

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАНАДСКОЙ ГЛУБОКОВОДНОЙ КОТЛОВИНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ АКВАТОРИЙ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА

Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Никонов Р.А., Шустер В.Л.
ИПНГ РАН, Москва, Россия. vib@pgc.su

В результате оценки перспектив нефтегазоносности акваторий Арктики, проведенных Геологической службой США (USGS), выделены 33 нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов (НГБ и ПНГБ). 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, что в основном обусловлено, видимо, учетом экономической рентабельности разработки месторождений. Вместе с тем, основными по ресурсам справедливо названы три НГБ: Западно-Сибирский, Восточно-Баренцевоморский и Северо-Аляскинский (Северного склона Аляски). Суммарная доля углеводородных (УВ) ресурсов этих трех НГБ составляет 71.3% газа, 63.04% конденсата и 45.6% нефти. В пересчете на нефтяной эквивалент это составляет 64.8%.

На суше Северо-Аляскинского НГБ самыми крупными нефтегазовыми месторождениями являются Prudhoe Bay и Kuparuk River, открытые в 1967 и 1969 годах на поднятии Барроу. Они содержат основную долю запасов нефти и газа Северного Склона Аляски (81 и 75 %). За 38 лет (1977-2014 гг.) добыто около 2.5 млрд т нефти. На прилегающей акватории моря Бофорта открыто 22 месторождения с гораздо меньшими запасами. Самые большие из них – Endicott (80 млн т нефти) и Point McIntyre (83 млн т нефти и 17 млрд м³ газа). Суммарные 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.

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 (более 3 км) Канадской котловины (в материалах USGS входит в объединенный Амеразийский бассейн) считались низкими. На рис.1 приведена схема размещения нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов (НГБ и ПНГБ) Циркумарктического региона, построенная ранее нами с учетом обобщения многочисленных доступных материалов совместно с ГИН РАН.

Канадский ПНГБ 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 изменяется от 1,8 до 3,9 км при среднем значении 3,5 км (рис.2 - КК). 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. Мощность осадочного чехла меняется от 6 км в западной и центральной частях

котловины до 12-16 км в восточной. Возраст осадочных пород, вероятнее всего, от верхнеюрского до нижнемелового-кайнозойского.

