

1-2010



РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК

ЭНЕРГИЯ РАЗВИТИЯ



ТЕМА НОМЕРА:
**Новые технологии
в области Upstream**

Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики

Н.А. Малышев, д.г.-м.н., В.В. Обметко, к.г.-м.н., А.А. Бородулин
(ОАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: Арктика, шельф, бассейн, геология, нефтегазоносность, моделирование, риски, прогноз.
Адрес для связи: n_malyshov@rosneft.ru, v_obmetko@rosneft.ru, a_borodulin@rosneft.ru

Введение

В настоящее время ОАО «НК «Роснефть» осуществляет свою деятельность во всех основных нефтегазодобывающих регионах России: в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Поволжье и на Северном Кавказе, в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке. На шельфах Российской Федерации и сопредельных стран работы ведутся в акваториях Охотского, Каспийского, Черного и Азовского морей. В соответствии со стратегией развития компании и «Программой ОАО «НК «Роснефть» освоения ресурсов углеводородов (УВ) на шельфе РФ до 2030 г.» в ближайшие годы планируется начало работ в акваториях арктических морей [1]. В связи с этим важную роль приобретает оценка углеводородного потенциала слабоизученных осадочных бассейнов Восточной Арктики, в которых извлекаемые ресурсы углеводородов по оценкам Министерства природных ресурсов превышают 12 млрд. т у.т.

Существующие проблемы и методы их решения

Оценки углеводородного потенциала восточно-арктических морей по данным различных исследователей существенно различаются – от 1,9 млрд. т н.э. по оценкам Геологической службы США (USGS) [2] до 12,2 млрд. т у.т. по оценкам МПР РФ (по состоянию на 01.01.2002 г.). Это связано как с различными методами оценки ресурсов, так и с разным пониманием истории развития и строения бассейнов. В связи с этим специалистами научно-технического блока компании с 2007 г. проводятся специальные исследования по созданию современных региональных геологических

моделей осадочных бассейнов всей российской Арктики, в том числе и восточно-арктических, бассейновому моделированию с независимой оценкой ресурсов и геологических рисков.

Особенностями восточно-арктического шельфа являются его крайне низкая степень сейсмической изученности (от менее 0,01 км/км² в Восточно-Сибирском море до 0,08 км/км² в море Лаптевых) и отсутствие глубоких скважин. Осадочный чехол в пределах бассейнов шельфа представлен разновозрастными отложениями, фундамент сложен разновозрастными блоками древних кратонов и складчатых сооружений [3,4]. Продолжение последних в акватории небесспорно, при этом часто выступы фундамента и складчатые области не позволяют однозначно сопоставить отражающие сейсмические горизонты, прослеженные на шельфах Восточной Арктики, с горизонтами, выделенными на Сибирской платформе, в американском секторе Чукотского моря и увязанными с материалами бурения.

Для обоснования стратиграфической полноты разреза, прогноза развития нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и очагов генерации углеводородов, коллекторов и флюидоупоров на шельфе, выделения перспективных объектов и оценки ресурсов авторами использовался бассейновый анализ, позволяющий выявить особенности становления (генезиса), современного строения и геологической эволюции осадочных бассейнов, установить условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления [5]. Такой интегрированный методологический подход включал (рис. 1):

- сбор и обобщение всей накопленной геолого-геофизической информации по восточно-арктическим

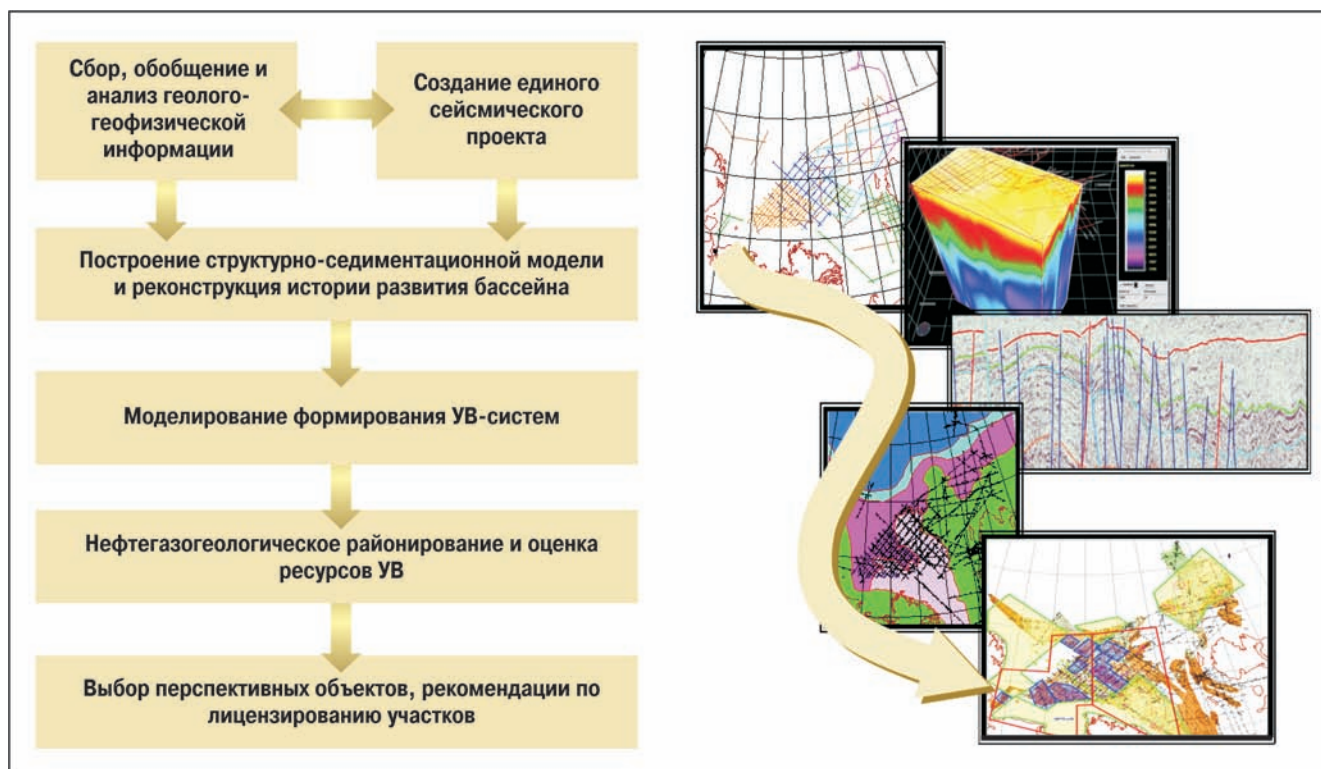


Рис. 1. Методологический подход к оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов

бассейнам и их обрамлениям (результаты бурения, геологической съемки и тематических исследований);

- переинтерпретацию сейсмических материалов (более 30000 км), направленную на стратификацию отражающих горизонтов, выделение перерывов в осадконакоплении, сейсмофациальный анализ, построение современной структурно-тектонической модели и реконструкцию истории геологического развития бассейнов;

- многовариантное моделирование формирования УВ-систем;

- структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование;

- выбор перспективных объектов, оценку их ресурсов и геологических рисков, подготовку рекомендаций по выбору наиболее привлекательных участков для лицензирования и их дальнейшего изучения.

Многовариантное моделирование формирования УВ-систем проводилось в связи с отсутствием на шельфе скважин и соответственно результатов бурения, необходимых для калибровки моделей. При этом, с учетом множества неопределенностей в исходных данных, менялись параметры температурного режима недр, число НГМТ и их генерационные характеристики, проводимость разломов во времени и др. Оценка ресурсов углеводородов была выполнена объемным методом (при возможности выделения в бассейне локальных объектов) и методом геологических аналогий. При этом за бассейн-аналог принимался

Северо-Аляскинский бассейн (для Чукотского и Восточно-Сибирского морей).

Геологическое строение акваторий Море Лаптевых

Относительно возраста фундамента и стратиграфической полноты осадочного чехла на шельфе моря Лаптевых в настоящее время существуют две основные точки зрения.

1. Западная часть бассейна моря Лаптевых находится на продолжении Сибирской платформы, ее фундамент имеет раннепротерозойский возраст. В составе осадочного чехла участвуют все комплексы пород от рифея до кайнозоя. В восточной части фундамент позднекиммерийский, чехол представлен мел-кайнозойскими отложениями.

2. Фундамент бассейна повсеместно на шельфе имеет позднекиммерийский (раннемеловой, доаптский) возраст, чехол представлен более молодыми (мел-кайнозойскими) отложениями.

По результатам наших работ обосновано продолжение Сибирской платформы в западной части шельфа моря Лаптевых. Осадочный чехол при этом выделен в объеме пермско-кайнозойских отложений [6]. Нижележащие рифейско-каменноугольные, преимущественно карбонатные отложения с учетом предсенноманского поднятия (апфифта) и размыва пород, величина которого на палеоподнятиях достигает 3 км, были погружены на большие глубины (15-18 км) и, по-видимому,

значительно преобразованы. В настоящее время они входят в состав переходного комплекса (акустического фундамента). Граница между западной и восточной частями шельфа проходит по зоне разломов Лазарева, являющейся предположительно древней трансформной зоной. При такой трактовке геологического строения шельфа моря Лаптевых по аналогии с разрезами Сибирской платформы в основании разреза осадочно-чехла в его западной и центральной частях предполагается развитие мощных осадочных толщ перми, триаса и юры, что существенно повышает перспективы обнаружения здесь скоплений углеводородов.

Осадочный чехол суммарной мощностью до 14-15 км сложен тремя комплексами пород: верхнепалеозойско-нижнемеловым, апт-раннемиоценовым и среднемиоцен-четвертичным. Первый из них имеет перикратонный характер, второй – синрифтовый, третий – пострифтовый (синеклизный).

Перикратонный комплекс сложен пермско-триасовыми карбонатно-терригенными и юрско-неокомскими терригенными отложениями. Исходя из анализа результатов бурения и описания обнажений на прилегающей суше, пермско-триасовые отложения представлены преимущественно мелководно-морскими и континентальными толщами, возможно, с прослоями туфов, базальтов и долеритов в триасовом интервале разреза. В направлении от суши к шельфу прогнозируется развитие более глубоководных пород вплоть до конденсированных депрессионных фаций. Юрско-неокомские отложения представлены переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов с прослоями и линзами известняков и конгломератов, в верхней части – с прослоями углей, а на островах Столбовой и Малый Ляховский – песчано-глинистой турбидитовой толщей. На шельфе прогнозируется преимущественное развитие мелководно-морских песчано-глинистых образований. Мощность отложений комплекса на шельфе моря Лаптевых по сейсмическим данным варьирует от 1-2 до 8 км.

Синрифтовый комплекс делится на две толщи – верхнемеловую, представленную исключительно континентальной угленосной молассой, и палеоген-раннемиоценовую, терригенную, с развитием в центральной части бассейна морских (от мелководных до депрессионных) фаций. Меловые отложения сложены конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей, а на Новосибирских островах – с вулканитами различного состава и их туфами. Палеогеновые отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, редко с прослоями известняков и диато-

митов. Мощность меловой толщи по сейсмическим данным изменяется от 400 до 3500 м, палеоген-нижнемиоценовой – от 600 до 5500 м.

Пострифтовый комплекс по составу аналогичен палеоген-нижнемиоценовой толще. Он разделяется перерывом в осадконакоплении на среднемиоцено-плиоценовую и четвертичную толщи мощностью соответственно 200-1300 м и 175-500 м.

