

**СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ БАСЕЙНЫ ШЕЛЬФА БЕРИНГОВА МОРЯ И ОКРУЖАЮЩЕЙ
СУШИ: ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ**

Н.А. Богданов, И.Д. Полякова

Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН, г. Москва

Влияние геодинамических обстановок на нефтегазообразование и нефтегазонакопление в седиментационных бассейнах шельфа и сопредельной суши рассматривается на примере северо-западного региона Тихоокеанской окраины. В результате действия процессов растяжения и сжатия коры в недрах шельфа Берингова моря сформировались рифтовые бассейны, а на сопредельной суше Чукотки, Корякии и Южной Аляски – межгорные молассовые впадины и прогибы. Наиболее благоприятные условия для формирования нефтегазовых месторождений отмечены для глубоких бассейнов внешней части шельфа, подверженной воздействию правосторонних сдвигов. В погруженной части этих бассейнов накопились обогащенные сапропелевым ОВ нефтематеринские толщи, относящиеся к доманикитным и субдоманикитным формациям. Интенсивно прогреваясь в результате активного тепломассопереноса, они могли продуцировать большие массы жидких углеводородов в широком диапазоне мезокатагенеза. Ловушки этих бассейнов особенно разнообразны. Представляется, что рифтовые бассейны внешнего шельфа Берингова моря более перспективны в нефтегазоносном отношении по сравнению с межгорными впадинами суши и рифтовыми бассейнами внутреннего шельфа.

Ключевые слова: шельф, рифтовые бассейны, межгорные впадины, доманикиты, тепломассоперенос, резервуары, ловушки, нефтегазоносность.

Изучение геологического строения шельфа окраинных морей России показало, что его недра обнаруживают определенное сходство с прилегающей сушей. Такая ситуация просматривается в наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении морях – Баренцевом, Печорском, Карском и отчасти море Лаптевых, на территорию которых продолжаются структуры Русской, Западно-Сибирской и Сибирской платформ. Однако при этом сходстве обнаруживаются и различия, связанные с усилением роли рифтогенных структур, существенным увеличением площади поднятий и расширением стратиграфического диапазона нефтегазоносности за счет более молодых отложений шельфа. Очевидные различия прослеживаются на северо-востоке России, где на суше и в недрах шельфа распространены разнородные структурные сегменты, в пределах которых формировались седиментационные нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны.

Чтобы понять особенности этих различий и оценить их влияние на процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, следует начать с изучения кон-

кретных ситуаций. Представляется целесообразным выбрать в качестве примера регион, где эти различия четко проявились. В качестве такового интересен район шельфа Берингова моря и прилегающей к нему суши Чукотки, Корякии и Аляски.

**ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ
СТРУКТУРЫ И ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ
ОБСТАНОВКИ**

Значительную часть Берингова моря составляет шельф, охватывающий прибрежную зону Аляски и Чукотки, не меньшая территория относится к абиссали с глубинами моря 2800–3600 м. Эти две зоны разделяет изрезанный каньонами континентальный склон. Алеутская дуга протяженностью около 2500 км образует южную границу Берингова моря и отделяет его от Тихого океана.

Все седиментационные бассейны шельфа имеют кайнозойский возраст. Они заложены на складчатом основании, которое, согласно распространенной концепции [4, 15, 16, 19, 21 и др.], сформировалось в мезозое в результате субдукции океанической коры

плит Фаролон и Кула. Тектонические фрагменты этих плит идентифицированы в аккреционно-коллизийных областях Корякии и Южной Аляски. Здесь в позднем мелу особенно активно образовывались островные дуги, между которыми и рядом с которыми возникали межгорные молласовые впадины и прогибы: например, Нижнеанадырская на Чукотке, Хатырская в Корякии, Сент-Элиас и Кук-Инлет на Южной Аляске. Тогда же на шельфе субдукционные процессы достигали главной фазы.

В недавней работе С.Л. Клемперера и др. [18] детализируются и уточняются особенности строения и развития континентальной коры региона. В частности, изучение материалов по двум субпараллельным трансектам позволило этим исследователям выделить на территории шельфа Берингова моря два сегмента. Один, соответствующий Берингову проливу и внутреннему шельфу, ассоциируется с позднеюрско-раннемеловым плутолизмом Охотско-Чукотского магматического пояса и структурами его последующего разрастания на юг. Другой, представляющий внешний, ограниченный континентальным склоном шельф, подстилается молодой корой, сформированной ассоциацией мезозойских террейнов с проявлениями мезозойского и кайнозойского магматизма. В недрах внешней части шельфа преобладала свдиговая аккреция без сокращения и уплотнения коры, во внутренней – коллизийная, сопровождавшаяся уплотнением коры с субсеквентной модификацией террейнов.

Седиментационные бассейны на шельфе заложены в эоцене, практически одновременно с Алеутской островной дугой, отделившей Берингово море от Тихого океана. Тогда же плита Кула испытала новое растяжение и изменение направления движения с северного на северо-западное [16]. В недрах шельфа проявился рифтинг, и стали формироваться глубокие рифтовые бассейны. Их погружение сопровождалось правосторонними сдвигами, которые особенно ярко выразились на Аляске и на краю шельфа, где начали формироваться бассейны “pull apart”. На внутреннем шельфе глубокие рифтовые бассейны с кайнозойским заполнением испытали более слабые свдиговые смещения, не искажившие систему нормальных разломов. Эоцен знаменателен также для Корякии и Южной Аляски коллизией нового поколения островных дуг с континентальным блоком, приведшей к возникновению молодых, довольно мелких впадин, содержащих небольшие объемы осадочного заполнения.

В миоцене плитные перемещения отдельных частей шельфа осуществлялись в западно-северо-запад-

ном направлении, в результате чего происходила субдукция под южную Корякию и хр. Ширшова. Бассейны продолжали углубляться, превращаясь в надграбеновые прогибы и впадины.

Таким образом, на суше и шельфе возникли два разных типа седиментационных бассейнов. На Чукотке и Южной Аляске в мезозое, чаще в позднем мелу, закладывались межгорные впадины, продолжавшие свое дальнейшее формирование в кайнозое. На шельфе на протяжении кайнозоя, начиная с эоцена, развивались рифтовые бассейны

ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ШЕЛЬФА БЕРИНГОВА МОРЯ

Шельф занимает значительную площадь вдоль берегов Чукотки и Аляски. Здесь в его недрах выделяются пять крупных седиментационных бассейнов общей площадью 220 000 км². Анадырский, Наваринский, Св. Георгия и Бристольский (Северо-Алеутский) располагаются во внешней полосе шельфа. Нортонский бассейн обособлен в северной внутренней части шельфа и тяготеет к суше. Анадырский и Бристольский бассейны продолжаются на суше (рис. 1).

