

УДК 553.98.04(268.53/.56)

Грохотов Е.И., Соболев В.С.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ОБЗОР УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

Приведен анализ распространения углеводородных систем, определяющих нефтегазоносность осадочного чехла акваторий Восточной Арктики, и дана их сравнительная оценка. С учетом углеводородных систем намечены первоочередные районы и осадочные комплексы для постановки нефтегеологических поисковых работ в пределах восточно-арктического шельфа.

Ключевые слова: *осадочный чехол, углеводородные системы, прогноз нефтегазоносности, шельф Восточной Арктики.*

В связи с определяющим значением первичных очагово-генетических процессов в формировании месторождений углеводородов (УВ) одним из методических подходов в прогнозе месторождений нефти и газа на акваториях является выделение углеводородных систем (УВС). Они представляют собой целостные природные образования, которые, как было показано в трудах Н.Б. Вассоевича, А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича и Б.А. Соколова, одновременно являются составными частями мировой нефтегазовой мегасистемы. И хотя общепринятого термина углеводородные системы пока не существует, исходя из вышеприведенного широкого понятия, УВС должны объединять базисный (источники УВ, т.е. материнские свиты) и каркасный (нефтегазоносные комплексы с их ловушками, резервуарами и экранами) элементы, рассматриваемые в соответствующей геолого-исторической взаимосвязи [Соболев, 2002].

Применительно к акваториям, где на уровне залежей и месторождений вне зависимости от их крупности заметно (60–63 %) преобладают не моно-, а двух- и полифазные скопления УВ, термин нефтегазовая или углеводородная система, по-видимому, полнее отражает сложную фазово-генетическую специализацию бассейнов и зон концентрации УВ. Подобная фазовая зональность, зародившаяся уже на начальных стадиях формирования УВС и изменяющаяся в процессе последующей эволюции, в том числе и миграции первичных газонасыщенных флюидов, самым тесным образом связана с природой материнских свит, т.е. должна оцениваться, прежде всего, по базисному элементу УВС.

В статье не рассматриваются сложные газовые азотно-углекисло-метановые смеси, встречающиеся на акваториях (например, в Южно-Китайском море), где углеводороды как сырьё имеют подчиненное значение, а также слабоизученные газогидратные скопления в виде кристаллов метана и его гомологов C_2-C_3 , развитые в холодных донных зонах океанического сектора стратосферы за пределами шельфа.

Выделению и идентификации нефтематеринских свит, определяющих лицо и генетический код углеводородной системы, стало возможным после глубоких исследований в области моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ, а также эволюции нефтидогенеза во всем его многообразии, используя при этом большие успехи органической геохимии в области изучения биомаркеров нефти, а также изотопной геохимии природных газов.

Анализ нефтегазонасности окраин континентов позволяет выделять по базисному элементу 4 основных класса УВС, отражающих, в конечном счёте, наличие в том или ином количестве жидкой компоненты или её отсутствие в первичных системах, сохраняющем своё значение и в фазовой структуре ресурсов зон и отдельных месторождений, ими сформированных (рис. 1). Особую сложность для диагностики представляют автономные нефтегазоконденсатные и газовые и низкоконденсатногазовые УВС, формирование которых часто на больших глубинах сопровождается фазовой дифференциацией первичных УВС, образованием газовых шапок и вторичных метано-нафтенных (М-Н) конденсатов и/или проявлением в залежах аномально высоких пластовых давлений. Содержание жидкой фазы в нефтяных и газонефтяных системах самым прямым образом связано таким образом с природой, фациально-генетическим типом ОВ пород и заметно падает от нефтематеринских свит (НМС) доманикового типа (I_d) к шельфовому (II_m) через озёрно-дельтовый ($III_{оз-Ш_d}$) к угленосному (IV_y). Названные типы и индексация материнских пород с их характерными литофациями и ключевыми биомаркерами в составе ОВ и нефти опубликована ранее [Зоны нефтегазонакопления..., 2002].

В ряде последующих работ акцентировано внимание на том, что НМС доманикового типа (I класс) и шельфового морского генезиса (тип II_m) контролируют не только масштаб нефтеносности, но и ранг крупности нефтяных месторождений и, что особенно важно, количество уникальных и гигантских УВ-скоплений [Григоренко, Соболев, 2009].