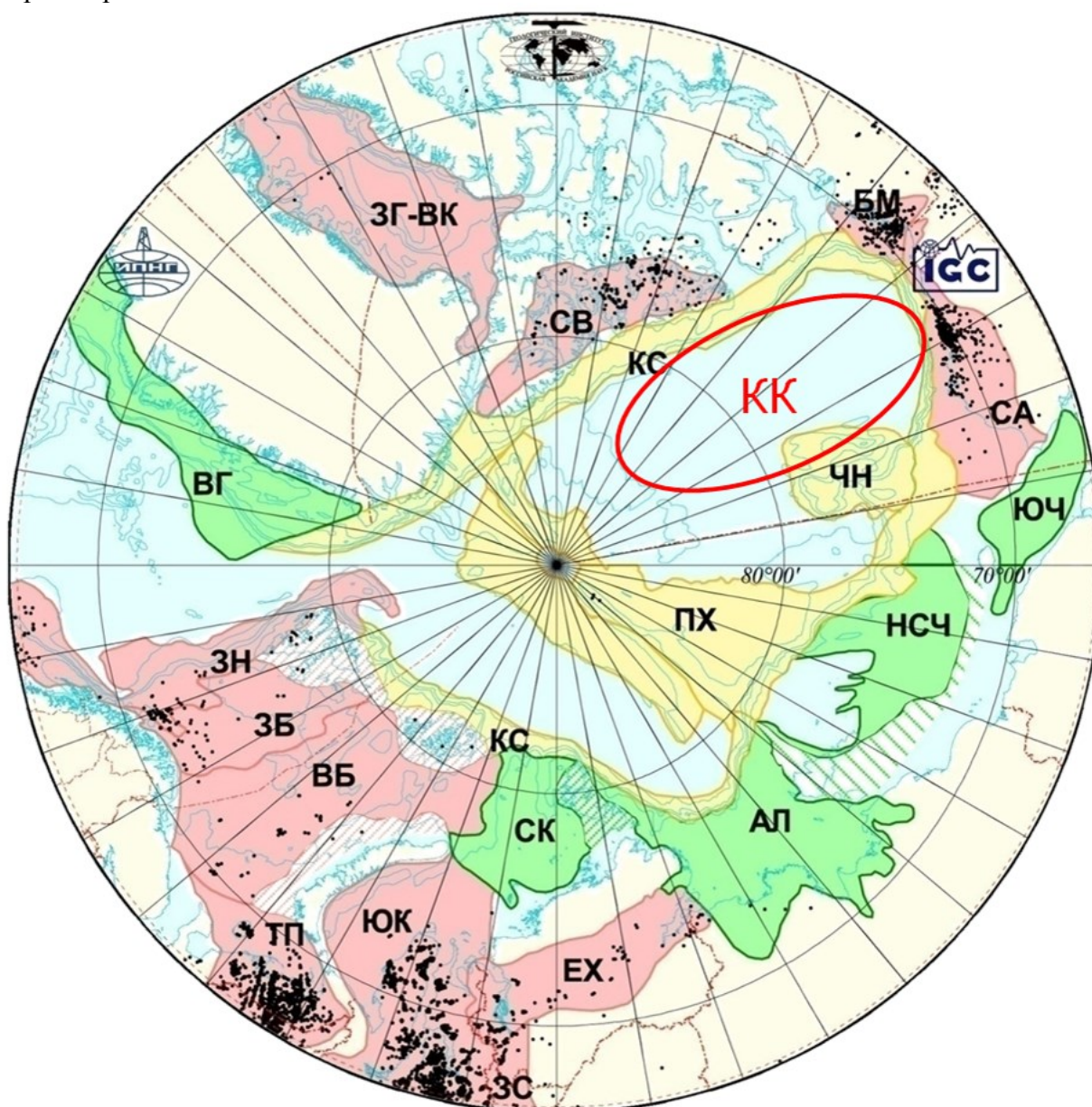


Рис.1. Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны Северного Ледовитого океана и прилегающей суши (по данным [2] с дополнениями).
Розовый цвет - НГБ: Западно-Баренцевский (ЗБ), Восточно-Баренцевский (ВБ), Тимано-Печорский (ТП), Южно-Карский (ЮК), Енисей-Хатангский (ЕХ), Северо-Аляскинский (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-Нортвиндский (ЧН), подводных хребтов и впадин (ПХВ) и континентального склона (КС); красный цвет – ПНГБ Канадской котловины (КК); черные точки – нефтегазопоисковые скважины.