Нефтегазообразование большинства рифтовых и надрифтовых бассейнов обусловлено двумя определяющими факторами – отложением мощных осадочных толщ со специфическими нефтематеринскими толщами и их интенсивным прогревом. Такие характерные черты были выявлены в рифтовых бассейнах шельфа Берингова моря по результатам сейсмопрофилирования, бурения 6 глубоких скважин в пределах бассейнов, а также материалов реализованных проектов глубоководного бурения с отбором образцов на территории шельфа Берингова моря [16, 18, 21].

Интенсивность накопления кайнозойских осадков на шельфе увеличивалась в южном направлении от внутренней зоны к внешней. Особенно больших мощностей (8–12 км) отложения достигали в бассейнах континентального склона, испытавших свдиговые деформации. Близко расположенные друг к другу параллельные свдиги способствовали увеличению площади бассейнов, которая в самом крупном, Наваринском, составляет 80 000 км². Многие вертикальные свдиги сохраняют основные направления структуры более древней активной окраины. На юго-востоке они пересекают п-ов Аляска, на северо-западе – продолжают в Корякии [21]. Нортонский бассейн располагается во внутренней части шельфа севернее свдига Калтаг, который практически не оказал влияния на структуру бассейна, разбитого системой вертикальных разломов. Только в двух его глубоких

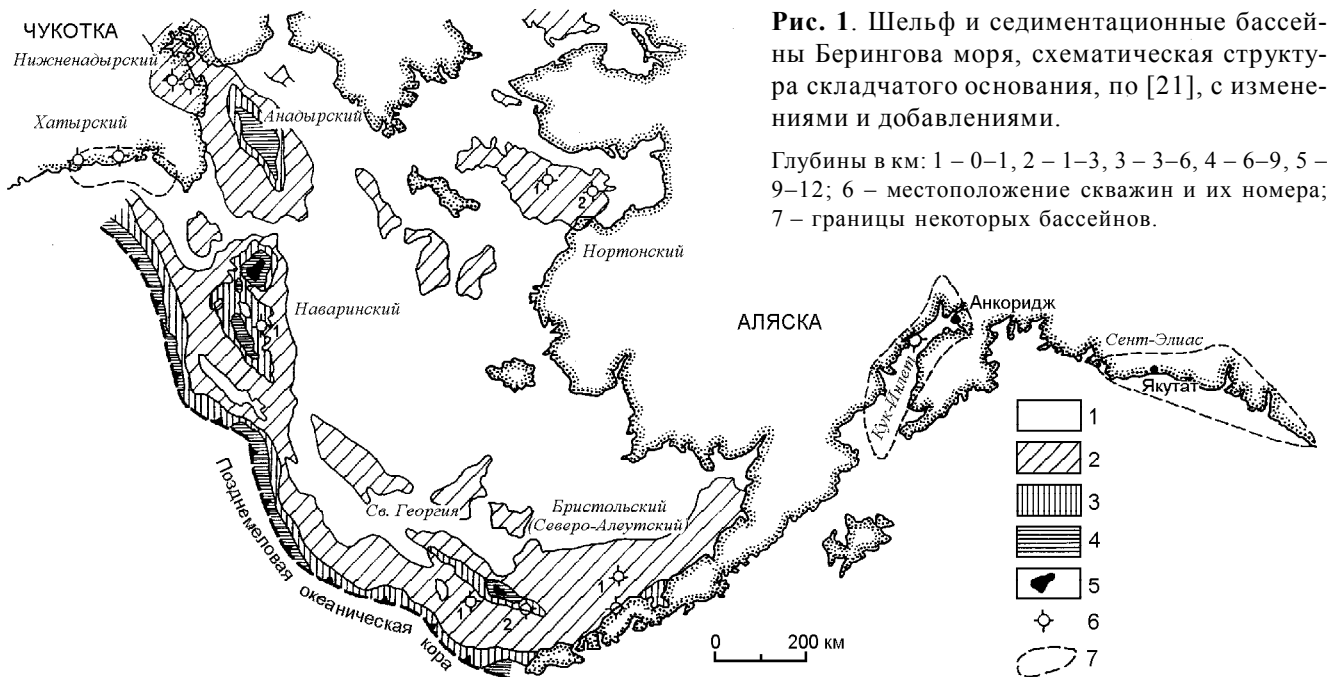


Рис. 1. Шельф и седиментационные бассейны Берингова моря, схематическая структура складчатого основания, по [21], с изменениями и добавлениями.

Глубины в км: 1 – 0–1, 2 – 1–3, 3 – 3–6, 4 – 6–9, 5 – 9–12; 6 – местоположение скважин и их номера; 7 – границы некоторых бассейнов.

грабенах мощности достигают 5–6 км, а в полуграбенах они уменьшаются до 1,5–3,0 км.

Осадочное выполнение рифтовых бассейнов, отделенное от фундамента поверхностью так называемого «красного» несогласия, образовано в основном терригенными осадками. Они вскрыты скважинами, пробуренными преимущественно на бортах бассейнов (рис. 1, 2). По этой причине изученные разрезы представляют не самые глубоководные фации, которые можно ожидать над днищами бассейнов. И тем не менее, даже на бортах бассейнов, например, Наваринского, кайнозойский разрез начинают эоценовые, обогащенные органическим веществом глинистые сланцы, которые перекрываются ниже-среднеолигоценовыми глинистыми сланцами с тонкими прослоями карбонатных песчаников. И те, и другие могли накопиться в условиях батиали и нижней сублиторали. Верхняя часть кайнозойского разреза сложена верхнеолигоцен-среднемиоценовыми глинистыми алевролитами с прослоями отсортированных песчаников и верхнемиоцен-плиоценовыми диатомовыми глинами, которые отложились в условиях сублиторали. В Наваринском бассейне той же скважиной вскрыты залегающие в синклиналиях фундамента верхнемеловые толщи, в состав которых входят аргиллиты, хорошо отсортированные песчаники, туфы и угли, являющиеся образованиями озерно-аллювиальной равнины. Не исключено, подобный разрез можно встретить в расположенном севернее глубоком Анадырском грабене, в котором бурение не проводилось.

