. км (рис. 4), которые дали важную информацию о строении более чем шестикилометровой осадочной толщи Канадского бассейна, являющегося нефтегазоперспективным продолжением континентального шельфа на глубоководье. Фрагментарная доступность полученной информации и заявления на конференциях отдельных экспертов (А. Grantz, AAPG Moscow, 2009 и др.) дают основание предполагать высокие перспективы Канадского ПНГБ и прилегающего континентального склона США и Канады.

В итоге исследований USGS ресурсы УВ гигантского Амеразийского 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% по жидким УВ) [21; 22]. При этом вероятность открытия коммерческих запасов не превышает 10%,

что вызывает у нас серьезные сомнения. В связи с этим при мегарегиональных исследованиях ИПНГ РАН «Прогноз зон нефтегазонакопления и крупных месторождений на глубоководных участках Циркумарктического мегабассейна», выполняемых по программе Президиума РАН, для прояснения перспектив нефтегазоносности акваторий СЛО в качестве первоочередного глубоководного ПНГБ был выбран именно Канадский мегабассейн.

Обобщения сейсмических материалов позволяют утверждать о наличии перспективного осадочного чехла на всей площади Канадской котловины, мощность которого меняется от 6 км в западной и центральной частях до 12—16 км в восточной. На рис. 6 приведены фрагмент структурной карты кровли акустического фундамента Северного склона Аляски с прилегающими акваториями СЛО и трехмерная модель его строения, построенные нами с использованием данных ОАО ДМНГ (российский сектор) и USGS (сектор США). По доступным 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 сказанного на рис. 6 приведен фрагмент временного разреза субмеридионального регионального профиля глубоководной части моря Бофорта с тремя крупными поднятиями, положение которого показано на карте красной линией. Наряду с новыми оригинальными материалами при построении модели акустического фундамента использовались и крупные картографические обобщения ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. П. А. Карпинского» [12]. Отметим, что в ходе сравнительного анализа в картографических построениях различных организаций на ряде участков СЛО были выявлены

многокилометровые различия [2], что вызвано главным образом ограниченным объемом данных сейсморазведки МОГТ и расхождениями в скоростных моделях осадочной толщи, используемых при построении глубинных разрезов и структурных карт. В частности, мощность осадочного чехла в Новосибирско-Северо-Чукотском ПНГБ по данным современной сейсморазведки МОГТ достигает 15 км, а по данным модели CRUST — в два раза меньше [2].

Формирование, геологическое строение и потенциальная нефтегазоносность Канадской котловины, входящей в состав Американо-Алясского бассейна СЛО, рассмотрено в ряде работ Н. С. Шатского, И. С. Грамберга, Ю. М. Пущаровского, Л. П. Зоненшайна, Л. М. Нагапова, В. Е. Хаина, Н. А. Богданова, А. Э. Конторовича, Н. П. Лаврова, В. И. Богоявленского, Л. И. Лобковского, О. В. Петрова, О. И. Супруненко, И. Д. Поляковой, А. Grantz и др. [1; 3; 4—17 и др.]. На основе обобщенных данных предполагается, что Канадская котловина сформировалась на позднекеммерийском и современном этапах развития СЛО. В позднеюрское (по В. Е. Хаину — в оксфорд-валанжинское) время произошел откол Чукотско-Аляскинского блока Арктиды от Северо-Американской окраины континента и раскрытие канадской впадины. Отколу способствовало влияние обширного мантийного плюма, расположенного на границе плиты [17]. Вплоть до гоетерива продолжался спрединг. В позднем мелу — кайнозое произошло общее погружение шельфов с формированием в их пределах рифтогенных и сдвигово-раздвиговых бассейнов.