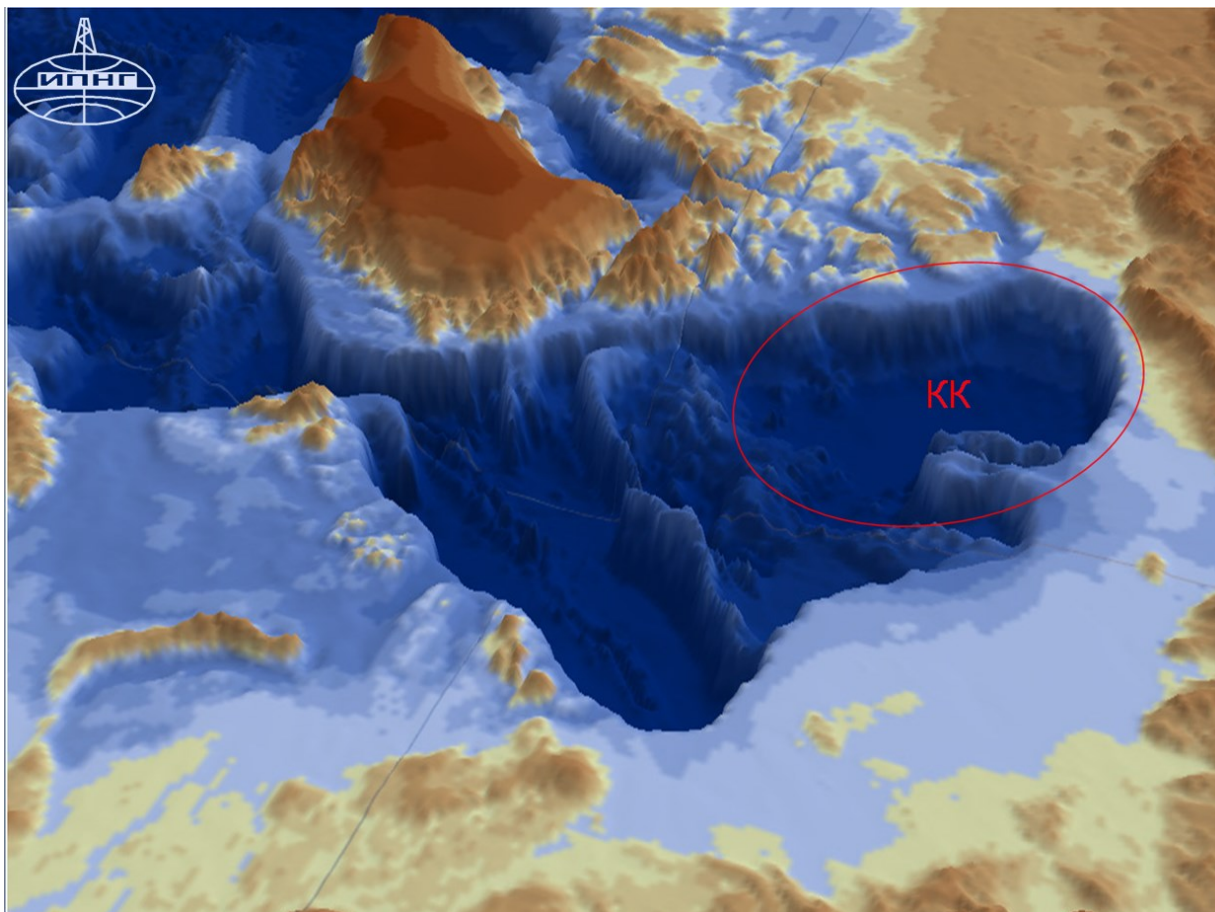


Рис.2. Трехмерная модель строения океанического дна и прилегающей суши Арктики

До 2005 г. представление о геологическом строении и формировании Канадской котловины базировалось 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.

После появления новой геолого-геофизической информации, полученной в 2006-2010 годах в ходе мегарегиональных сейсмических исследований в Канадской котловине на площади свыше 1.3 млн км², ситуация изменилась. Сейсморазведка МОГТ отрабатывалась на открытой воде и в сложных ледовых условиях с ледокольным сопровождением до 84-85⁰ СШ (рис.3 - КК), при этом использовались ледоколы США (Hearly) и Канады (Louis St.Laurent). Получены качественные сейсмические материалы в объеме 13.5 тыс. км, давшие важную информацию о строении более чем 6 километровой осадочной толщи Канадского бассейна, являющегося нефтегазоперспективным продолжением континентального шельфа на глубоководье. Недоступность полученной информации и заявления на конференциях отдельных экспертов (Grantz, AAPG Moscow, 2009) дают основание предполагать высокие перспективы Канадского ПНГБ и прилегающего континентального склона США и Канады.