В тектоническом плане шельф моря Лаптевых расположен в зоне сочленения древнего Сибирского кратона и трех мезозойских горно-складчатых областей: раннекиммерийской Южно-Таймырской и позднекиммерийских Верхояно-Колымской и Новосибирско-Чукотской. Генерализованные структурные тренды этих областей, обрамляющих шельф моря Лаптевых, указывают на вероятность продолжения их складчатых структур на шельф (в крайней западной и восточной частях акватории).

В пределах бассейна моря Лаптевых авторами выделены крупные надпорядковые тектонические элементы – Западно-Лаптевская синеклиза и Восточно-Лаптевская антеклиза (рис. 2). Крайняя северная часть моря Лаптевых расположена за бровкой шельфа на континентальном склоне. В составе Западно-Лаптевской синеклизы обособляются Западно-Лаптевский выступ, Усть-Ленско-Омолойский прогиб (рифтовая система), Центрально-Лаптевский выступ и Северо-Лаптевская впадина. Восточно-Лаптевскую антеклизу осложняют Бельковско-Святоноская зона грабенов и горстов и Анисинский прогиб.

Значительная часть локальных объектов в западной части шельфа связана с процессами трансенсии (растяжения со сдвигом), т.е. поднятия имеют присдвиговой характер. В этой части акватории структуры облекания выступов фундамента менее распространены. Для всех локальных структур характерна значительная нарушенность разломами (см. рис. 2). В пределах указанных крупных тектонических элементов при существующей в настоящее время сети сейсмических профилей выделено более десятка структур средней площадью около 2100 км².

Восточно-Сибирское и Чукотское моря

Восточно-Сибирское море является наименее изученным сейсморазведочными исследованиями. Кроме того, подавляющее большинство сейсмических профилей расположено в его южной и западной частях и не дают полного представления о строении фундамента и осадочного чехла всей акватории. Исходя из общегеологических представлений, строение Восточно-Сибирского шельфа предполагается сходным с более изученным Чукотским.

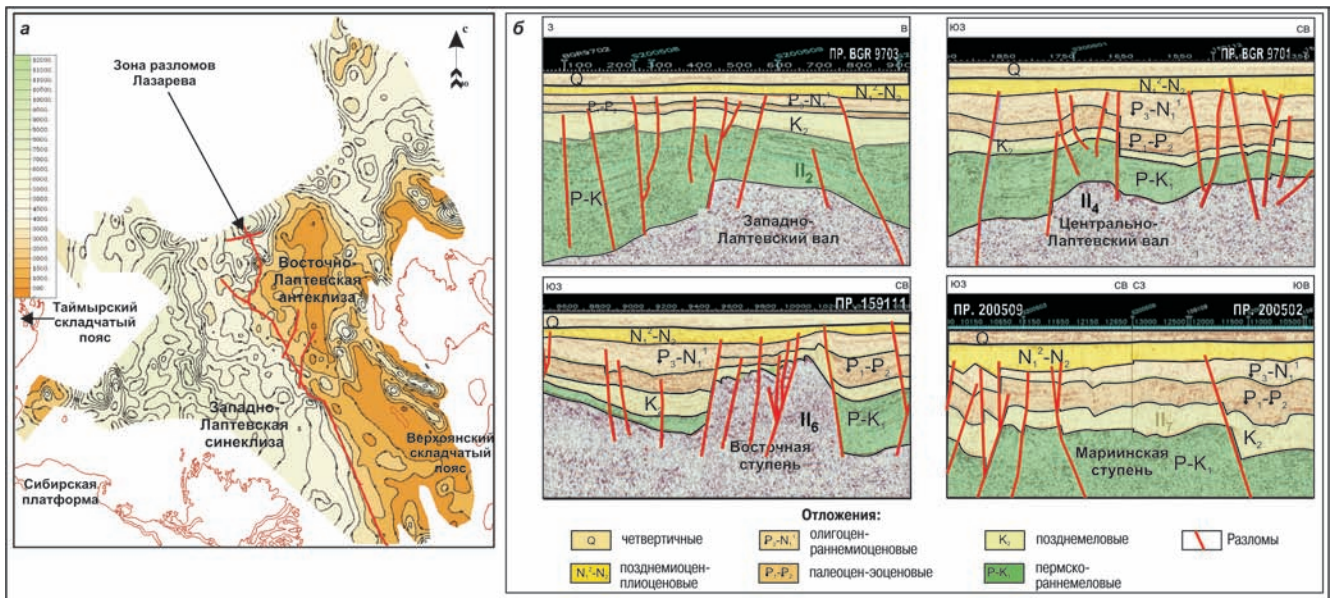


Рис. 2. Структурная карта осадочного бассейна моря Лаптевых по подошве осадочного чехла (а) и примеры типовых структур (б)

В пределах Восточно-Сибирского моря выделяют собственно Восточно-Сибирский бассейн и бассейн Вилькицкого (на севере акватории), а в российском секторе Чукотского моря – Южно- и Северо-Чукотский бассейны. Они отделены друг от друга выступами Новосибирско-Чукотского складчатого пояса. Эти осадочные бассейны различаются возрастом, формационным составом и мощностью осадочного выполнения.

В Восточно-Сибирском море и в российской части Чукотского моря бурение не проводилось, однако отложения от рифея до кайнозоя довольно детально изучены по обнажениям окружающей суши, на островах Врангеля и Геральда, а также в скважинах, пробуренных в американском секторе Чукотского моря. Разрез осадочного чехла прогнозируется нами по сейсмическим данным с учетом этих материалов.

Осадочные бассейны Вилькицкого и Северо-Чукотский, развитые в северных частях акватории, заложены на каледонском (элсмирском) складчатом фундаменте. В их осадочном чехле мощностью до 6-18 км выделяется пять структурно-формационных комплексов: нижнеэлсмирский (верхнедевонско (?) – каменноугольно-нижнепермский), верхнеэлсмирский (верхнепермско-среднеюрский), рифтовый (бофортский, верхнеюрско-неокомский), нижнебрукский (апт-верхнемеловой) и верхнебрукский (кайнозойский), разделенных серией поверхностей региональных несогласий.

