

УДК 553.98.041:551.24

ГЛУБОКОВОДНАЯ ОКРАИНА ВОСТОЧНОЙ АРКТИКИ - ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ДЛЯ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

© 2006 г. Академик В.Е. Хаин, И.Д. Полякова

Геологический институт Российской Академии наук, Москва

Поступило 18.05.2006 г.

При разработке концепции освоения Российской Арктики весьма актуальна проблема нефтегазоносности, в том числе для труднодоступного восточного региона, охватывающего шельфовые Восточно-Сибирское и Чукотское моря с континентальным склоном. И хотя для России освоение рассматриваемого объекта не является задачей сегодняшнего дня, установление его углеводородного потенциала необходимо уже сейчас, чтобы закрепить за нашей страной возможность использования сосредоточенных здесь ресурсов в будущем.

Тектоническая история Арктики отличается большой сложностью. Она началась с распада суперконтинента Родиния в позднем протерозое, приведшего к обособлению по ее периферии Северо-Американского, Восточно-Европейского и Сибирского кратонов, а в центральной части - Гипербореи (Арктиды). Эта история включала далее образование складчато-надвиго-покровных систем байкальского, каледонского, герцинского и киммерийского возраста, а также несколько фаз рифтогенеза, океанообразования и плюмового вулканизма. В Восточной Арктике на некоторых участках накопление осадочного чехла началось во второй половине девона после элсмирского орогенеза, но повсеместно проявилось в середине мела после позднекиммерийского орогенеза, давшего начало возникновению крупных осадочных бассейнов, в которые обломочный материал поступал с южной суши в противоположность предыдущим этапам.

На тектонической схеме (рис. 1), составленной с использованием материалов комплексных геолого-геофизических ис-

следований, включающих данные магнито-, гравиметрии и сейсмо-профилирования [Иванова, 2004; Mazarovich & Sokolov, 2003; Виноградов и др., 2004; Sherwood et al., 2002; Franke et al., 2004 и др.], выделены основные осадочные бассейны. На широком шельфе в их ориентировке прослеживаются два направления: субмеридиональное и субширотное. Первое характерно для рифтогенных прогибов Ханна (карбон-юра), Куваева (карбон-нижний мел) и двух более узких прогибов (верхний мел-кайнозой), расположенных западнее. Второе фиксируется в виде двух полос, в пределах которых выделяются Новосибирско-Северо-Чукотоморский и Южно-Чукотоморский бассейны (мел-кайнозой и кайнозой соответственно). У континентального склона и его подножия расположены два периокеанических бассейна: Предвосточносибирский и Южноменделеевский.

В западных субмеридионально ориентированных рифтогенных прогибах в мелу закладывались речные системы, которые на севере питали самый крупный седиментационный мегабассейн Восточно-Арктического шельфа - Нозосибирско-Северо-Чукотоморский. Весьма подробно он изучен О.В. Ивановой [2004], А.О. Мазаровичем и С.Ю. Соколовым [Mazarovich & Sokolov, 2003], хотя выделен ими в других границах и с другими названиями. Мегабассейн представляет собой полирифт-мегапрогиб субширотного простирания, ограниченный с севера и юга крутыми разломами, среди которых в южном выражена правосдвиговая компонента. Некоторыми



Рис. 1. Основные структуры континентальной окраины Восточной Арктики (Чукотское и Восточно-Сибирское моря). Использованы материалы Н.А. Богданова, Ю.К. Бурлина, В.А. Виноградова, И.С. Грамберга, В.В. Иванова, О.В. Ивановой, К.А. Клещева, Д.В. Лазуркина, А.О. Мазаровича, С.Ю. Соколова, О.И. Супруненко, В.С. Шеина, Ю.В. Шепелькевича, Э.В. Шипилова, А.Н. Grantz, S.L. Klempere, E.L. Miller, G.W. Moore, W.S. Nokleberg, D.W. Scholli, K.K. Sherwood и др. 1–4 – меловой–кайнозойский комплекс: 1 – седиментационные бассейны, 2 – изогипсы (глубина, км) базального горизонта, 3 – разломы: нормальные (а), сдвиги (б), надвиги и взбросы (в), сбросы (г), 4 – предполагаемые конусы выноса; 5 – юрско-кайнозойский комплекс Новосибирско-Чукотской покровно-складчатой системы; 6, 7 – верхнедевонско-юрский комплекс: 6 – сбросы, 7 – оси трогов; 8 – изобаты (100, 200, 500 м); 9 – береговая линия. 1–3 – структуры (цифры в кружках): 1 – трог Куваева, 2 – трог Ханна, 3 – надвиг Геральда.