Предположительно близкий кайнозойский морской разрез можно ожидать и в глубокой части бассейна Св. Георгия. На его бортах бурились две скважины, вскрывшие субугленосную юру фундамента, а также вулканогенный средний эоцен, грубозернистый остальной палеоген и мощный глинистый, с тонкими песчаными прослоями миоцен-плиоцен. В Бристольском бассейне, расположенном вблизи п-ова Аляска, кайнозойский песчано-алеврито-глинистый разрез характеризуется значительным присутствием вулканогенных и угленосных отложений, которые накопились в континентальных и прибрежно-морских, а часто в переходных между ними условиях. В толще среднеэоценового возраста, кроме туффитов, встречаются базальты и диабазы.

В Нортонском бассейне, в наиболее глубоком грабене (суббассейн Св. Лаврентия, скв. 1), разрез характеризуется значительной глинистостью. В эоцен-олигоценовой части прослеживается переслаивание глин, песчаников и алевролитов, в верхнем олигоцене и неогене переходящее в глинистые отложения, среди которых в миоцен-плиоцене распространены и диатомиты. На южной периферии центрального грабена (суббассейн Стюарт, скв. 2) кайнозойский терригенный разрез представлен исключительно переслаиванием, в котором заметную роль играют прослой угля, и только в верхнем миоцене появляется 300-метровая толща диатомитов. Отложения нижнего кайнозоя прорваны базальтами миоценового возраста.

В осадочном выполнении Наваринского бассейна в палеогеновых отложениях распространено в ос-

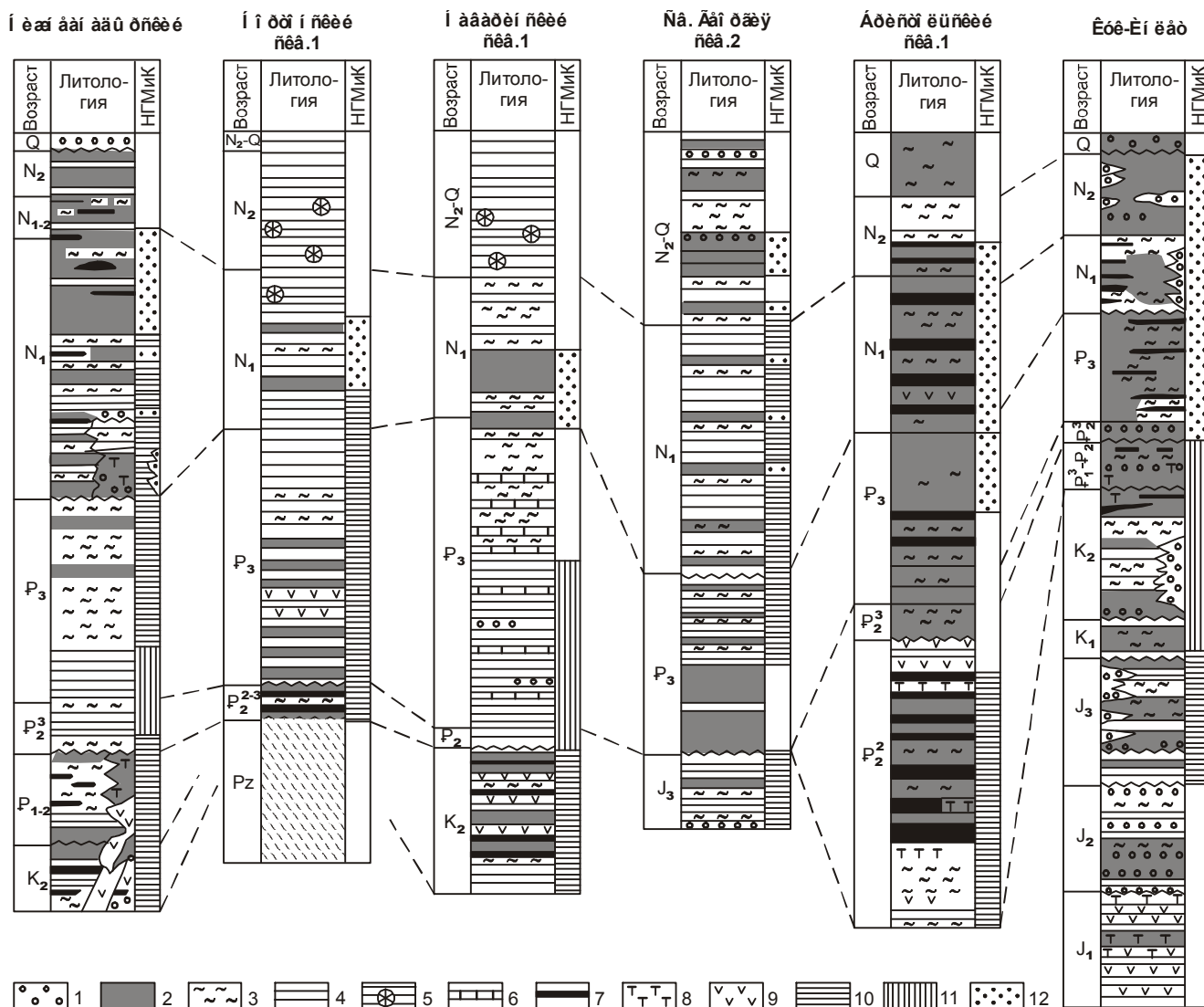


Рис. 2. Литология, нефтегазоматеринские (НГМ) и коллектирующие (К) толщи в разрезе бассейнов Берингова моря и окружающей суши.

Породы: 1 – гравелиты и конгломераты, 2 – песчаники, 3 – алевролиты, 4 – глины и аргиллиты, 5 – диатомовые глины, 6 – карбонатные песчаники, 7 – угли и углистые аргиллиты, 8 – туфы и туффиты, 9 – вулканиты; НГМ и К толщи: 10 – нефтематеринские, 11 – газоматеринские, 12 – коллектирующие.