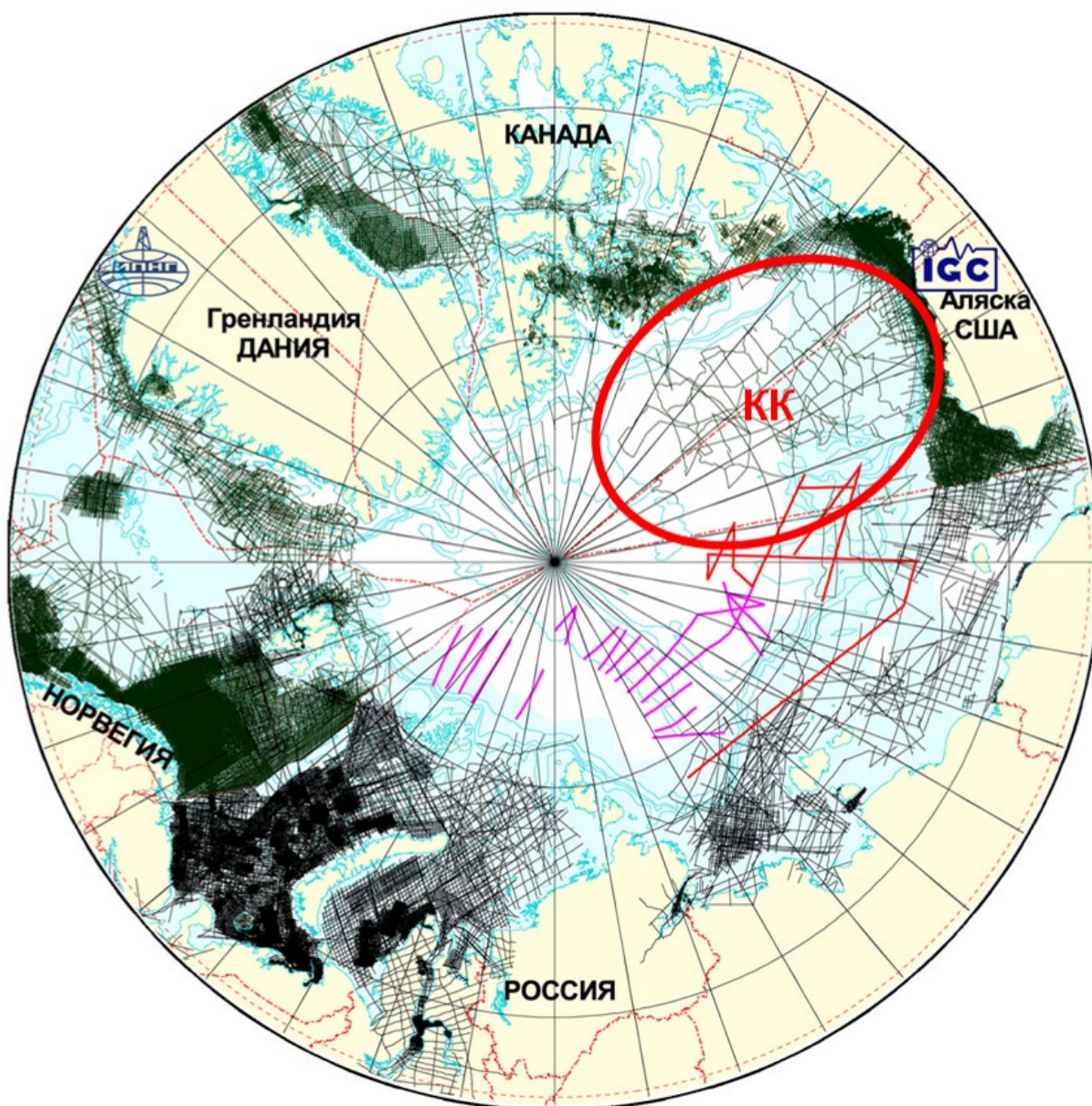


Рис.3. Изученность шельфа Арктики сейсморазведкой МОГТ 2D [3]

В итоге исследований USGS ресурсы УВ гигантского Амеразийского бассейна, включающего Канадскую котловину, оценены всего в 4.8% от общего нефтяного эквивалента Арктики (3.4% газа и 7.66% по жидким УВ). 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 в качестве первоочередного глубоководного ПНГБ был выбран именно Канадский мегабассейн.

На рис.4 приведен фрагмент структурной карты кровли акустического фундамента Северного склона Аляски с прилегающими акваториями Северного Ледовитого океана и трехмерная модель его строения (рис.5), 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.4 приведен фрагмент временного разреза субмеридионального регионального профиля глубоководной части моря Бофорта с тремя крупными поднятиями, положение которого показано на карте красной линией.

Формирование Канадской котловины, входящей в состав Амеразийского бассейна СЛО, рассмотрено в ряде научных работ Н.С.Шатского, И.С.Грамберга, Ю.М.Пущаровского, Л.П.Зоненшайна, Л.М.Натапова, В.Е.Хаина, Н.А.Богданова, Н.П.Лаверова, В.И.Богоявленского, И.Д.Поляковой, Л.И.Лобковского, О.И.Супруненко, Grantz и др. На основе обобщенных данных предполагается, что Канадская котловина сформировалась на позднекиммерийском и современном этапе развития СЛО. В позднеюрское время (по В.Е.Хаину, 2009 – в оксфорд-валанжинское) 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 [4]. Вплоть до гоотерива продолжался спрединг. В позднем мелу - кайнозое произошло общее погружение шельфов с формированием в их пределах рифтогенных и сдвигово-раздвиговых бассейнов.