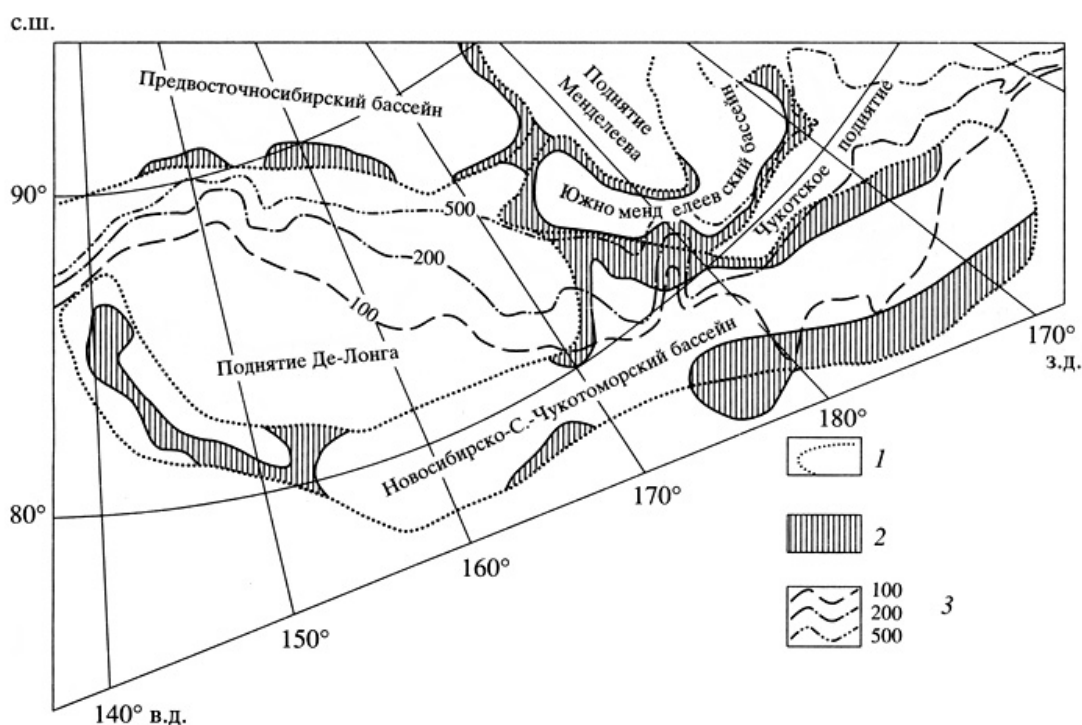


Рис. 2. Шельфово-склоновые бассейны с перспективными зонами нефтегазоаккумуляции в Восточной Арктике. 1 – границы шельфово-склоновых бассейнов; 2 – перспективные зоны с неустановленным нефтегазоаккумуляцией; 3 – изобаты (100, 200, 500 м).

исследователями [Sherwood et al., 2002; Franke et al., 2004] он считается главным трансформным разломом, скольжение вдоль которого привело к отторжению северного блока трога Ханна и углублению шельфа Восточно-Сибирского моря в северо-восточном направлении. На западе мегабассейн распространяется на склоны Новосибирских островов (прежде всего остров Новая Сибирь и Котельный), на востоке – примыкает к Северо-Чукотскому поднятию. С юга бассейн ограничен поднятиями Врангеля-Геральда и Центрально-Чукотским, с севера – Чукотским плато ("бордерлендом") и поднятием Де-Лонга.

Осадочная макролинза Новосибирско-Северо-Чукотоморского бассейна начала образовываться вследствие рифтогенеза в середине раннего мела. Не исключено, что на востоке, в Северо-Чукотском прогибе, рифтогенез проявлялся и раньше, в допермское время, чем и объясняется накопление отложений особенно больших мощностей, достигающих 18-20 км, из которых на мел-кайнозойский комплекс приходится 14 км. В западной части мегабассейна осадочное заполнение характеризуется меньшими мощностями: общей около 12 км и верхнего комплекса – 8-10 км. На склонах

мега-бассейна, расположенных за главными разломами, мощности резко уменьшаются в основном до 4-2 км. На сейсмически изученных участках восточного депоцентра сформировались суббассейны типа pull-apart, в пределах которых мощности заполняющих их верхнемеловых-кайнозойских отложений не превышали 6 км. Возникновение этих суббассейнов связывается со сдвигами, активно проявившимися в течение олигоцена-миоцена в направлении восток-юго-восток – запад-северо-запад [Franke et al., 2004].