новном сапропелевое органическое вещество (ОВ), относящееся по классификации Тиссо и Вельте ко II-ому типу [17]. Особо повышенным генерационным потенциалом выделяется эоцен-олигоценая толща темноцветных сланцев и диатомовых аргиллитов с высокими содержаниями органического углерода ($C_{орг}$). Подобная толща диатомовых глин вновь появляется в миоцен-плиоценовой части разреза Наваринского и Нортонского бассейнов. Предположительно такие толщи могли накопиться в осевых частях других бассейнов (Анадырский и Св. Георгия), расположенных в зоне сдвигов вдоль континентального скло-

на, но не вскрытых скважинами, пробуренными на их бортах. Не исключено, что эти толщи могут принадлежать нефтематеринским доманикитным или субдоманикитным формациям, накопившимся на начальном этапе рифтообразования и его последующей реактивизации. Периодическое появление этих формаций в фанерозойском разрезе С.Г. Неручев с 1982 г. связывает с рифтингом, совпадавшим или несколько опережавшим во времени их накопление. В Нортонском и Северо-Алеутском бассейнах, тяготеющих к суше, наиболее часто встречается гумусовое и сапропелево-гумусовое ОВ III-го типа. Высоких concentra-

ций (2–5 %) оно достигает в угленосных и вулканогенно-угленосных толщах эоцена и миоцен-плиоцена, также юры и верхнего мела, которые рассматриваются в качестве газоматеринских.

Геотермический градиент в рифтовых бассейнах шельфа Берингова моря интенсивно растет с глубиной. В скв. 1 бассейна Св. Георгия, пробуренной в грабене, геотермический градиент равен 36 °С/км, тогда как в скв. 2, расположенной на склоне надрифтового прогиба, он составляет 27 °С/км. В обеих скважинах Нортона бассейна, вскрывших разрез на территории рифтов, геотермический градиент, достигнув 36 °С/км на глубине более 3000 м, резко возрастает до 44 °С/км. Близкую картину можно ожидать в других рифтовых бассейнах шельфа Берингова моря. Соответственно изменяется показатель отражательной способности витринита (R_o), по величине которого можно прогнозировать общую картину зональности нефтегазообразования, исходя из того, что в главной зоне нефтеобразования (интервал глубин 3–5 км) R_o составляет 0,6–1,3 %, а в глубинной зоне высокотемпературного газообразования (5–7 км) R_o достигает 2 %. Ниже распространена зона постумного метанообразования, а над главной зоной – верхняя зона низкотемпературного газообразования. В центральной, наиболее погруженной части рифтовых бассейнов, где распространены доманикитные и субдоманикитные формации, предполагается, что нижняя граница главной зоны нефтеобразования опускается на глубины до 6–7 км [9, 14, 20], и прочие зоны соответственно занимают другое местоположение. Над днищами бассейнов локализуются активные очаги нефтегазообразования (рис. 3).

Гранулярные коллекторы распространены на малых глубинах. Полимиктовые песчаники, содержащие неустойчивые в катагенезе минералы и обломки вулканических пород, подвергались вторичным изменениям с повышенной скоростью. Интенсивная цементация зерен еще больше уменьшала пористое пространство в породах. В результате качественные коллекторы ограничены глубинами 2,5–3,0 км и приурочены к миоцену, иногда верхнему олигоцену. Здесь пористость варьирует от 14 до 70 %, а проницаемость иногда повышается до 0,42 мкм². Значительная пористость порой обусловлена присутствием скелетов диатомовых водорослей. Мощные слои песчаников накапливались в течение кайнозоя на шельфе у дельт крупных рек Аляски (Юкон, Кускуквим), вблизи возвышенной суши островов и полуостровов. Низкое качество коллекторов отмечено в Наваринском бассейне. В разрезе бассейнов Нортона, Северо-Алеутском и на бортах Св. Георгия выявлено характерное

переслаивание песчаных и алевропелитовых пород, так называемый "слоеный пирог", который является благоприятным фактором для нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Бассейнам свойственны качественные флюидоупоры.

Среди ловушек наиболее распространенными являются крупные антиклинали (длиной 10–15 км), сформировавшиеся при облекании осадками эродированных выступов фундамента, которые часто представляют собой горсты. В бассейне Нортона такие горсты, образованные закарстованными карбонатными породами, могут быть крупнообъемными ловушками. Вокруг таких горстов образовывались песчаные фены. В Наваринском бассейне положительные структуры возникали в результате диапиризма или горизонтального сжатия. В верхних частях чехла амплитуда антиклинальных поднятий уменьшается. Значительную часть ловушек составляют приразломные, приуроченные к небольшим антиклиналям или моноклиналям. Стратиграфические ловушки формировались на флангах бассейнов, где происходило выклинивание по восстанию коллектирующих горизонтов и/или срезание поверхностями несогласия. В узких грабеновых бассейнах, таких как Св. Георгия и Анадырском, стратиграфические ловушки на бортах формировались относительно быстро.

Во всех рифтовых бассейнах шельфа Берингова моря распространены нормальные разломы и сдвиги, по которым осуществляется тепломассоперенос. По ним глубинные флюиды могли проникать в нефтегазоматеринские толщи, активизируя в них генерацию и миграцию углеводородов. Их вертикальная миграция должна особенно активизироваться в бассейнах, в которых фундамент и перекрывающие его основные материнские толщи залегают на глубинах 7–12 км. Здесь преобразованность ОВ отвечает апокатагенезу. Генерированные огромные массы высокотемпературного газа из-за ограниченных аккумуляционных возможностей больших глубин перераспределяются вверх по разрезу. В результате возможные газовые скопления должны концентрироваться в осевой зоне осадочного чехла, вытесняя жидкие углеводороды на приподнятые борта бассейнов или разделяющие их горсты. Учитывая преимущественно смешанный состав ОВ, отнесенного к III-ему, иногда II-ому типам, в большинстве бассейнов нефти должны иметь парафинистый алкановый состав. Некоторое исключение в этом плане может представлять Наваринский (возможно, Св. Георгия и Анадырский) бассейн, в котором распространены нефтепроизводящие доманикитные и субдоманикитные формации, способные гене-