Нижнеэлсмирский комплекс предположительно сложен терригенными отложениями – аналогами группы Эндикотт и карбонатной группы Лисберн на Аляске, верхнеэлсмирский – преимущественно терри-

генными образованиями, соответствующими группе Седрочит (формации Эчука, Кавик и Ивишак) и формациям Шублик, Саг-Ривер и Нижний Кингак. В осадочных бассейнах Вилькицкого и Северо-Чукотском суммарная мощность предполагаемых в разрезе элсмирских отложений варьирует от 6 км на юге до 4 км на севере бассейнов.

Рифтовый (бофортский) комплекс представлен аналогами формаций Верхний Кингак, Купарук и Пелб-Шейл, сложенными на шельфе Аляски преимущественно терригенными породами, а в пределах Чукотского полуострова – с прослоями углей, вулканитов различного состава и их туфов. В бассейнах Вилькицкого и Северо-Чукотском наибольшая мощность комплекса превышает 6 км.

В составе терригенного угленосного нижнебрукского комплекса выделены три стратиграфических подразделения – аналоги формаций Торок, группы Нанушук и формации Колвилл. В пределах Чукотского полуострова возрастные аналоги данного комплекса представлены преимущественно гранитоидами. В бассейнах Вилькицкого и Северо-Чукотском мощность отложений комплекса превышает 6 км, а в Восточно-Сибирском и Южно-Чукотском достигает 3,5 км.

Верхнебрукский комплекс предположительно представлен терригенными угленосными толщами – возрастными аналогами формации Сагаванирктот. В осадочных бассейнах Вилькицкого и Северо-Чукотском мощность отложений комплекса составляет более 4 км, а в Восточно-Сибирском и Южно-Чукотском – до 1,4 км.

В пределах Северо-Чукотского осадочного бассейна основными структурными элементами являются

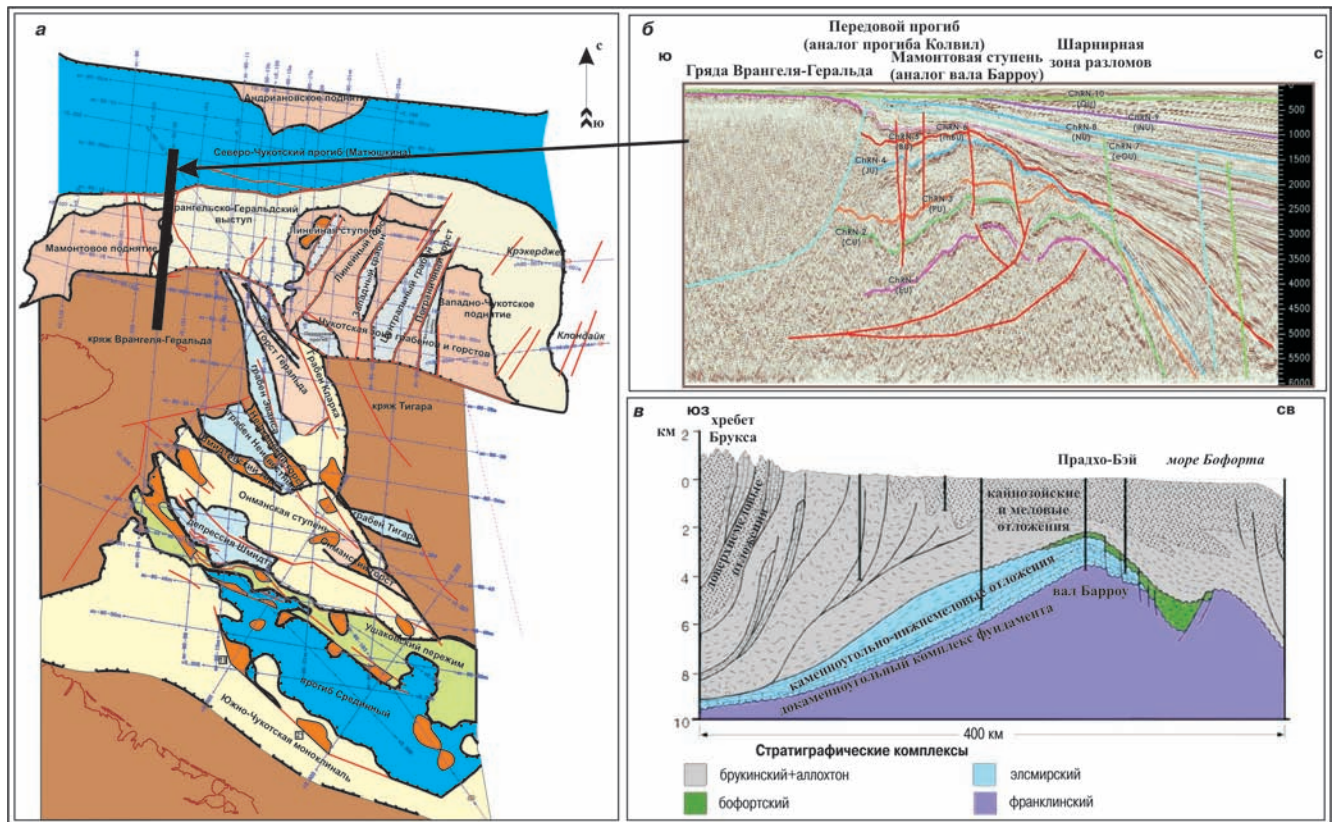


Рис. 3. Структурно-тектоническая схема Северо- и Южно-Чукотского бассейнов (а) и примеры нефтепоисковых объектов на Мамонтовой ступени (б), сходных с месторождением Прадхо-Бэй на валу Барроу (Аляска) (в)

Северо-Врангелевский выступ и Северо-Чукотский прогиб, отделенный от выступа шарнирной зоной разломов (рис. 3). В юго-восточной и юго-западной частях бассейна вдоль зоны надвигов Врангеля-Геральда прослеживаются фрагменты передового прогиба, который в отличие от прогиба Колвилл на Аляске занимает значительно меньшую площадь и менее выражен как структурно, так и по мощности. Очевидно, это связано с развитием в российской части шельфа крупных выступов (Северо-Чукотской зоны грабенов и горстов и Мамонтового поднятия), служивших барьером при формировании краевого прогиба перед фронтом складчатой области. Кроме того, Врангелевско-Геральдский выступ испытал в раннепалеогеновое время интенсивный подъем, в результате которого отложения передового прогиба, развитые в его пределах, были подвергнуты процессам эрозии, а в центральной части – полностью денудированы.