Мел-кайнозойская часть разреза Новосибирско-Северо-Чукотоморского мегабассейна сложена аллювиально-дельтовыми, авандельтовыми и турбидитовыми толщами, представленными чередующимися прослоями песчаников, алевролитов и глин. Приподнятые борта мегабассейна во время регрессий испытали эрозию, вследствие чего в прилежащих к бортам зонах накапливался более крупнозернистый материал по сравнению с наддонной частью. Между поднятием Де-Лонга и Чукотским плато мегабассейн раскрывается на север. Судя по характеру рельефа морского дна, в раскрытии принимали участие подводные конусы выноса. Достигая кромок пологого

шельфа, они выдвигались в океан и наращивали континентальную окраину. Новосибирско-Северо-Чукотоморский мега-рифт, заложившийся на внешнем шельфе, и бассейны континентального склона начали формироваться с середины раннего мела в связи с раскрытием Амеразийского бассейна.

Предвосточносибирский и Южноменделеевский бассейны заполнялись осадками, особенно активно сносившимися с шельфа при неоднократном понижении уровня океана во время позднекайнозойского оледенения. На континентальном склоне образовывались конседиментационные разломы, с которыми связана его ступенчатая структура. Здесь у основания континентального склона в местах постоянного накопления мощности осадков достигают 10-16 км.

С шельфово-склоновыми бассейнами - Новосибирско-Северо-Чукотоморским, Предвосточносибирским и Южноменделеевским - связаны возможные перспективы нефтегазоносности. Такое предположение основывается на аналогии с нефтегазоносными бассейнами, занимающими ту же тектоническую позицию на пассивных окраинах Атлантического и Индийского океанов [Хаин и Полякова, 2004; Забанбарк и Конюхов, 2005]. Изучение архитектурных особенностей глубоководных фенот у берегов Западной Африки, детально проведенное в авандельтах и продельтах Нигера и Конго, показало, что для континентального склона характерны транзитные и терминальные комплексы [Adeogba et al., 2005; Wynn et al., 2005; Corredor et al., 2005]. Транзитные обычно связаны с крутым склоном. В них врезаются заполненные большими объемами гравийно-песчаного материала каналы, которые служат высококачественными резервуарами. Терминальные комплексы чаще всего приурочены к нижней части склона, его подножию. В их составе преобладают алевролитоглинистые турбидиты без каналов. В турбидитовых системах, характеризующихся циклическим строением, пакки перемещенных отложений перекрываются слоями гемипелагических глин. В подводных фенах залегают нефтематеринские толщи ми-

рового класса (Аката, Ландана, Малембо и др.). У берегов Западной Африки открыты крупные нефтяные месторождения Бонга, Эрха, Агбами, Далия, Гирассол и др.

В бассейнах, расположенных во внешней части континентальной окраины Восточной Арктики, также могут быть распространены качественные нефтегазоматеринские формации. Судя по мощностям отложений (10-16 км) и сейсмическим скоростям (1.75-4.0 км/с) [Лазуркин и Павлов, 2005], в осадочном заполнении должны быть представлены все зоны катагенеза и нефтегазообразования. Нефтегазовые резервуары возникали в каньонах и разветвленных каналах со структурными, приразломными и литолого-стратиграфическими аккумулятивными формами. Наиболее возможной представляется весьма распространенная модель фазовой зональности нефтидов, которая выражается в последовательной смене зон газо-, нефте- и битумонакопления в направлении от депоцентра бассейна к его склонам. Такая модель прослежена на палеошельфах современной суши и прибрежной зоны Мирового океана.

Перспективными для формирования скоплений преимущественно нефти и газа в Новосибирско-Северо-Чукотоморском мегабассейне (рис. 2) представляются наименее измененные отложения северного борта, вытянутого вдоль Чукотского плато и раскрывающегося между последним и поднятием Де-Лонга по направлению к кромке шельфа, где предположительно получили развитие подводные конусы выноса. На юге перспективная зона преимущественного нефтегазонакопления предполагается на борту Северо-Чукотского прогиба между трансформным разломом и надвигом Геральда. Западный борт бассейна, соприкасающийся с островами Новосибирского архипелага, может сохранять перспективы, продолжающиеся от островов Новая Сибирь и Котельный, к которым приурочены битумоносные зоны. Несколько отдельно от мегабассейна, в его северо-западном ответвлении, располагается Новосибирский грабен с мощностью отложений до 8-10 км. Вероятные перспективы на западе связываются с его приподнятым надразломным бортом, на юге - с межграбеновой площа-

дью, а на севере - с Центрально-Новосибирской перемычкой.