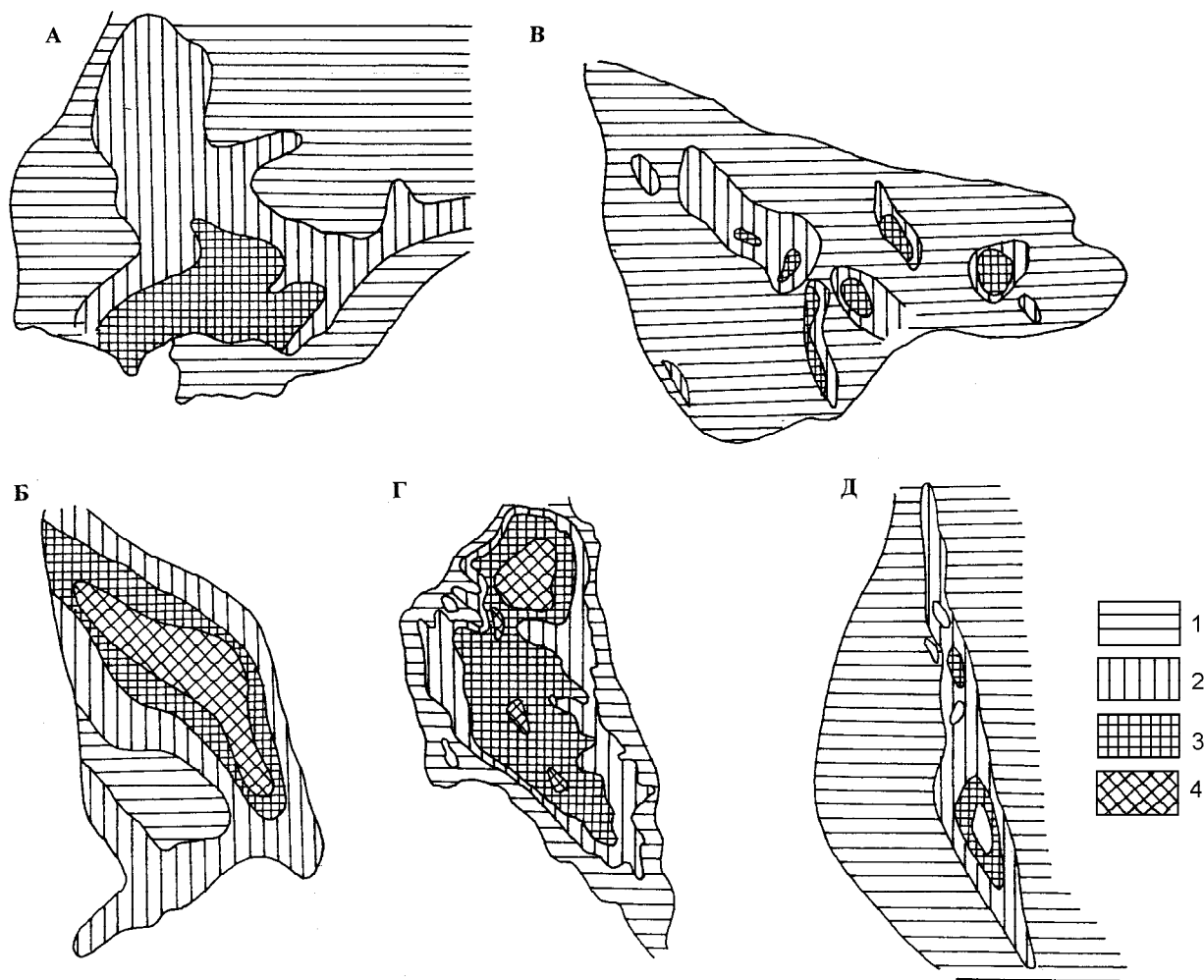


Рис. 3. Очаги нефтегазообразования в бассейнах шельфа Берингова моря (А – Нижнеанадырский, Б – Анадырский, В – Нортонский, Г – Наваринский, Д – Св. Георгия).

Зоны углеводородообразования: 1- ВЗГ, 2 – ГЗН, 3 – ГЗГ, 4 – ЗПМ

Принятые аббревиатуры: ВЗГ – верхняя зона газообразования, ГЗН – главная зона нефтеобразования, ГЗГ – глубинная зона газообразования, ЗПМ – зона постумного метанообразования.

ризовать сернистые циклановые нефти средней плотности (тип С по [10])

Основные ресурсы могут быть сосредоточены непосредственно над рифтами и в разделяющих их горстах. Поскольку качественные гранулярные коллекторы сохраняются на небольших глубинах, поисковое бурение целесообразно ограничить отметкой 2,5–3,0 км. В маломощном плащеобразном чехле надрифтовых прогибов залежи могут формироваться в бескорневых антиклинальных структурах.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ ЧУКОТКИ И ЮЖНОЙ АЛЯСКИ

На суше, окружающей шельф Берингова моря, седиментационные бассейны представляют собой

межгорные впадины и прогибы, сопровождающие островные дуги, которые образуют складчатые системы. На территории впадин проведены геофизические работы и выполнены значительные объемы глубокого бурения, благодаря которым выявлена проявившаяся в небольших масштабах нефтегазоносность. На Чукотке она установлена в Хатырской и Нижнеанадырской впадинах, а на Южной Аляске – в прогибах Кук-Инлет и Сент-Элиас. Эти бассейны открываются в сторону шельфа.

Строение и нефтегазоносность бассейнов Чукотки подробно описаны в публикациях Ю.К. Бурлина и В.В. Донцова [5, 6], С.П. Левшуновой [13], Д.И. Агапитова, В.В. Иванова и Ю.В. Мотовилова [1, 2], В.В. Иванова [8], В.Е. Архипова, Г.С. Брызга-

лова и М.К. Иванова [3], Н.Н. Гурко и др. [7], Е.И. Кудрявцевой и др. [11, 12] и других исследователей. По их материалам проведено краткое обобщение и анализ геолого-геохимических предпосылок нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Нижнеанадырской и Хатырской межгорных впадинах.

На Чукотке складчатое основание обоих бассейнов гетерогенно, оно включает неоконские и более древние породы. Собственно осадочное заполнение составляют молассовые отложения, в которых выделяются четыре литолого-стратиграфических комплекса: верхнемеловой-нижнепалеогеновый, верхнеэоцен-олигоценый, миоценовый, плиоцен-четвертичный. Их общая мощность достигает 8–9 км в Нижнеанадырской и 13–15 км в Хатырской впадинах.