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 (рис. 7), в которых проведен большой объем поиско-



Рис. 5. Ледоколы «Healy» и «Louis S. St-Laurent» при геофизических работах в Канадской котловине в 2009 г. (фото USGS)

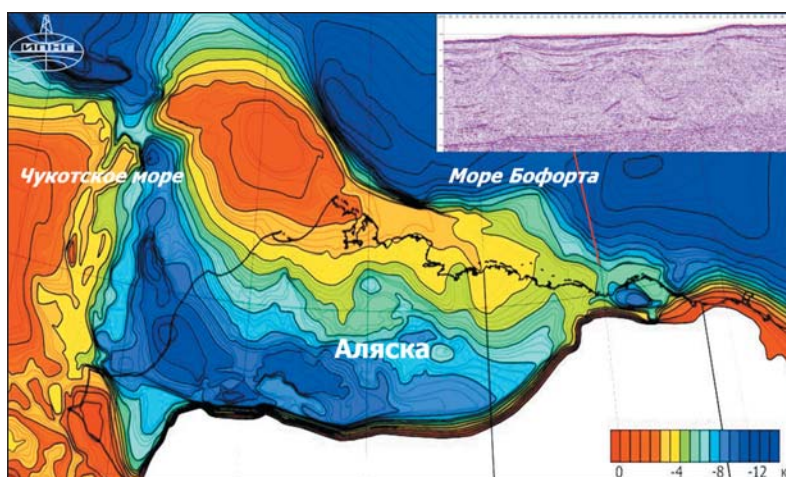


Рис. 6. Северный склон Аляски с прилегающей акваторией Северного Ледовитого океана. Структурная карта кровли акустического фундамента и фрагмент временного разреза глубоководной части

разведочного бурения (см. рис. 2 и 3), а также по доступным материалам сейсморазведки можно прогнозировать в разрезе Канадской котловины терригенные (песчано-глинистые) и карбонатные отложения, т. е. потенциальные коллекторские толщи, флюидоупоры и нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), которые обнаружены в отложениях юры, мела и кайнозоя вышеперечисленных НГБ, где из этих отложений получены промышленные притоки нефти и газа [1].

Большая мощность осадочных пород в Канадской котловине обусловлена сравнительно длительным геологическим развитием бассейна и большой водосборной площадью. Для бассейна характерна 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)