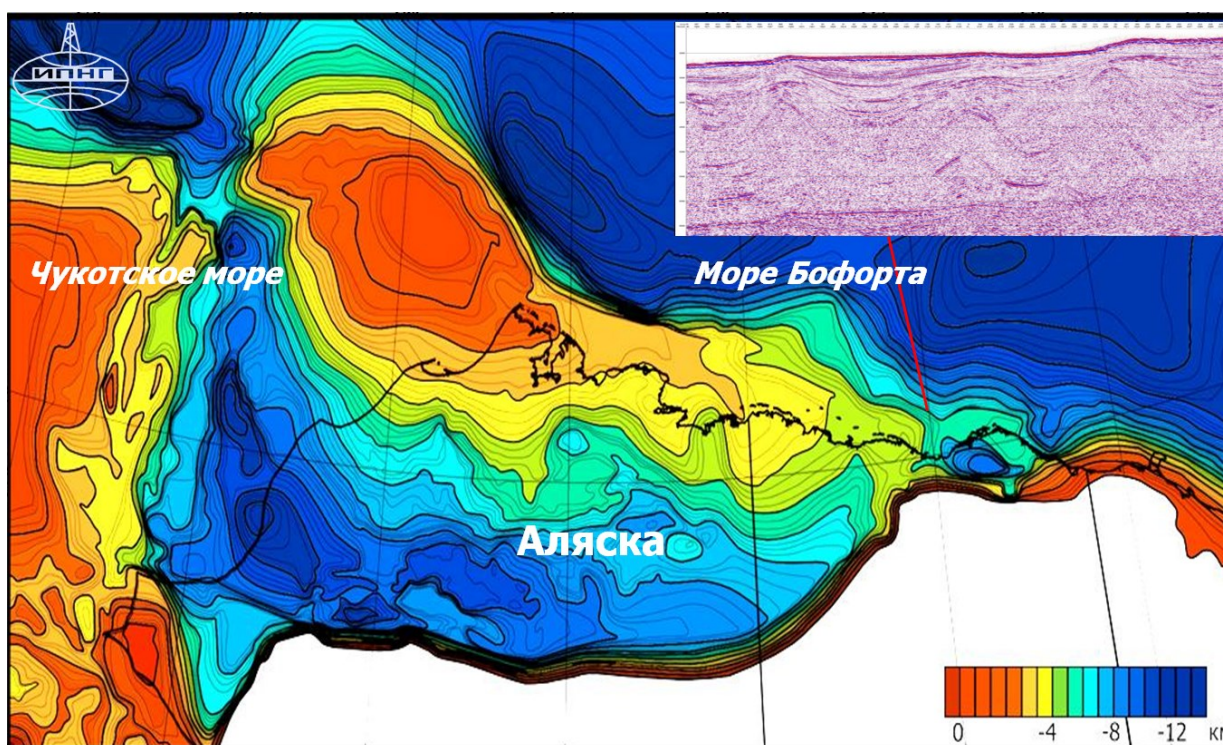


Рис.4. Северный склон Аляски с прилегающей акваторией Северного Ледовитого океана. Структурная карта кровли акустического фундамента и фрагмент временного разреза глубоководной части.