Континентальные угленосно-вулканогенные отложения нижнего комплекса, характеризующиеся повышенными содержаниями концентрированного гумусового ОВ, которое по степени катагенетической преобразованности находится в диапазоне $МК_2$ – $МК_4$, относятся к газопроизводящим толщам. В них гранулярные коллекторы отличаются очень слабыми фильтрационно-емкостными свойствами, их замещают коллекторы трещинного и смешанного типов.

В морских, относительно глубоководных образованиях верхнеэоцен-олигоценного комплекса наибольшие содержания гумусово-сапропелевого и сапропелевого ОВ ($C_{орг}$ варьирует от 0,6 до 2,3 при среднем значении 1,0 %, $B_{хл}$ – 0,02–0,05 %, β достигает 15 %) приурочены к алевролитам и аргиллитам майницкой свиты в Нижнеанадырской впадине и ионайской – в Хатырской. Катагенетическая превращенность соответствует грациям $МК_1$ – $МК_3$. Гранулярные коллекторы встречаются редко.

Неогеновые толщи, составляющие в целом прибрежно-морскую терригенную ассоциацию, сложены неравномерно чередующимися полимиктовыми песчаниками, алевролитами, глинами, гравелитами, конгломератами, а также углями и лигнитами. В миоценовом комплексе Хатырского бассейна выделяются две диатомито-глинистые пачки с повышенными содержаниями гумусово-сапропелевого ОВ (содержания $C_{орг}$ достигают 1,8 при среднем значении 0,8 %, $B_{хл} = 0,045$ %, β не превышает 13 %). По уровню катагенетической преобразованности ОВ отвечает интервалу $МК_1$ – $МК_2$. В песчаниках миоцена широким распространением пользуются эпибитумоиды и концентрации $B_{хл}$ достигают 0,2–0,3 %, что свидетельствует о широком развитии миграционных процессов. Гранулярные коллекторы высокого качества приурочены к песчаникам миоцена, среди которых на

глубинах 1,4–2,5 км встречаются отдельные горизонты с эффективной пористостью 20 % и проницаемостью 2–6 мкм². С глубиной фильтрационно-емкостные свойства вулканомиктовых и полимиктовых песчаников быстро ухудшаются. Глинистые покрывки в миоценовом комплексе Нижнеанадырской впадины имеют локальное распространение, в Хатырской – региональное.

Разрез венчает плиоцен-четвертичный комплекс рыхлых песчаников, суглинков и супесей, которые не представляют интереса.

На антиклинальных структурах к миоценовым песчаникам приурочены основные углеводородные скопления. Они сосредоточены в основном в Нижнеанадырской впадине, где нефтепроявления отмечены на шести площадях и небольшие притоки нефти – на двух. Геохимическая характеристика нефтей приведена в работах Н.Н. Гурко, В.Ф. Васильевой, Т.Н. Кондаковой и др. [7], Е.И. Кудрявцевой, Т.А. Крыловой, А.К. Дертевой и др. [11], Е.И. Кудрявцевой, Т.А. Крыловой, Г.Г. Блохиной и др. [12]. В них описаны малосмолистые, практически безасфальтенистые и малосернистые нефти и конденсаты с пестрым углеводородным составом. В качестве главных геохимических признаков нефтей отмечаются преобладающая низкая их плотность (0,799–0,870 %), высокие концентрации твердых парафинов (23–25 %) и ароматических УВ (до 28,4 %), значительная роль изоалканов, большие значения отношения фитана к пристану (6,17–12,67), обогащенность гептано-октановой фракцией легких УВ. Изотопный состав углерода нефтей характеризуется значениями $\delta^{13}C$ от -25,53 до -29,59‰. Все это свидетельствует о генерации углеводородных флюидов ОВ III-го типа (преимущественно гумусовым) на значительных глубинах. Интенсивность газообразования, следствием которого стали широко развитые газопроявления в меловых и миоценовых отложениях, обусловило конденсатный облик нефтей. Зафиксировано более 100 проявлений и притоков газов на восьми площадях. Обогащенные тяжелыми углеводородами газы приурочены к интервалу разреза со средним уровнем катагенеза ($МК_2$ – $МК_3$), при котором относительно активно генерировались УВ. Судя по изотопному составу углерода метана (Верхнеэчинская площадь – $\delta^{13}C$ –38,4‰), газ образовывался при температуре 230°C на глубине более 7 км, что свидетельствует о вертикальной миграции УВ с больших глубин [11, 12].

В Хатырском бассейне изотопный состав углерода нефти (Угловая площадь – $\delta^{13}C$ = -25,31‰) и газов (Анольская площадь – $\delta^{13}C$ от -31,4 до -30,6‰) характеризуется еще большими концентра-

циями тяжелого изотопа, приближающимися по величине к углеводородным флюидам Восточной Камчатки и Северного Сахалина. Образование газов в Хатырском бассейне происходило при температуре 300–310 °С на глубине более 10 км.

Оценивая генерационно-аккумуляционный потенциал межгорных впадин Чукотки и Корякии, следует акцентировать внимание на некоторую разобщенность в пространстве процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. К верхнеэоцен-олигоценному комплексу приурочены качественные нефтематеринские толщи, к миоценовому – хорошие гранулярные коллекторы. В Хатырской впадине распространены региональные покровы, в Нижнеанадырской – только локальные, встреченные в ее южной части над нефтяными и газовыми залежами Верхнеэчинской площади. Здесь залежи обнаружены в пределах антиклинальной зоны, которая образовалась в среднемиоцен-плиоценовое время над Майницким прогибом, являющимся крупным очагом нефтегазообразования с олигоценного времени. Наличие крупного надвига в южной части впадины, по которому палеогеновые и более древние толщи перекрывают неогеновые породы Майницкого прогиба, может рассматриваться в качестве благоприятной возможности для обнаружения новых залежей УВ. Не исключено, что лучшее сочетание условий образования и накопления флюидов могли сложиться в других, мало изученных прогибах, в том числе и на территории шельфа в Анадырском грабене. В большинстве углеводородных скоплений двух рассмотренных бассейнов отмечены повышенные содержания тяжелого изотопа углерода и принадлежность нефтей к типу А [10], который наиболее характерен для оторочек газовых и газоконденсатных залежей.