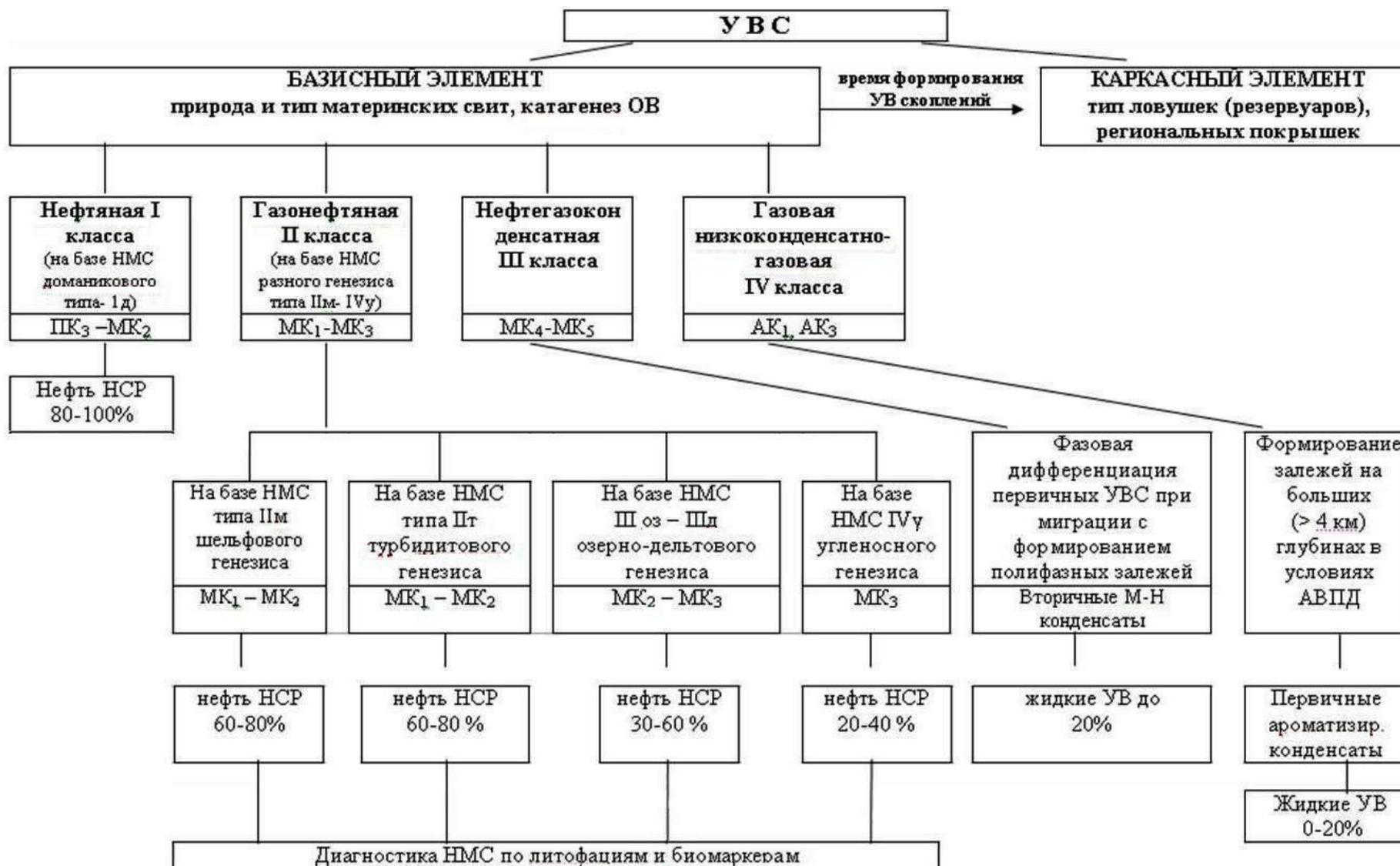


Рис. 1. Схема выделения классов нефтяных и газоконденсатных углеводородных систем по их базисному элементу

Основные выводы по прогнозу крупных месторождений на базе выделения УВС были сообщены одним из авторов в 2008 г. на Международном Геологическом конгрессе в Осло (AAA 05708P). В докладе рассмотрены отечественные высокоширотные бассейны Западного и Восточного сегментов Арктики, заключающих в недрах акваторий на перспективной площади шести морей порядка 3140 тыс. км² около 115 млрд. т н.э. ресурсов, не считая запасов категорий С₁–С₂ по 9 выявленным крупнейшим месторождениям [Sobolev, 2008].