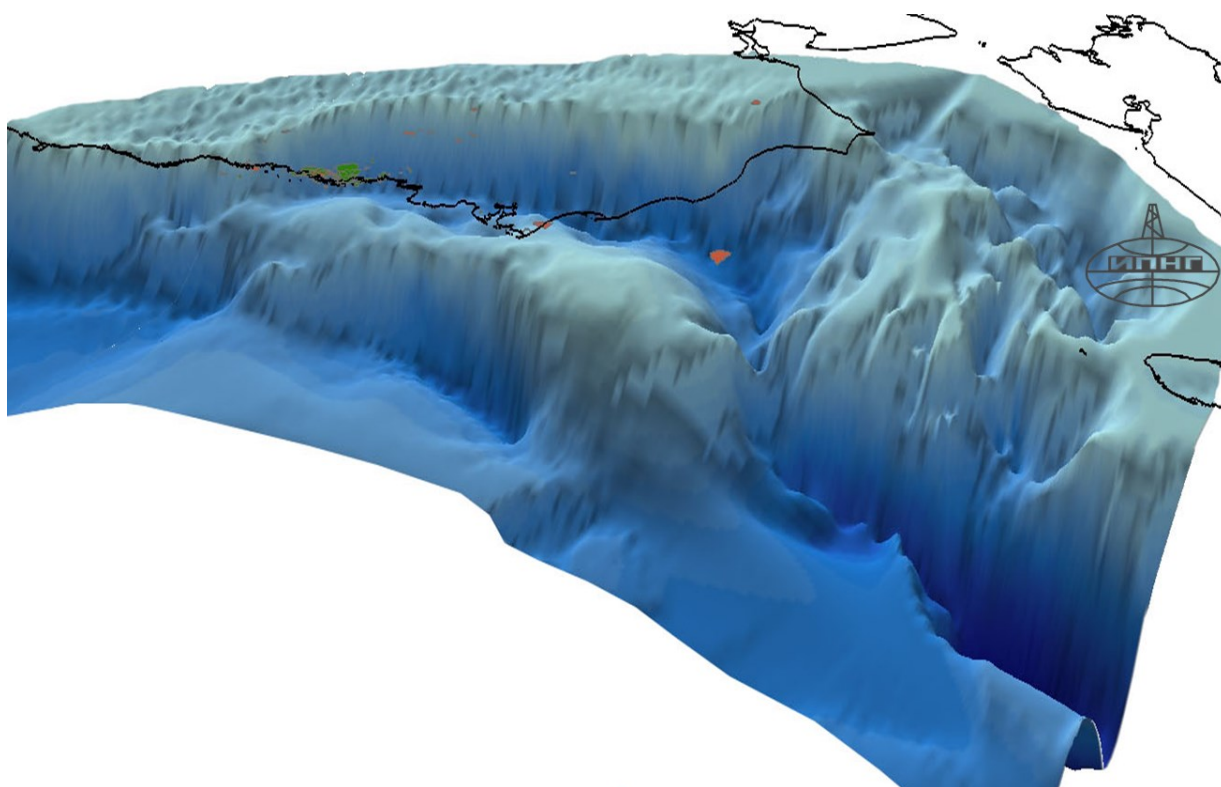


Рис.5. Модель строения акустического фундамента Северного склона Аляски и южной части Канадской котловины

ПНГБ Канадской котловины сформировался за счет сноса материала с островов Канадского Арктического архипелага, Северного склона Аляски, подводных поднятий и хребтов. По аналогии с разрезами соседних НГБ Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи и Свердруп, а так же по доступным материалам сейморазведки, 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.

Большая мощность осадочных пород в Канадской котловине обусловлена сравнительно длительным унаследованным геологическим развитием бассейна и большой водосборной площадью. Для бассейна характерна высокая скорость накопления осадков, а в отдельные периоды геологической истории и лавинная седиментация. По доступным 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 так же можно рассматривать как благоприятный фактор существования обширных зон нефтегазонакопления. Кроме того, по аналогии с НГБ Северного склона Аляски, Бофорт-Маккензи и Свердруп, где нефтегазоматеринские толщи юры-мела-кайнозоя характеризуются высокими значениям Сорг, в среднем 2-3%, местами до 5%, и водородного индекса НІ – 170 мг УВ/г Сорг (В.И.Богоявленский, И.Д.Полякова и др., 2011) [1], можно прогнозировать столь же высокие значения Сорг и НІ для нефтегазообразующих материнских толщ и в Канадской котловине. Все эти

благоприятные геологические факторы позволяют высоко оценить перспективы нефтегазоносности Канадской котловины. Однако для получения более 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 катагенетической преобразованности 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, включая 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 для НГБ Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи и Свердруп приведем рис.6-1, включающий свыше 14 тысяч значений Ro (в том числе по указанным НГБ соответственно 2606, 546 и 4673). При этом основным источником данных являлась USGS. По приведенному графику на рис.6-1 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 переотложенным породам. Как видно по рис.6-1 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.6-2 приведена база данных Ro и осредняющая их красная линия для одной из прибрежно-морских зон. На рис.6-3 приведен сводный график из 8 осредняющих линий, построенных для 8 различных зон шельфа морей Чукотского и Бофорта.