Субширотное краевое поднятие, аналогичное высококонфеперспективному валу Барроу на Аляске, в российском секторе Чукотского шельфа в современном структурном плане прослеживается лишь вблизи реликтовых впадин передового прогиба. На тех участках, где эти впадины отсутствуют, краевое поднятие наклонено в северном направлении и практически не выражено в результате формирования наложенного с севера Северо-Чукотского прогиба.

В основании элсмирского комплекса Северо-Чукотского бассейна авторами впервые выделен Центрально-Чукотский рифтогенный прогиб (трог) субмеридионального простирания, выполненный отложениями раннекаменноугольного возраста (аналогами формации Эндикотт). Этот прогиб сходен по строению с трогом Ханна, прослеженным в основании осадочного чехла в западной части американского сектора Чукотского моря.

Северо-Чукотский прогиб осложняют структуры меньшего ранга: Андриановское поднятие, Западная брахиантиклиналь, Западная, Центральная и Восточная мульды. В пределах Северо-Врангелевского выступа выделяются структуры второго порядка: Мамонтовая ступень, Врангелевско-Геральдская ниша, Академическая и Линейная-1 и Линейная-2 ступени, а также Линейный горст. Большинство перспективных локальных структур расположено в пределах Мамонтовой, Академической и Линейных ступеней. При этом Мамонтовая ступень по строению наиболее сходна с валом Барроу и уникальным месторождением Прадхо-Бэй на Аляске (см. рис. 3, б, в).

В Восточно-Сибирском и Южно-Чукотском бассейнах, сформировавшихся на более молодом (поздне-кimmerийском) складчатом фундаменте, предполагается развитие осадочного чехла мощностью до 7 км и включающего следующие комплексы:

- нижний синрифтовый меловой (постнеокомский) с развитием грабенов, полуграбенов и разделяющих их поднятий;

- средний пострифтовый (Pg-N₁) с широким проявлением протяженных трансензионных структур северо-западного простирания;

- верхний синеклизный (N₂-Q), залегающий субгоризонтально и плащеобразно перекрывающий ниже лежащие комплексы и породы фундамента.

В Южно-Чукотском бассейне основными структурными элементами являются Врангелевско-Геральдская зона горстов и грабенов, Онманский выступ, депрессия Шмидта, Ушаковский выступ, Срединный прогиб и Южно-Чукотская моноклираль (см. рис. 3, а). Все выделенные локальные перспективные объекты расположены в пределах Срединного прогиба, Онманского и Ушаковского выступов.

В связи с крайне слабой изученностью осадочные бассейны Восточно-Сибирского моря более детально не расчленяются.

На формирование структурного плана Южно-Чукотского и Восточно-Сибирского осадочных бассейнов значительное влияние оказали процессы трансенсии (растяжения со сдвигом), что обусловило широкое развитие присдвиговых структур, разбитых многочисленными тектоническими нарушениями. В центральной части Южно-Чукотского бассейна вдоль основной сдвиговой зоны, диагонально разделившей бассейн на две крупные мульды – Шмидта и Срединную, на участке ее коленообразного изгиба сдвиговые деформации привели к формированию Ушаковской антиклинальной зоны со структурами типа рор-ур, которые могут представлять поисковый интерес.

Прогноз нефтегазоносности

Море Лаптевых

До настоящего времени в связи с отсутствием глубокого бурения на шельфе моря Лаптевых промышленные скопления углеводородов не установлены. Однако непосредственная близость к нему Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, наличие месторождений природных битумов в пределах Лено-Анабарского прогиба (Оленекское и др.), а также многочисленные битумопроявления на побережье моря Лаптевых и островах Новосибирского архипелага, нефтегазопроявления в скважинах глубокого бурения в пределах Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского прогиба позволяют высоко оценивать перспективы шельфа моря Лаптевых с точки зрения обнаружения промышленных залежей нефти или газа.

Потенциально нефтегазоматеринские породы в регионе развиты в интервале разреза от перми до палеогена. В обрамлении моря Лаптевых в нижнеперм-

ских отложениях отмечены многочисленные глинистые прослои, в которых содержание органического вещества (ОВ) смешанного (гумусово-сапропелевого) и сапропелевого типов изменяется от 2,4 до 3,7 %. На суше в нижнетриасовых отложениях Лено-Анабарского региона содержание сапропелевого ОВ в аргиллитах составляет 0,5-2,7 %, а на Новосибирских островах достигает 11-16 % [7]. В ниже-среднеюрских отложениях ОВ имеет смешанный состав, его содержание в глинистых прослоях составляет 0,5-2 %. На шельфе моря Лаптевых ожидается развитие всех перечисленных НГМП, причем в акваториальной части предполагается увеличение как их мощностей, так и нефтегазогенерационного потенциала за счет большей мористости отложений.

В мел-палеогеновых отложениях количество ОВ, как правило, изменяется от 0,26 до 19,54 %, ОВ имеет смешанный, преимущественно гумусовый состав. Это позволяет рассматривать мел-палеогеновый комплекс отложений как газопроизводящий. Вместе с тем в эоценовых отложениях на хребте Ломоносова (океаническая часть Арктики) отмечены прослои глинисто-кремнистых пород (так называемый интервал Azolla) с содержанием ОВ до 3 %. С учетом широкого развития по результатам сейсмофациального анализа морских отложений в палеогеновом разрезе на шельфе моря Лаптевых в них могут быть развиты аналогичные нефтематеринские породы.