Перспективные на нефть и газ шельфы акваторий Восточно-Арктических морей, охватывают общую площадь 1080 тыс. км², из которых около 380 тыс. км² занимает транзитное мелководье до изобаты 20 м (рис. 2). В их пределах в соответствии с принятым нами нефтегеологическим районированием расположены Лаптевская самостоятельная перспективная нефтегазоносная область (ПНГО), включающая Западно-Лаптевский и Усть-Ленский перспективные районы (ПНГР), Восточно-Арктическая ПНГП с входящими в неё высокоперспективными ПНГО Де-Лонга и Северо-Чукотской, а также автономные (вне провинций) Усть-Индибирская и Южно-Чукотская ПНГО [Соболев, Новицкая, 2004].

Суммарные прогнозные геологические ресурсы Восточно-Арктической ПНГП и Лаптевской ПНГО категории Д₂, измеряемые величиной 25,8 млрд. т н.э., сопоставимы по масштабам с прогнозными ресурсами и запасами НГБ Северного склона Аляски, НГБ Свердруп и Бофорта-Маккензи, вместе взятыми, которые составляют, если суммировать имеющиеся оценки (A. Grantz, J. Dixon, K.J. Bird), величину около 28 млрд. т н.э. [Sobolev, 2008]. Подобное распределение углеводородных ресурсов в сходных по геологическому строению, типам углеводородных систем и возрасту нефтегазоносных комплексов рассматриваемых бассейнов свидетельствуют о возможности проведения аналогий между шельфами Восточно-Арктических морей России и более изученных морей Американо-Арктического сегмента циркумполярного арктического пояса, в том числе и для целей прогноза крупнейших морских месторождений.

С высокой долей вероятности можно оценить Лаптевскую торцевую плиту на базе аналогий с нефтегазоносным бассейном Бофорта-Маккензи, где 86 % выявленных запасов нефти и газа связаны с эпирифтовым кайнозойским палеоген-нижнемиоценовым дельтогенным комплексом, и являющимся типичным представителем углеводородной системы II класса.