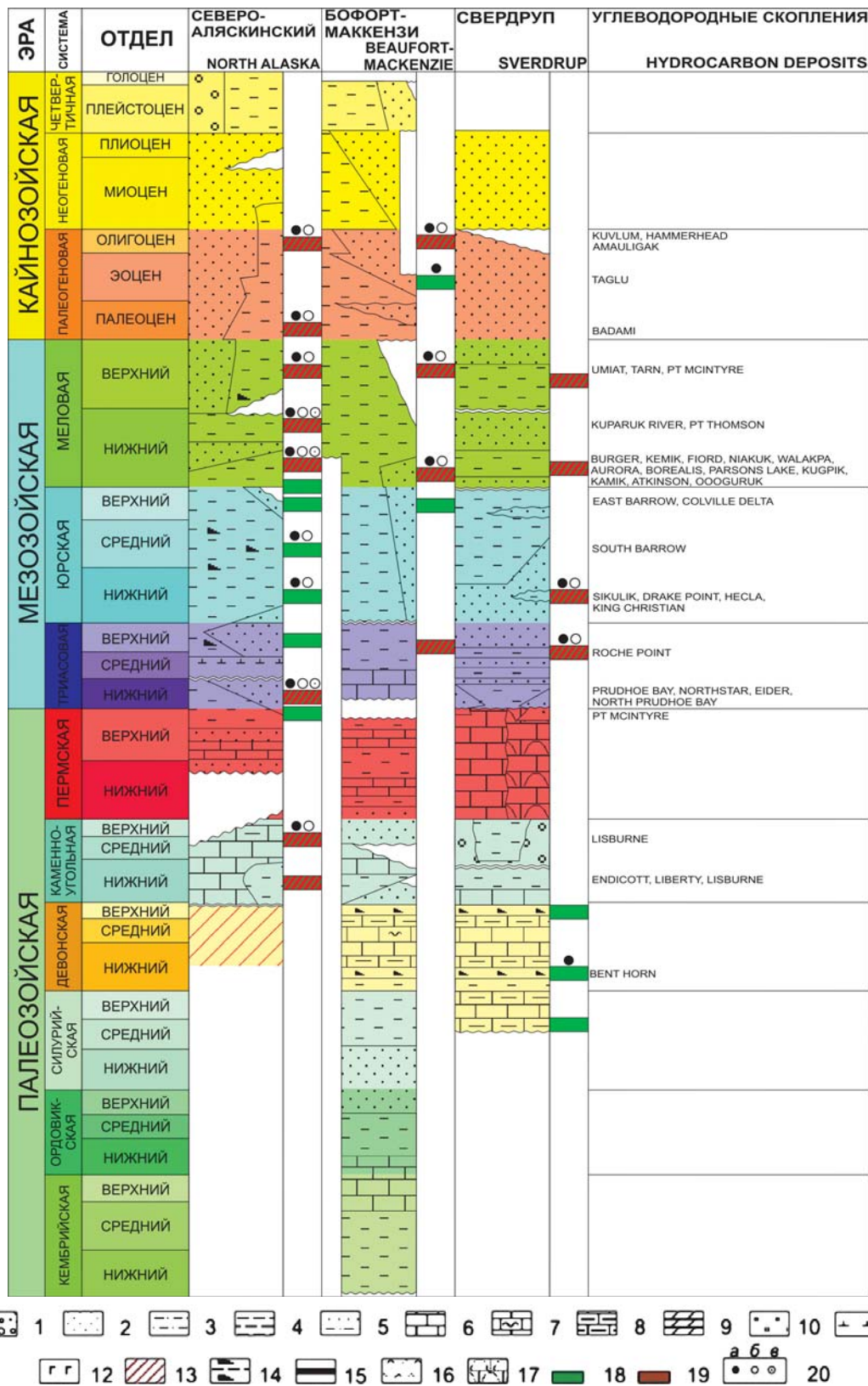


Рис. 7. Литолого-стратиграфическая приуроченность залежей нефти и газа на акваториях и прибрежных районах Арктики Западного полушария (по [1] с изменениями авторов):

1 – конгломераты, 2 – песчаники, 3 – алевролиты, 4 – глины и аргиллиты, 5 – переслаивание песчаников, алевролитов и глин, 6 – известняки, 7 – рифовые известняки, 8 – глинистые известняки, 9 – мергели, 10 – кремнистые породы (опоки, диатомиты), 11 – фосфатонесные породы, 12 – магматические породы, 13 – доманикиты, баженовиты, 14 – уголь, 15 – соль, 16 – гипс, 17 – дислоцированные метаморфические и магматические породы; 18 – нефтематеринские толщи; 19 – нефтегазоматеринские толщи; 20 – залежи: а – нефть, б – газ, в – конденсат

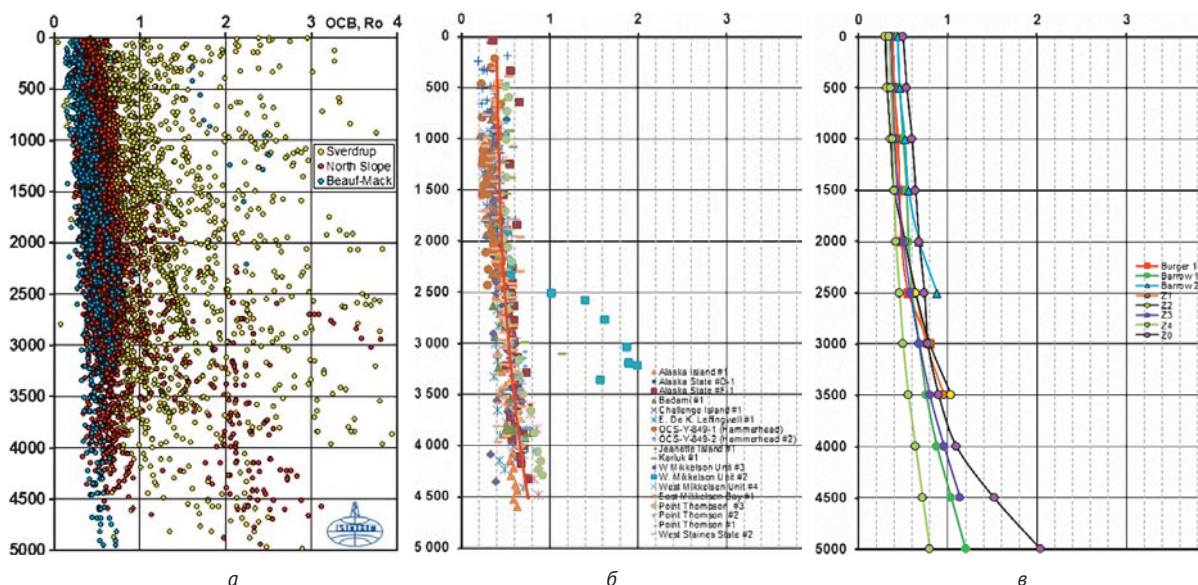


Рис. 8. Отражательная способность витринита для НГБ Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи и Свердруп