Для оценки степени зрелости основных НГМТ, наличия условий для генерации, миграции и аккумуляции УВ на шельфе моря Лаптевых было проведено 2D и 3D моделирование формирования УВ-систем с использованием программы TemisSuite. Как уже отмечалось, осуществлялось многовариантное моделирование с различными характеристиками НГМТ, теплового потока и проводимости разрывных нарушений во времени.

Литологические модели строения чехла были составлены для карбонатно-терригенного (пермско-юрского) и терригенного (мел-кайнозойского) типов разрезов на основе проведенных палеогеографических реконструкций с учетом постепенного уменьшения зернистости осадков при переходе от континентальных к депрессионным фациям. Значения теплового потока приняты по аналогии с существующими замерами на суше и в северо-восточной части моря Лаптевых [8]. Расчеты проводились с постоянными (45, 65 и 85 мВт/м²) и дифференцированными во времени значениями теплового потока (20 мВт/м² на дорифтовом этапе, 100 мВт/м² в период активного рифтогенеза и 65 мВт/м² в пострифтовое время).

Все рассчитанные модели указывают на УВ-насыщенность большей части разреза. По результатам

моделирования в зависимости от величины теплового потока пермские нефтематеринские породы начали реализовывать свой генерационный потенциал в среднетриасово-позднеюрское время, раннетриасовые – в юрско-поздне меловое, а вышележащие НГМТ – на синрифтовом этапе (поздний мел-кайнозой).

Существенное негативное влияние на сохранность залежей углеводородов оказало предсеноманское воздымание региона. В результате размыва и в дальнейшем, в связи с отсутствием в разрезе надежных флюидоупоров, могли происходить значительное разрушение и переформирование залежей УВ. Наиболее сильно оно отмечается в моделях с высокими значениями теплового потока. Однако моделирование с более вероятным дифференцированным распределением теплового потока во времени показывает, что основные нефтематеринские породы в значительной мере реализуют свой генерационный потенциал после увеличения теплового потока и при активном прогибании в процессе рифтогенеза, что позволяет прогнозировать преимущественную сохранность залежей углеводородов. Влияние остальных менее значительных воздыманий региона и размывов при моделировании не учитывалось в связи с их малоамплитудностью.

Моделирование с учетом различной проводимости разломов во времени показывает УВ-насыщенность сводов структур даже при постоянной высокой проводимости дизъюнктивов, начиная с позднего мела и по настоящее время. Это связано с тем, что максимальные амплитуды разрывных нарушений отмечены на крыльях структур. Их своды, как правило, менее дислоцированы, а поднятия имеют значительные амплитуду и размеры. В связи с этим можно сделать вывод, что в регионе имелись все условия для формирования и сохранности залежей УВ, несмотря на активную разломную тектонику.

По результатам 2D и 3D моделирования породы пермско-раннемелового комплекса к настоящему времени полностью реализовали свой генерационный потенциал (в депоцентрах прогибания), либо находятся в главной зоне газогенерации (ГЗГ) (на поднятиях). При этом основная генерация УВ происходила в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Породы поздне мелового-кайнозойского комплекса в депоцентрах прогибания находятся в ГЗН либо в начале ГЗГ и по-существу только начали реализовывать свой потенциал.

Результаты анализа структурного плана показывают, что основная часть ловушек сформировалась до активной миграции УВ из нефтематеринских пород, реже одновременно, что в целом является благоприятным фактором для формирования и сохранности залежей УВ.

На основе 2D и 3D моделирования, а также исходя из особенностей распространения, типов и степени зрелости НГМТ, прогнозируются преимущественная нефтенасыщенность пермско-нижнемеловой части разреза и преобладание газовых скоплений в верхнемеловых и кайнозойских отложениях.

Исходя из результатов моделирования, анализа структурного плана, толщин осадочного чехла, представлений о распространении коллекторов и нефтематеринских толщ, амплитуды предсеноманского размыва на палеоподнятиях, авторами осуществлено нефтегазогеологическое районирование шельфа. В его пределах выделены Западно-Лаптевская, Центрально-Лаптевская, Анисинская, Омолойская и Восточно-Лаптевская потенциально нефтегазоносные области (ПНГО) и ПНГО континентального склона (за бровкой шельфа). При этом наибольшие перспективы связываются с Западно-Лаптевской и Центрально-Лаптевской ПНГО, расположенными вблизи крупных очагов генерации УВ и характеризующимися значительными толщинами осадочного чехла. ПНГО континентального склона, Анисинская и Омолойская ПНГО представляют значительный интерес для поисков залежей нефти и газа, однако требуют существенного доизучения. Восточно-Лаптевская область оценивается как малоперспективная. По результатам сопоставления выполненной авторами оценки ресурсов с оценкой МПР можно отметить, что МПР несколько недооценена нефтяная составляющая за счет неучета УВ-потенциала пермско-нижнемелового комплекса.

Чукотское море

Высокая перспективность Северо-Чукотского бассейна прогнозируется по сходству строения с расположенным восточнее Северо-Аляскинским бассейном, где к настоящему времени открыто более 20 нефтяных и газовых месторождений, в том числе уникальное месторождение Прадхо-Бэй с запасами от 3 до 5 млрд. т нефти [9].

Для прогноза развития в разрезе Северо-Чукотского бассейна НГМТ использовались опубликованные данные геохимических исследований отложений, отобранных на о-ве Врангеля, Чукотском п-ове, в скважинах американского сектора Чукотского шельфа и на северном склоне Аляски.