Над широким основанием мегабассейна на средних и малых глубинах прогнозируются зоны с преимущественной газоносностью. Залежи могут быть приурочены к ловушкам небольших бассейнов типа pull-apart и поперечным поднятиям.

Предвосточносибирский и Южноменделеевский периокеанические бассейны расположены на континентальном склоне, граница которого практически повторяет конфигурацию изобаты 1000 м. Относительно высокий градиент склона дает основание предполагать здесь развитие турбидитовых систем с врезанными каналами. Последние периодически возобновлялись у крутых ступеней континентального склона, осложненного сбросами. Каналы могут служить нефтегазовыми резервуарами. У подножия континентального склона, где накапливались огромные массы более тонких осадков дистальной части турбидитовых систем, возникали очаги интенсивной генерации, поставлявшие углеводороды в верхнюю часть разреза и в зоны, связанные со ступенчатой структурой континентального склона.

Учитывая особенности геологического строения шельфово-склоновых бассейнов, можно предполагать, что большая часть зон газо- и нефтегазонакопления в Новосибирско-Северо-Чукотоморском мегабас-

сейне связана с мел-кайнозойскими, а в Предвосточносибирском и Южноменделеевском бассейнах - с кайнозойскими отложениями. Исключение составляет западный борт мегабассейна, в котором перспективными могут оказаться и более древние отложения, поскольку на сопредельных островах Новосибирского архипелага выявлены в качестве нефтематеринских толщ нижне-среднедевонские, каменноугольные и пермские черные глинистые известняки и нижне-среднетриасовые аргиллиты, продолжающиеся на погруженную периклинали поднятия.

Предпринятое обоснование перспектив мало изученной территории Восточной Арктики в контексте проблемы нефтегазоносности внешних зон континентальных окраин дает основание считать рассмотренные бассейны потенциально нефтегазовыми, обладающими значительным углеводородным потенциалом. Этот вывод коррелируется с открытиями месторождений и активными их поисками на континентальном склоне морей Бофорта, Баренцева и Норвежского, где доказанные запасы составляют 1.2 млрд. т нефти и около 3 трлн. м³ газа [*Забанбарк и Конюхов, 2005*].

Работа выполнена при финансовой поддержке Отделения наук о Земле (Программа-1, проект № 3.5) и РФФИ (грант 05-05-65198).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванова О.В. В кн.: Геология и направления поисков нефти и газа. М.: ВНИГНИ, 2004. С. 86-98.
2. Mazarovich A.O., Sokolov S.Yu. Tectonic subdivision of the Chukchi and East Siberian Seas // Russ. J. Earth Sci. 2003. V. 5. № 3. P. 185-202.
3. Виноградов В.А., Гусев Е.А., Лопатин Б.Г. [Возраст и структура осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа России](#) // Возраст и структура осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа России. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2004. В. 5. С. 202-212.
4. Sherwood K.W., Johnson P.P., Craig J.D. et al. // Geol. Soc. Amer. Spec. Pap. 2002. V. 360. P. 39-66.
5. Franke D., Hinz K., Reichert C. // J. Geoph. Res. 2004. V. 109. P. 1-9.
6. Хаин В.Е., Полякова И.Д. Ресурсы нефти и газа в глубоких подводных зонах континентальных окраин // Литология и полез. ископаемые. 2004. № 6. С. 610-621.
7. Забанбарк А., Конюхов А.М. Перспективы нефтегазоносности континентальных склонов в Мировом океане: тектонический аспект // Геотектоника. 2005. № 1. С. 99-106.
8. Adego A.A., McHargue T.R., Graham S.A. // AAPG Bull. 2005. V. 89. № 5. P. 627-643.
9. Wynn R.B., Kenyon N., Masson D.G. et al. // AAPG Bull. 2005. V. 86. № 8. P. 1441-1462.
10. Corredor F., Shaw J., Bilotti F. // AAPG Bulletin. 2005. V. 89. № 6. P. 753-780.
11. Лазуркин Д.В., Павлов А.В. Осадочные бассейны глубоководной части Северного Ледовитого океана и перспективы их нефтегазоносности // ДАН. 2005. Т. 401. № 3. С. 362-365.

Ссылка на статью:



Хаин В.Е., Полякова И.Д. Глубоководная окраина Восточной Арктики – перспективный объект для поисков нефти и газа. Доклады Академии наук. 2006. Том 410. № 2. С. 234-238.