зонами катагенеза также можно рассматривать как благоприятный фактор существования обширных зон нефтегазоаккумуляции. Кроме того, по аналогии с НГБ Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи и Свердруп, где нефтегазоматеринские толщи юр-мела-кайнозоя характеризуются высокими значениями показателя общего органического углерода Сорг (в среднем 2—3%, местами до 5%) и водородного индекса HI (170 мг УВ/г Сорг) [1], можно прогнозировать столь же высокие значения Сорг и HI для нефтегазообразующих материнских толщ и в Канадской котловине. Все эти благоприятные геологические факторы позволяют высоко оценить перспективы нефтегазоносности Канадской котловины. Однако для получения однозначных представлений с соответствующими картографическими построениями были проведены специальные исследования, результаты которых изложены ниже.

При анализе перспектив ПНГБ Канадской котловины особое внимание было уделено изучению катагенеза органического вещества осадочных пород. Для этого был проведен сбор и создана база данных по отражательной способности витринита (OCB — Ro), характеризующей степень катагенеза осадочных пород, по ряду НГБ Арктики, в том числе НГБ Баренцева, Печорского и Карского морей (Россия) и Северного склона Аляски и Бофорта-Маккензи для акваторий морей Чукотского и Бофорта (США и Канада).

В качестве примера характера изменений и объема собранных данных OCB (14 тыс. значений Ro) для НГБ Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи, Свердруп и других бассейнов Западного полушария приведем рис. 8а, включающий 7765 значений Ro (в том числе по указанным НГБ соответственно 2606, 546 и 4613). При этом основными источниками данных являлись материалы USGS и отчетов о бурении

различных компаний. По графику на рис. 8а видно, что Ro изменяется в широком диапазоне в основном от 0,2% до 4% (в некоторых случаях для НГБ Свердруп до 6%), что свидетельствует о различных тектоно-динамическом и термобарическом режимах разных структурных зон. Высокие значения Ro соответствуют поднятиям консолидированных метаморфизованных пород в районах островов и на ряде площадей суши Аляски, а также перетолженным породам. Как видно из рис. 8а, основной массив данных OCB сосредоточен в достаточно узком окне Ro до 1—1,5%.

В ходе кропотливой сортировки собранных данных OCB с учетом структурно-тектонического строения рассматриваемого региона было выделено 8 зон, в которых изменения Ro обладают специфическими закономерностями. В частности, на рис. 8б приведены база данных Ro и усредняющая их красная линия для одной из прибрежно-морских зон. На рис. 8в приведен сводный график из 8 усредняющих линий, построенных для 8 различных зон шельфа морей Чукотского и Бофорта, включая зону газового месторождения Burger, открытого компанией «Shell» при бурении скважины 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 геолого-разведочных работ компании «Shell» в 2012 и 2015 гг. При бурении скважины Burger-1 из нижнемеловых песчаников (глубины 610 и 1695 м) были получены промышленные притоки газа, а в отложениях юры и триаса вскрыты пласты с нефтегазопроявлениями. Анализ изотопного состава углерода метана нижнего интервала показал его термогенный генезис ($\delta^{13}\text{C} = -37\text{...}-39\text{‰}$). Первоначально возможные извлекаемые запасы Burger оценивались в широком диапазоне 200—770 млрд м³ газа и 54—190 млн т