Нефтегазоматеринские породы установлены во всем интервале разреза чехла от карбона до палеогена. В нижнекаменноугольных отложениях (толща Кекиктук) отмечены прослойки аргиллитов с содержанием ОБ 0,5-1 % и керогена смешанного гумусово-сапропелевого и гумусового типов. На Аляске в верхнекаменно-

угольно-нижнепермской формации Лисберн выявлены аргиллиты и глинистые известняки с содержанием ОВ 0,5-1 % и керогена II типа. На о-ве Врангеля в верхнепермских отложениях установлены многочисленные прослои черных аргиллитов и мергелей [10]. Геохимические исследования этих пород не проводились, однако, учитывая преимущественное развитие здесь депрессионных фаций, в них предполагается высокое содержание ОВ сапропелевого типа. Аргиллиты формации Ивишак довольно насыщены ОВ сапропелевого и гумусово-сапропелевого типов (содержание ОВ составляет от 0,5 до 3 %).

Глинистые известняки и аргиллиты формации Шублик являются основной нефтепродуцирующей толщей в регионе. Содержание ОВ в них достигает 8 %, кероген преимущественно сапропелевого типа. Нижнемеловые аргиллиты формации Пибл Шейл обладают также хорошим нефтематеринским потенциалом. Содержание ОВ в них варьирует от 1,6 до 5,5 %, а тип керогена – II-III. Наиболее молодые нефтематеринские породы, известные в регионе, нижнемеловые аргиллиты формации Торок (апт-альб). Содержание ОВ в них составляет 0,6-2,2 %, кероген смешанного гумусово-сапропелевого типа. В средне-верхнеюрских аргиллитах формации Кингак содержание ОВ изменяется от 0,5 до 6,47 %, тип керогена – II-III. Вышезалегающие по разрезу породы верхнемел-палеогенового комплекса преимущественно газоматеринские. Содержание ОВ в них достигает 5-6 % (в отдельных образцах до 12,3 %) преимущественно за счет гумусовой составляющей.

Представления о современном геологическом строении и истории развития осадочных бассейнов российского шельфа Чукотского моря были использованы для двухмерного моделирования процессов формирования УВ-систем в программе TemisSuite. В связи с отсутствием фактического геохимического материала по российской акватории, авторами проводилось многовариантное моделирование с различными геохимическими параметрами (наличие и распространение НГМТ, их мощность, тип керогена, концентрации ОВ). Тепловой поток принимался как средний по существующим замерам (50-60 мВт/м²). Калибровка теплового потока проводилась по скважине Клондак в американском секторе Чукотского моря.

Результаты 2D моделирования показали, что в пределах Врангелевско-Геральдского выступа собственный потенциал верхнепалеозойских отложений был реализован полностью до позднеюрского времени, мезозойских – частично в течение кайнозоя по

настоящее время. Потенциал мел-палеогеновых НГМТ пока не реализован. В пределах основного очага генерации УВ в регионе (Северо-Чукотский прогиб) потенциал верхнепалеозойских отложений был реализован полностью до позднеюрского времени, мезозойских – полностью до позднего мела, а мел-палеогеновых – частично в течение кайнозоя по настоящее время.

В осадочном разрезе Северо-Чукотского бассейна, в пределах Врангелевско-Геральдского выступа наиболее перспективными для поисков нефтяных скоплений углеводородов являются отложения перми, триаса, юры и нижнего мела (рис. 4).

Газовые скопления могут быть обнаружены в мел-палеогеновых отложениях в депоцентре и на бортах Северо-Чукотского прогиба. При этом основные геологические риски связаны с развитием терригенных коллекторов в пермско-триасовом комплексе и сохранностью залежей в период раннемеловой и раннепалеоценовой эрозий.

В нефтегазогеологическом отношении в пределах Северо-Чукотского бассейна обособляются Андриановская потенциально газоносная и Академическая потенциально нефтегазоносная области с расположенными в ее пределах Линейным, Мамонтовским и Западно-Мамонтовским потенциально нефтегазоносными районами. Наибольшие перспективы нефтеносности связаны с Академической ПНГО, где обособлено восемь перспективных поднятий.

Всего на шельфе севера Чукотского моря выделено около 20 перспективных объектов. Ресурсы УВ, подсчитанные по ним, несколько превышают оценки МПП (без учета геологических рисков). Несмотря на более высокую оценку УВ-потенциала бассейна, в регионе очень высок риск разрушения залежей при неоднократных перерывах и размывах. В связи с этим необходимо его дальнейшее изучение, в том числе структурное бурение вдоль передовой зоны складчатости гряды Врангеля-Геральда, где фиксируется неглубокое залегание доверхнемеловых отложений, для оценки величины эрозии.

Южно-Чукотский осадочный бассейн представляется менее перспективным, чем Северо-Чукотский. Здесь обособляются Надеждинская ПГО, Онманская и Ушаковская ПНГО, в которых прогнозируется преимущественная газоносность верхнемел-палеогеновых отложений на структурах, сопряженных с депоцентрами прогибания – мульдой Шмидта и Срединным прогибом. Основные риски в бассейне связаны с сохранностью залежей углеводородов в период предсреднемиоценовой эрозии.