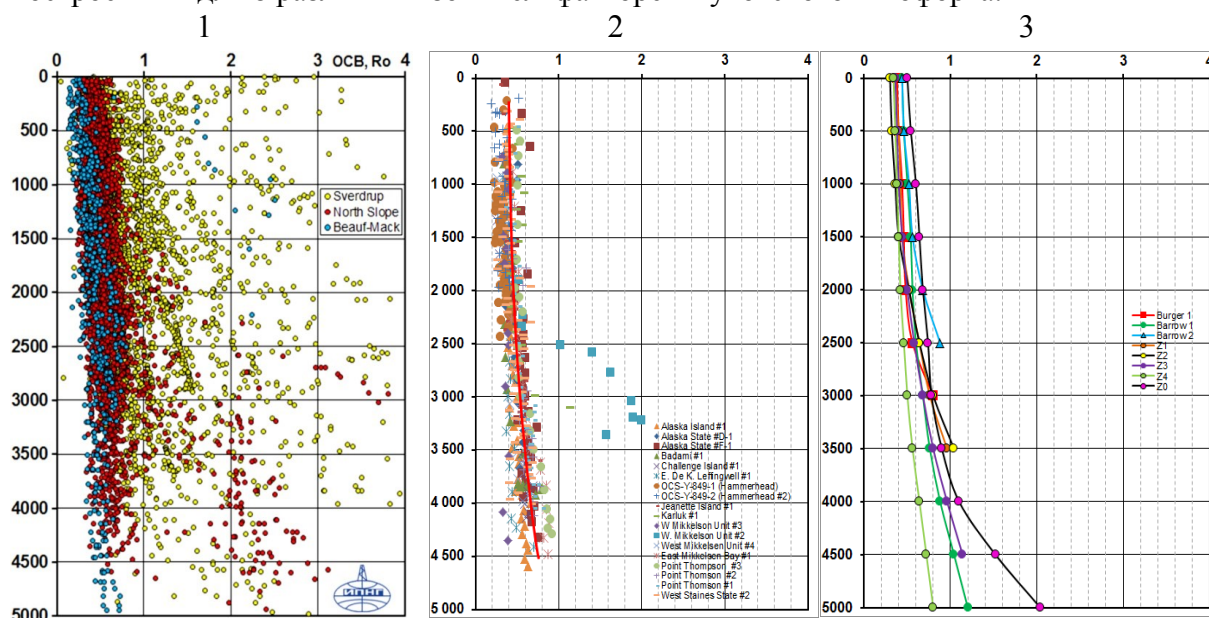


Рис.6. OCB для НГБ Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи и Свердруп.

На следующем этапе по модели строения акустического фундамента была построена карта катагенеза пород нижней части осадочного чехла Канадской котловины и прилегающих шельфа и континентального склона НГБ Северного склона

Аляски, Бофорта-Маккензи и части Северо-Чукотско-Новосибирского ПНГБ. Части карты для прибрежных зон, для которых существует большое количество данных ОСВ, полученных при анализе керна, строились по данным ОСВ из скважин этих зон. Для глубоководной части региона Канадской котловины, где скважины отсутствуют, использовались осредненные данные ОСВ по всему региону с учетом особенностей наиболее близких зон. На рис. 7 приведена итоговая карта, по которой видно, что почти на всей территории Канадской котловины осадочные породы находятся в зонах мезо- и апокатагенеза, что свидетельствует о повсеместном наличии интервалов, в которых генерировались или продолжают генерироваться углеводороды в газообразной и жидкой фазах.

За счет миграции углеводородов из Канадской котловины в субвертикальном и субгоризонтальном направлениях промышленные скопления нефти и газа могут быть обнаружены на континентальном склоне, шельфе и прилегающей суше Аляски и Канадского Арктического архипелага в комплексах низшей стадии катагенеза (ПК-МК₁) или в самом консолидированном фундаменте. Подтверждением сказанному являются открытия в последние годы (2011-2013) в норвежском секторе Баренцева и Северного морей месторождений широкой стратиграфической приуроченности: Wisting Central на глубине около 300 м в ниже-среднеюрских песчаниках, Gohta в палеозойских отложениях поднятия Loppa, Tellus/Luno в кристаллическом фундаменте.