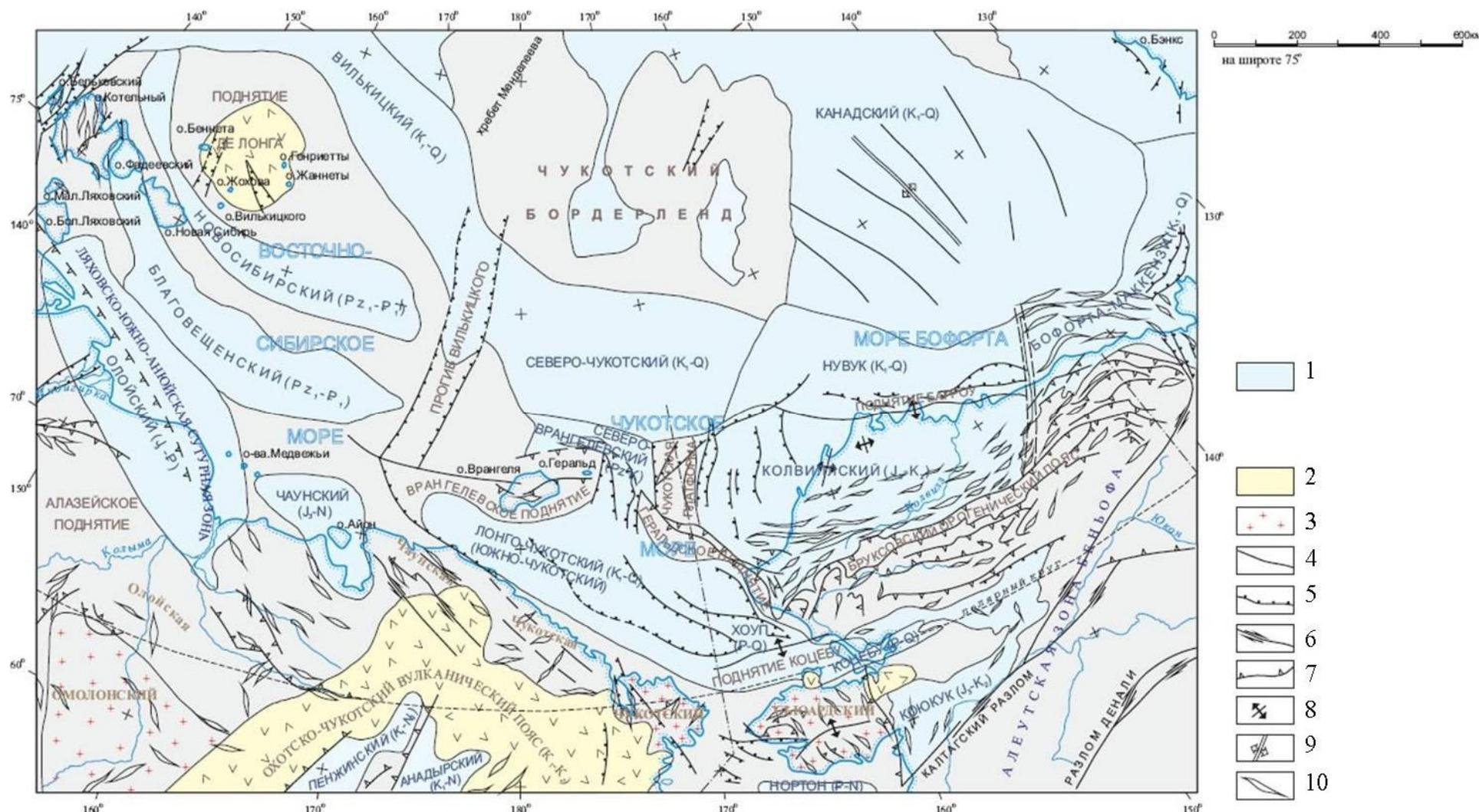


Рис. 2. Схема Восточно-Арктического шельфа с выделением основных тектонических структур региона [Атлас нефтяной геологии..., 2005]

1 – осадочные провинции и бассейны с относительно мощными толщами неметаморфизованных отложений (в скобках – возраст осадочного выполнения); 2 – область развития вулканических пород; 3 – древние блоки и срединные массивы; 4 – разлом; 5 – сброс; 6 – сдвиг; 7 – взброс; 8 – ось поднятия; 9 – ось погребенной зоны спрединга; 10 – основные складчатые зоны.

Эта система включает в себя материнские палеоцен-эоценовые свиты ричардс и фиш-крик в относительно глубоководных фациях шельфа и продельты, основную сопряженную с ней олигоценую аккумулярующую свиту кугмаллит и позднемиоценовую глинистую покрывку. Примерно такой же характер разреза и типы УВС развиты в центральной части шельфа моря Лаптевых (рис. 3).

Залегающий ниже палеозойско-позднемиоценовой преимущественно морской рифтовый терригенно-карбонатный комплекс с нефтематеринскими сланцами в верхнемеловых и девонских отложениях аккумулирует лишь 14% выявленных запасов УВ и крупнейших месторождений не содержит. Не содержатся они и в ареале развития турбидитовых, склоновых и проксимально турбидитовых фаций формации кугмаллит.

Два крупных из 54 выявленных в НГБ Бофорта-Маккензи месторождений (нефтяное и газонефтяное) с глубиной верхней залежи 2300 м и этажом продуктивности порядка 1400 м приурочены к депоцентру кайнозойского прогибания с мощностью дельтогенного комплекса более 9 км. В этом депоцентре развиты и менее крупные месторождения, образующие в сочетании зональные плотности ресурсов до 748 тыс. т/км², тогда как в других зонах фактического нефтегазонакопления они в 3 раза ниже [Зоны нефтегазонакопления..., 2002]. Опыт поисков месторождений в НГБ Бофорта-Маккензи и других дельтогенных бассейнах свидетельствует о том, что масштаб кайнозойского прогибания и наличие депоцентров может служить для подобных бассейнов поисковым признаком крупнейших, хотя и единичных, месторождений [Зоны нефтегазонакопления..., 2002; Григоренко, Соболев, 2009].