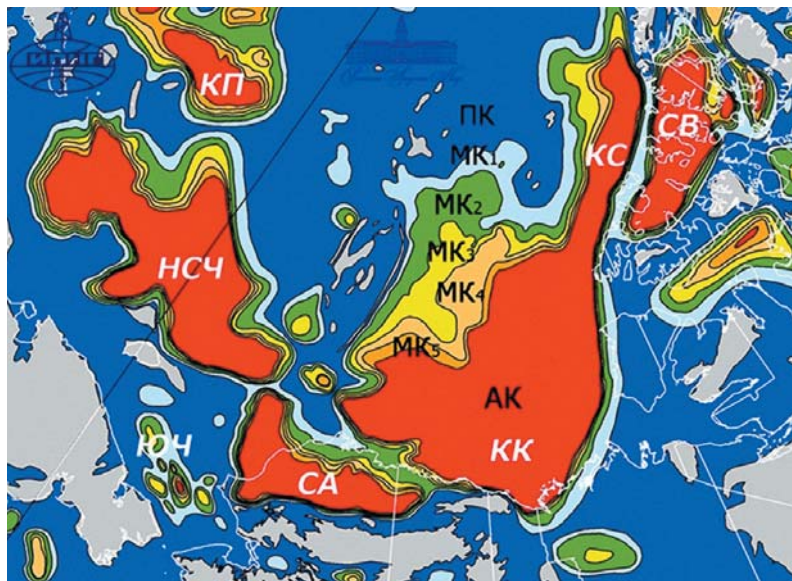


Рис. 9. Катагенез нижней части седиментационного бассейна Канадской котловины и прилегающих суши и акваторий континентального склона и шельфа

жидких УВ. Работы «Shell» в 2012 г. чуть было не завершились катастрофой с гибелью во время буксировки буровой установки Kulluk, а в 2015 г. была пробурена всего одна скважина Burger-J с забоем 2073 м, не принеся значимых результатов. Отметим, что общие затраты «Shell» на нефтегазопроисследовательские работы в пределах арктического шельфа Аляски превысили 5 млрд долл. (включая тендерные платежи за лицензионные участки).

На следующем этапе по созданной модели строения акустического фундамента была построена карта катагенеза пород нижней части осадочного чехла большей части Западного и части Восточного полушарий. Отдельные элементы карты для прибрежных зон, для которых существует большое количество данных ОСВ, полученных при анализе керн, строились по данным ОСВ из этих зон. Для глубоководной части региона Канадской котловины, а также для других соседних бассейнов, где скважины отсутствуют, использовались осредненные данные ОСВ по всему региону с учетом особенностей наиболее близких зон. Такой подход справедлив на первом (низком) уровне геоинформационного обеспечения с учетом схожести геологического строения и истории формирования осадочного чехла НГБ и ПНГБ рассматриваемого региона, а также близости осредненных значений теплового потока.

На рис. 9 приведена карта катагенеза нижней части осадочного чехла Канадской котловины и прилегающих суши, шельфа и континентального склона НГБ Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи, Свердруп, Южно-Чукотского и большей части Новосибирско-Северо-Чукотского ПНГБ, построенная по сводной мегарегиональной модели строения акустического фундамента. По карте видно, что северо-западная часть Канадской котловины характеризуется низкой степенью катагенеза (ПК), обусловленной небольшой мощностью осадочной толщи. В других частях котловины осадочные породы нижней части седиментационного бассейна на ее наибольшей части (свыше 90%) находятся в зонах мезо- и апокатагенеза (МК и АК). Это позволяет утверждать о практически повсеместном наличии в осадочных отложениях интервалов в нефтяных и газовых окнах генерации УВ. При этом главная зона нефтеобразования (нефтяное окно), соответствующая градициям катагенеза МК₁—МК₃ (Ro 0,5—1,15), в рассматриваемом регионе находится в среднем диапазоне глубин 1,7—3,8 км от дна, или около 5,2—7,3 км от поверхности моря (при средней глубине дна 3,5 км). Очевидно, что

за счет миграции углеводородов из краевых частей Канадской котловины значительно увеличиваются перспективы обнаружения промышленных залежей на континентальном склоне, удаленном от северного берега Аляски всего на 100—150 км. По карте катагенеза видно, что ПНГБ Южно-Чукотский, Новосибирско-Северо-Чукотский (ЮЧ и НСЧ), котловин Подводников и Канадской (КП и КК) являются нефтегазоперспективными, как и перечисленные выше НГБ, в которых уже открыты многочисленные месторождения углеводородов.