С западной стороны шельф Берингова моря граничит с Центральной Аляской, где седиментационные бассейны практически отсутствуют. Они появляются за пределами Берингова моря, на южной окраине Аляски, сложенной аккреционно-субдукционными блоками, промежутки между которыми заняты межгорными молассовыми впадинами и прогибами мезозойско-кайнозойского возраста. Несмотря на то, что террейны Чукотки и Южной Аляски различаются по возрасту и происхождению, механизмы их приращения к окраинам континентов были близки. В результате возникло существенное сходство между седиментационными бассейнами.

Кратко коснемся особенностей нефтегазоносности двух бассейнов Южной Аляски – Сент-Элиас и Кук-Инлет, подробно описанных в отечественной литературе В.В. Ивановым [8]. Оба бассейна являются нефтегазоносными. Они открываются в Аляскинский

залив и характеризуются значительной мощностью терригенного заполнения с относительно простым тектоническим строением кайнозойского этажа и более сложным – мезозойского.

В бассейне Сент-Элиас с мощностью кайнозойских осадков до 12 км, также как и в Хатырском бассейне Корякии, нефтегазоматеринские толщи повторяются дважды: в эоцене–нижнем олигоцене и нижнем миоцене. Содержащееся в них ОВ имеет смешанный, существенно гумусовый состав. Гранулярные коллекторы низкого качества быстро теряют поровое пространство с глубиной, и нефти единственного в бассейне месторождения Каталла приурочены к трещиноватым песчаникам и алевролитам с глубин 110–530 м.

Бассейн Кук-Инлет представляет собой асимметричный грабенообразный прогиб с осадочным заполнением мощностью до 18–21 км, состоящим из мезозойской морской и кайнозойской континентальной моласс. В качестве главной нефтематеринской толщи выделяется верхнеюрская формация тукседни, обогащенная ОВ на градациях МК₂–МК₃. Кайнозойские угленосные отложения, соответствующие протокатагенезу, считаются генераторами низкотемпературного газа. Гранулярные коллекторы хорошего и удовлетворительного качества распространены в кайнозойских отложениях, в которых миоценовая песчаная формация хемлок является главным нефтепродуктивным горизонтом. Одновременно с формированием Алеутской дуги Кук-Инлет продолжал развиваться в кайнозое подобно расположенному севернее Бристольскому бассейну. В нем открыто около двух десятков мелких нефтяных и газовых месторождений.

В межгорных впадинах, которым свойственны активная вулканическая деятельность, катагенетические преобразования ОВ проявились неравномерно, изменяясь для разновозрастных пород от протокатагенеза до заключительных градаций апокатагенеза. Такого рода особенности катагенеза обусловлены контактовыми воздействиями интрузивных и эффузивных тел. Для межгорных впадин характерно ОВ III-го типа, и произведенные им нефти имеют в основном газоконденсатное происхождение. Газы в большинстве случаев являются высокотемпературными. Выходы на поверхность складчатых мезозойских пород из-за высокой степени преобразованности (метаморфизм) и отсутствия благоприятных условий консервации могут содержать только остатки разрушенных скоплений нефтей и битумов. Плохие коллекторские возможности меловых и палеогеновых отложений существенно ограничивают их перспективы. Последние связываются главным образом с неогеновой частью разреза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Седиментационные бассейны шельфа Берингова моря и сопредельной с ним суши развивались по сценарию, в котором тем и другим были отведены конкретные время и место. Бассейны Чукотки, Корякии и Южной Аляски заложены в мезозое, когда происходила субдукция коры тихоокеанских плит и разновозрастные террейны различной геодинамической природы подвергались аккреции. Несмотря на очевидное разнообразие террейнов и островных дуг, механизмы их причленения к окраинам двух континентов были настолько близки, что сформировавшиеся при этом бассейны представляют собой один тектонический тип – межгорные молассовые впадины и прогибы. Бассейны этого типа имеют мезозойско (обычно поздне меловой)-кайнозойский возраст.

На шельфе аккреционно-субдукционные процессы в мезозое наращивали в южном направлении континентальную кору, создавая складчатое основание для заложения рифтовых бассейнов. Они возникали одновременно с Алеутской островной дугой и, начиная с эоцена, развивались в течение всего кайнозоя. Правосторонние сдвиги способствовали формированию бассейнов “pull apart” на краю шельфа, что приводило к увеличению площади бассейнов и накоплению осадков большой мощности.

Таким образом, в недрах шельфа Берингова моря сформировались рифтовые бассейны, а на сопредельной суше – межгорные молассовые впадины и прогибы. Эти два типа бассейнов развивались в результате действия синхронных процессов растяжения и сжатия коры на северо-западе Тихоокеанской окраины. Такая связь особенно ярко проявилась в Анадырском бассейне, в пределах которого выделяются два суббассейна: на суше – Нижнеанадырская межгорная впадина, в недрах акватории – Анадырский грабен.

В седиментационных бассейнах рассмотренных типов оказалось много общих черт нефтегазоносности. Их осадочное заполнение характеризуется большими мощностями и в преобладающем количестве случаев близкой стратиграфической привязкой нефтегазоматеринских и коллектирующих толщ, существенно разделенных между собой в разрезе. Очевидно, они отлагались почти одновременно в условиях сублиторали, а в рифтовых бассейнах – и батииали. В наиболее погруженной части бассейнов, где ОВ пород испытало преобразование мезо- и апокатагенеза, предполагаются активные очаги нефтегазообразования со всеми фазами (зонами) этого процесса. Вертикальная миграция углеводородов особенно усиливалась, когда значительные объемы отложений, и в их

числе нефтематеринских, попадали в глубинную зону газообразования. Огромные массы высокотемпературного газа из-за ограниченных возможностей к аккумуляции с больших глубин перераспределяются в верхние горизонты. Жидкие УВ газоконденсатных растворов вытесняются на приподнятые борта бассейнов. Гранулярные коллекторы хорошего качества, даже ограниченные малыми и средними глубинами до 2,5–3,0 км, не получили широкого распространения. Наибольшее сходство прослеживается между рифтовыми бассейнами, тяготеющими к суше (Нортонский и Бристольский), и межгорными впадинами Чукотки, Корякии и Южной Аляски.