В акватории Восточно-Сибирского моря, помимо наиболее высоких в восточном арктическом сегменте прогнозных ресурсов УВ, по нашему мнению, можно рассчитывать на развитие нефтяных и газонефтяных углеводородных систем аналогичных комплексу «прадхо» в НГБ Северного склона Аляски, который охватывает широкий стратиграфический диапазон нефтеносности и включает элессмерский и брукский комплексы (карбон – нижний мел). Подобные геологические обстановки следует предполагать в наиболее погруженных периклинальных частях антеклизы Де-Лонга (рис. 3).

Основные уникальные и гигантские месторождения на Аляске выявлены в зонах Прадхо и Эндикот, которые сопряжены с крупнейшим (площадью 168,3 тыс. км²) длительно функционирующим палеоочагом генерации УВ по основной триасовой материнской фосфато-карбонатно-кремнистой свите шублик-отук доманикового типа, мощностью 120–220 м.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ
ЛАПТЕВСКОЙ ПНГО
(центральная часть акватории)

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ
СЕВЕРО-ЧУКОТСКОЙ ПНГО

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ
ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКОЙ ПНГО ДЕ-ЛОНГА

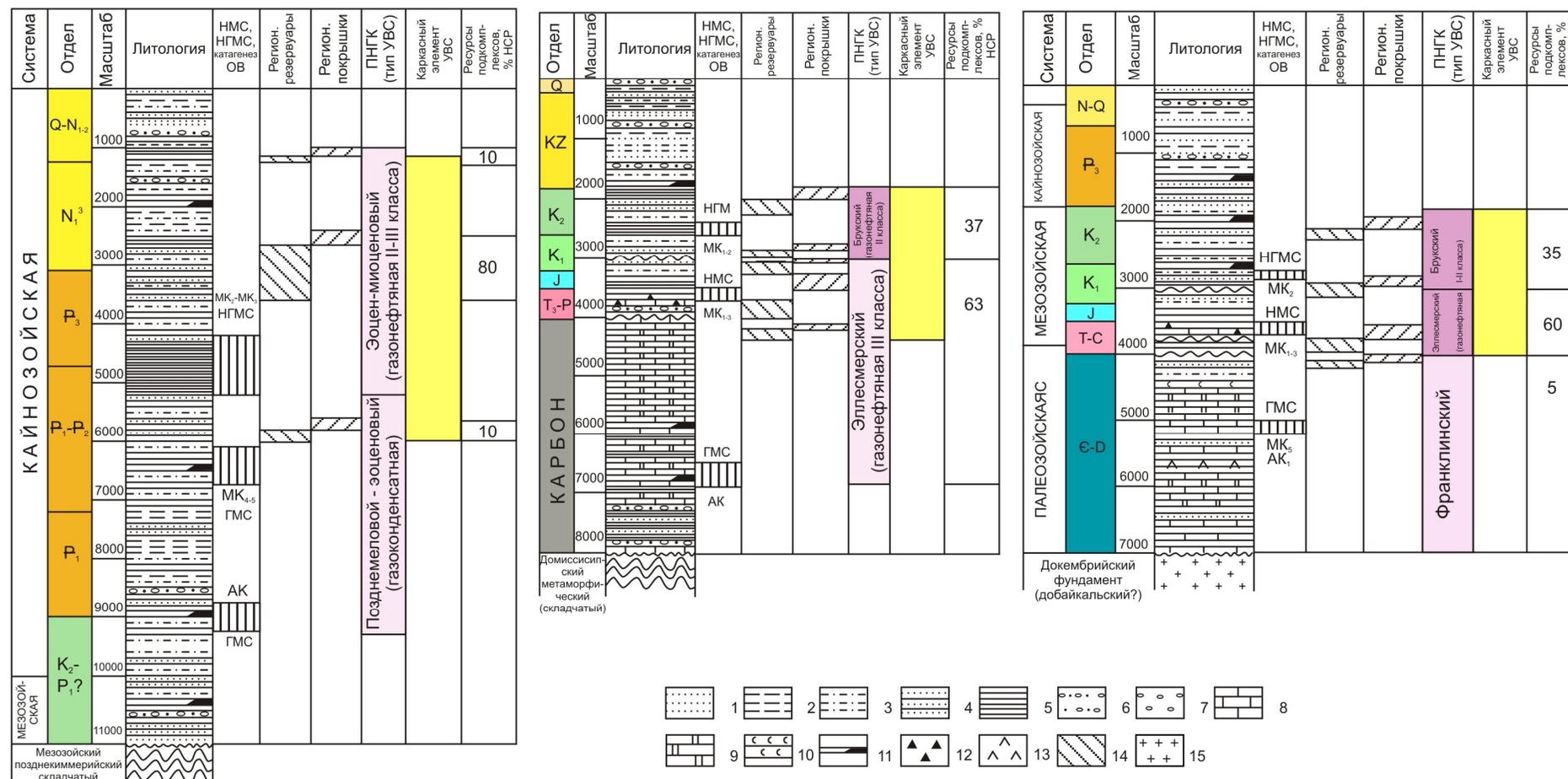


Рис. 3. Углеводородные системы высокоперспективных районов Восточно-Арктических морей

1 – пески; 2 – глины; 3 – алевролиты; 4 – песчаники; 5 – аргиллиты, глинистые сланцы; 6 – конгломераты; 7 – крупнообломочные породы; 8 – известняки; 9 – доломиты; 10 – галогенные породы; 11 – прослои и линзы углей; 12 – кремнистые породы; 13 – эффузивы основные (базальты, долериты); 14 – отсутствие отложений на сводах поднятий (зоны размыва); 15 – кристаллические породы.

Как было показано ранее на основании опубликованных геохимических материалов, по широкому комплексу биомаркеров в составе изопренанов и цикланов, а также изотопному составу углерода нефти брукского комплекса образуют свою генетическую группу и формируют, вероятно, нефтегазовые залежи на крупном месторождении Томсон [Зоны нефтегазонакопления..., 2002]. Газовые углеводородные системы возможно генерируются на высоких