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 Канадской котловине достигает 3,9 км при среднем значении 3,5 км, можно утверждать, что основные ресурсы нефти и газа Канадской котловины будут доступны для освоения только через несколько десятилетий. Очевидно, что до этого должно начаться широкомасштабное освоение высокоперспективных отложений прилегающего шельфа (НГБ Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи, Свердруп и Южно-Чукотский ПНГБ) и континентального склона. Разработка ресурсов УВ этих районов является более рентабельной за счет меньших глубин дна и удаленный 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.

В результате комплексных исследований можно сделать заключение о высоких (но далеких для реализации) перспективах ПНГБ Канадской котловины, прилегающего склона континентального шельфа и других сопредельных ПНГБ (Южно-Чукотского,

Новосибирско-Северо-Чукотского, котловины Подводников). Осадочные породы низов седиментационного бассейна чехла на большей части акваторий рассмотренных ПНГБ находятся в зонах мезо- и апокатагенеза, что позволяет утверждать о практически повсеместном наличии интервалов осадочных пород в нефтяных и газовых окнах генерации УВ.

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». Полученные результаты способствуют реализации «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» (п. 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) с целью обеспечения устойчивого развития нефтегазового комплекса и повышения энергетической безопасности и обороноспособности России.

Литература

1. 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.
2. 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.
3. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В., Никонов Р. А., Шустер В. Л. Перспективы нефтегазоносности Канадской глубоководной котловины // Сб. материалов Всероссийской конференции с международным участием «Арктика — нефть и газ 2015». — DVD. — 4 с.
4. Богданов Н. А. Тектоника Арктического океана // Геотектоника. — 2004. — № 4. — С. 21—42.
5. Грамберг И. С., Куланов Ю. Н., Погребницкий Ю. Е., Соронов Д. С. Арктический нефтегазоносный супербассейн // Нефтегазоносность Мирового океана. — Л.: ПГО «Севморгеология», 1984. — С. 7—21.
6. Грамберг И. С., Погребницкий Ю. Е. Геодинамическая система, глубинное строение и структурная эволюция Северного Ледовитого океана // Эволюция геологических процессов в истории Земли. — М.: Наука, 1993. — С. 146—158.
7. Зоненшайн Л. П., Натанов Л. М. Тектоническая история Арктики // Актуальные проблемы геотектоники. — М.: Наука, 1987. — С. 31—57.
8. Конторович А. Э., Эпов М. И., Бурштойн Л. М. и др. Геология, ресурсы УВ шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. — 2010. — Т. 50, № 1. — С. 7—17.
9. 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.
10. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Углеводороды Арктической зоны Российской Федерации в мировой нефтегазовой индустрии // Арктич. ведомости. — 2015. — № 3 (14). — С. 46—53.
11. Лобковский Л. И., Вержбицкий В. Е., Кононов М. В. и др. 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.
12. Петров О. В., Смеллор М. Сотрудничество геологических служб приарктических государств в изучении Арктики // Арктич. ведомости. — 2015. — № 1—2. — С. 22—27.
13. Пуцаровский Ю. М. Тектоника Северного Ледовитого океана // Геотектоника. — 1976. — № 2. — С. 3—14.
14. Хаин В. Е. Региональная геотектоника. Океаны. Синтез. — М.: Недра, 1985. — 292 с.
15. Хаин В. Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). — М.: Науч. мир, 2001. — 606 с.
16. Хаин В. Е., Филатова И. Н., Полякова И. Д. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности восточно-арктических морей и их континентального обрамления. — М.: Наука, 2009.
17. 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.
18. Alaska Oil and Gas Report, May 2006 / Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. — Anchorage, 2006. — 115 p.
19. Alaska Oil and Gas Report, November 2009 / Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. — Anchorage, 2009. — 63 p.
20. 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. — P. 801—820.
21. EIA, 2009. Arctic Ocean Oil and Natural Gas Potential. Republished from an October: 2009 report by the EIA USA.
22. Annual Energy Outlook 2009 / Energy Information Administration. — Washington, DC, Mar. 2009. — (DOE/EIA-0383(2009)).
23. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. — [S. I.], 2008. — (USGS Fact Sheet 2008-3049).