Выявлены и отличия в нефтегазоносности двух рассмотренных типов бассейнов. Отличия особенно очевидны для глубоких бассейнов типа pull apart (Наваринский, Св. Георгия и возможно Анадырский), приуроченных к внешней части шельфа, его континентальному склону, где проявилось влияние правосторонних сдвигов. В центральной части этих бассейнов эоцен-олигоценная и миоценовая толщи темноцветных сланцев и диатомовых аргиллитов более обогащены сапропелевым органическим веществом и могут принадлежать к доманикитным или субдоманикитным формациям. Хорошо прогреваясь за счет активного тепломассопереноса, они раньше вступали в главную зону нефтеобразования и могли генерировать значительные количества жидких углеводородов практически до конца мезокаатагенеза. Ловушки этих бассейнов более разнообразны. Они приурочены к разломам, диапирам и крупным малоамплитудным антиклиналям, облекающим выступы фундамента. Угол наклона их крыльев выполаживается вверх по разрезу. Также отмечаются стратиграфические ловушки в зонах выклинивания коллекторов на бортах грабенов и в зоне несогласий. Возможные скопления УВ, сосредоточившие в себе значительные ресурсы, вряд ли успели подвергнуться значительным разрушениям.

Представляется, что рифтовые бассейны шельфа Берингова моря более перспективны в нефтегазоносном отношении по сравнению с межгорными впадинами окружающей суши. Перспективные участки на шельфе располагаются над грабенами и на разделяющих их горстах. На первых возможно открытие газовых и газоконденсатных, на вторых – нефтяных и нефтегазовых месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агапитов Д.И., Иванов В.В. Условия генерации и аккумуляции углеводородов в Анадырском бассейне // Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1974. С. 128–133.

2. Агапитов Д.И., Иванов В.В., Мотовилов Ю.В., Тютрин И.И. Новые данные о нефтегазоносности Южной Чукотки // Геология и геофизика. 1983. № 10. С. 115–119.
3. Архипов В.Е., Брызгалова Г.С., Иванов М.К. Геологические предпосылки нефтегазоносности Анадырского и Наваринского бассейнов // Сов. геология. 1989. № 1. С. 9–18.
4. Богданов Н.А., Хаин В.Е. (ред). Объяснительная записка к тектонической карте Охотоморского региона масштаба 1: 2 500 000. М.: ИЛРАН, 2000. 193 с.
5. Бурлин Ю.К., Донцов В.В. Нафтидопроявления на побережье Берингова моря // Докл. АН СССР. 1966. Т. 171, № 1. С. 163–165.
6. Бурлин Ю.К., Донцов В.В. Геолого-геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности Хатырского бассейна // Проблемы нефтегазоносности северо-востока СССР. Магадан, 1973. С. 61–69.
7. Гурко Н.Н., Васильева В.Ф., Кондакова Т.Н. и др. Геохимическая характеристика нефтей Чукотки // Геология нефти и газа. 1986. № 1. С. 58–61.
8. Иванов В.В. Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии. М.: Наука, 1985. 208 с.
9. Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Лоджевская М.И. и др. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Восточно-Европейской платформы. М.: Недра, 1993. 317 с.
10. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефтей в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. 1978. № 8. С. 3–13.
11. Кудрявцева Е.И., Крылова Т.А., Дертев А.К. и др. Изотопный состав углерода нефтей Чукотки // Докл. АН СССР. 1990. Т. 310, № 6. С. 1450–1453.
12. Кудрявцева Е.И., Крылова Т.А., Блохина Г.Г. и др. Новые данные по изотопному составу углерода нефтей и газов Чукотки и Камчатки // Докл. АН. 1993. Т. 331, № 2. С. 228–229.
13. Левшунова С.П. Геохимическая характеристика и оценка нефтегазоносности кайнозойских отложений Нижне-Анадырской впадины: Автореф. дис.... канд. геол.-минер. наук. М., 1968. 26 с.
14. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах // Геология и геофизика. 1998. Т. 39, № 4. С. 512–517.
15. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. М.: Науч. мир, 2001. 604 с.
16. Cooper A.K., Marlow M.S., Scholl D.W. Geologic framework of the Bering Sea Crust // Geology and Resource Potential of the Continental margin of the Western North America and adjacent ocean basins – Beaufort Sea to Baja Colifonia. Houston, Texas, U.S.A., 1987. P. 73–102.
17. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and geology. San Francisco, 1979. 617 p.
18. Klemperer S.L., Miller E.L., Grantz A., Scholl D.W., eds. Crustal structure of Bering and Chukchi shelves: Deep seismic reflection profiles across the North American continental between Alaska and Russia // Tectonic Evolution of the Bering – Chukchi Sea – Arctic Margin and Adjacent Landmasses: Bolder, Colorado, Geological Society of America, Special paper 360, 2002. P. 1–24.
19. Krylov K.A., Miller E.L. Mezozoic-Cenozoic Tectonic model of the Bering shelf // 7-th Zonenshain Conference on plate tectonics: Abstracts. M., 2001. P. 507–508.
20. Price L.C. The organic geochemistry (and causes thereof) of high-rank rocks from the Ralph Lowe-1 and other well bores // US Geol. Surv. Open-file Rept 88-651. 1991. P. 1–48.
21. Worrall D.M. Tectonic history of the Bering Sea and the Evolution of Tertiary Strike-Slip Basins of Bering Shelf / Special Paper // The Geological Society of America., 1991. 120 p.

Поступила в редакцию 25 февраля 2003 г.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

N.A. Bogdanov, I.D. Polyakova

Sedimentary basins of the Bering Sea shelf and the surrounding land: geodynamic environments of formation and oil and gas potential

The effect of geodynamic environments on oil and gas formation and accumulation in the sedimentary basins of the shelf and adjacent land are exemplified by the north-western region of the Pacific margin. The processes of crust extension and compression in the interior part of the Bering Sea shelf resulted in the formation of rift basins; and on the adjacent land of Chukotka, Koryakia and South Alaska, intermountain molasses depressions and troughs. The most favorable conditions for the formation of oil and gas deposits are noted for deep basins of the outer part of the shelf subjected to the influence of dextral strike-slip faults. In the submerged part of these basins, sapropel organic substance-enriched oil source units belonging to pre- and subpre-manikid formations accumulated. Being heated intensely as a result of active heat and mass transfer, they could produce large masses of liquid hydrocarbons within a wide range of catagenesis. The traps of these basins are especially diverse. It is presumed that the rift basins of the Bering Sea outer shelf have a greater oil and gas potential than intermountain depressions of land and rift basins of the inner shelf.