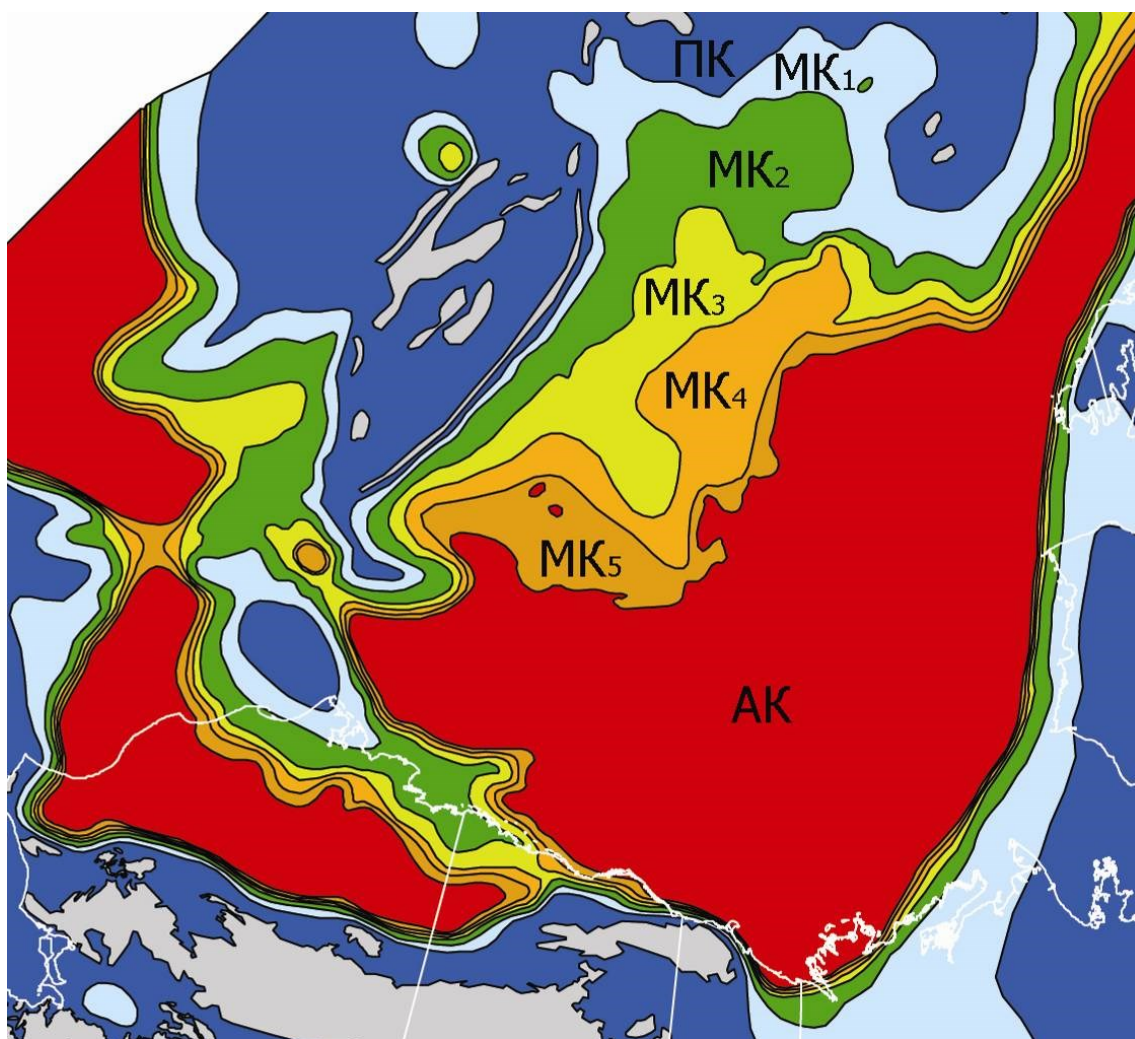


Рис.7. Катагенетическая преобразованность нижней части осадочного чехла Канадской котловины и прилегающего склона континентального шельфа.

В результате комплексных исследований можно сделать заключение о высоких перспективах ПНГБ Канадской котловины и прилегающего склона континентального шельфа, базирующееся на следующих обоснованных в данной статье утверждениях:

1. Канадская котловина заполнена мощной осадочной толщей, достигающей 6-16 км;

1. По имеющимся у нас отдельным профилям сейсморазведки МОГТ (см. вставку на рис.4) можно утверждать о наличии в осадочных отложениях ряда потенциальных крупных ловушек УВ;

2. Осадочные породы низов осадочного чехла на большей (свыше 90 %) части акватории Канадской котловины находятся в зонах мезо- и апокатагенеза. Это позволяет утверждать о практически повсеместном наличии в осадочных отложениях интервалов в нефтяных и газовых окнах генерации УВ.

Список литературы

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**, 45-58.
2. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Сейсморазведка и освоение морских месторождений нефти и газа Арктики Западного полушария. // *Арктика: экология и экономика*, М: 2011, **3**, 16-27.
3. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов. Монография. *Труды Вольного экономического общества*, т.182, М.: Изд. ВЭО, 2014, **3**, 12-175.
4. 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**, 75-92.