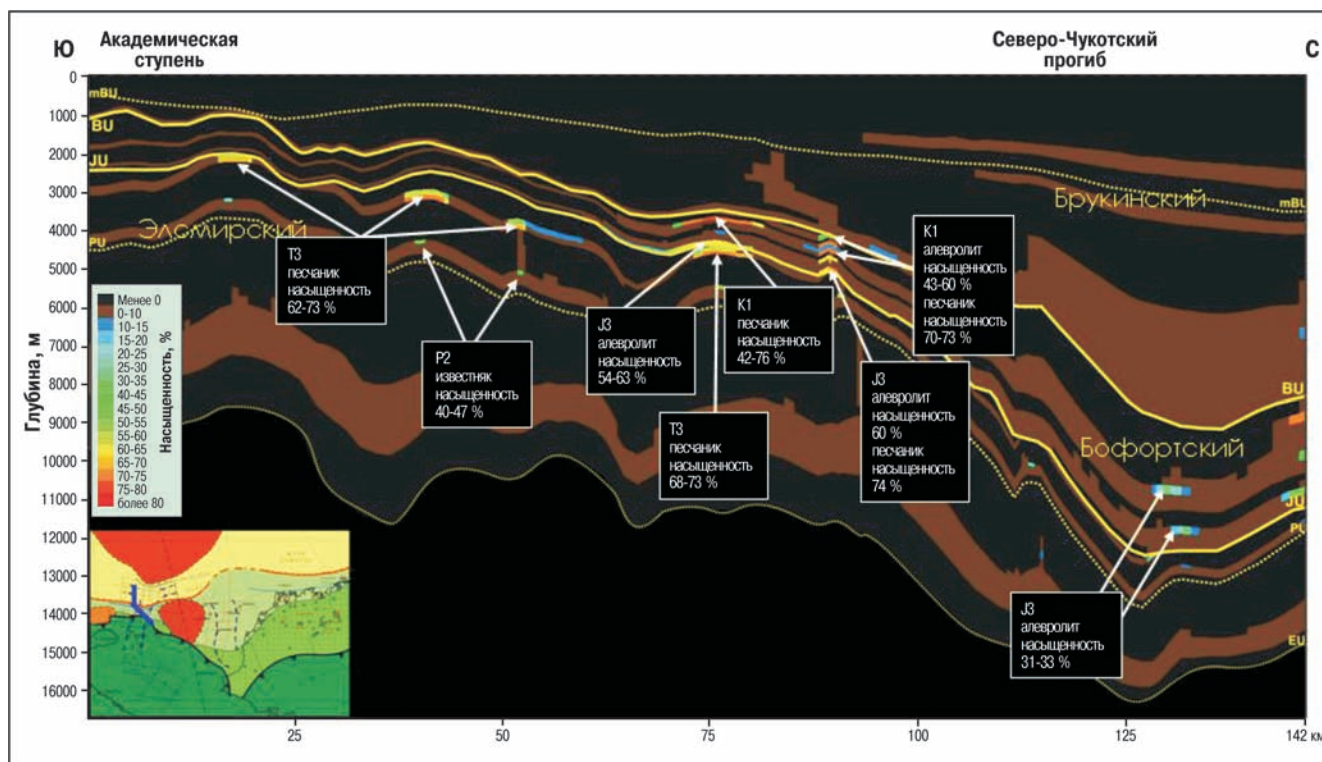


Рис. 4. Современное углеводородное насыщение разреза по профилю вкост простираия Северо-Чукотского бассейна по результатам бассейнового моделирования в программе TemisSuite

Восточно-Сибирское море

В связи с крайне низкой изученностью шельфа Восточно-Сибирского моря подсчет ресурсов УВ по нему в настоящее время возможен лишь методом геологических аналогий. По результатам оценки бассейна Вилькицкого по аналогии с западной частью Арктической Аляски объемы ресурсов УВ практически близки (наши оценки несколько выше) к оценкам МПР. Для получения более достоверной оценки ресурсного потенциала бассейнов шельфа Восточно-Сибирского моря необходимо их дальнейшее региональное изучение как сейсмическими методами, так и параметрическим бурением.

Заклучение

Проведенный анализ геологического строения, эволюции и перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики свидетельствует об их высоком углеводородном потенциале и позволяет выделить наиболее перспективные участки и объекты, а также наметить направления дальнейших исследований. В каждом из изученных бассейнов существуют определенные геологические риски, способные существенно повлиять на оценку их начальных суммарных ресурсов. Для решения имеющихся проблем необходимо дальнейшее изучение бассейнов с проведением дополнительных сейсморазведочных работ с уплотнением региональной сети профилей и бурения глубоких параметрических скважин.

Список литературы

1. Основные направления геологоразведочных работ и развития ресурсной базы ОАО «НК «Роснефть» / С.И. Кудряшов, С.И. Бачин, М.Б. Скворцов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2008. – № 6. – С. 13-19.
2. Arctic Holds Huge Resource Promise // AAPG Explorer. -2009. – V. 30. – N. 7. – P. 6-9.
3. Филатова Н.И., Хаин В.Е. Тектоника Восточной Арктики // Геотектоника. – 2007. – № 3. – С. 3-29.
4. Мальшев Н.А., Никишин А.М., Драчев С.С. Тектоническая история осадочных бассейнов российских арктических шельфов и сопредельной суши / Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя. – М.: ГЕОС, 2010. – Т.2. – С.19-23.
5. Интегрированный подход к оценке перспектив нефтегазоносности. Практика применения новых технологий в ОАО «НК «Роснефть» / Н.А. Мальшев, А.А. Поляков, Н.Н. Косенкова [и др.] // Материалы 3-й Международной конференции EAGE. – СПб., 2008.
6. Новые представления о строении и формировании осадочного чехла шельфа моря Лаптевых / Н.А. Мальшев, В.В. Обметко, А.А. Бородулин [и др.] // Геология полярных областей Земли. – М.: ГЕОС, 2009. – Т.1. – С. 32-37.
7. Новосибирские острова: Геологическое строение и минералогия / В.К. Дорофеев, М.Г. Благовещенский, А.Н. Смирнов, В.И. Ушаков. – СПб.: ВНИИОкеангеология. – 1999. – 130 с.
8. Drachev S.S., Kaul N., Beliaev V.N. Eurasia spreading basin to Laptev Shelf transition: structural pattern and heat flow // Geophys. J. Int. – 2003. – V.152. – P. 688-698.
9. Оруджева Д.С., Обухов А.Н., Аганитов Д.Д. Перспективы нефтегазопоисковых работ в Чукотском море // Геология нефти и газа. – 1999. – № 3. – С. 28-33.
10. Остров Врангеля: геологическое строение, минералогия, геоэкология // Под ред. М.К. Косько, В.И. Ушакова. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2003. – 137 с.