стадиях катагенеза в палеозойских отложениях франклинского комплекса. Однако их роль в формировании углеводородного потенциала НГБ Северного склона Аляски и Восточно-Сибирского моря – незначительна. Заметим, что ряд исследователей ограничивают перспективы нефтегазоносности Восточно-Сибирского моря мел-кайнозойским комплексом, отдавая предпочтение в прогнозе акватории Чукотского моря.

В пределах Чукотского моря, судя по прогнозам А.В. Ступаковой, Ю.К. Бурлина, Б.В. Сенина и И.Ф. Глумова также по аналогии с НГБ Северного склона Аляски, высоко оцениваются перспективы нефтегазоносности сводовых поднятий и стратиграфических ловушек мезозоя в пределах углубленного шельфа и континентального склона, занятого Северо-Чукотским прогибом с суммарной мощностью осадочного чехла за счет нижнемелового рифтового и мелового постнеокомского брукского комплексов до 14–17 км. При этом в его южной прибортовой части в районе южной Врангелевско-Геральдической надвиговой зоны положительно оценивается нижний элессмерский, включая верхний палеозой, комплекс [Сенин, Глумов, 2007; Бурлин, Ступакова, 2008].

В мел-кайнозойской части разреза В.Е. Хаиным и И.Д. Поляковой (2007) на всем протяжении шельфа и континентального склона Новосибирско-Северо-Чукотского осадочного бассейна по аналогии с шельфом Западной Африки, предполагается широкое развитие газонефтяных УВС на базе турбидитовых фаций, сочетающих в себе высокоэффективные материнские свиты и аллювиально-дельтовые коллектора высокого качества.

С учетом последних открытий газоконденсатных залежей в американском секторе Чукотского моря и общей аномально высокой мощности терригенных меловых отложений осадочного чехла Северо-Чукотского прогиба, сформированного, скорее всего, в ходе лавинной седиментации, многочисленных нефтепроявлений в породах брукского комплекса (свиты хью-шейл, торок), следует предполагать развитие на чукотском шельфе преимущественно газоконденсатных и газонефтяных шельфовых углеводородных систем II класса (рис. 3). При этом в составе начальных извлекаемых прогнозных ресурсов Чукотского моря соотношение нефти и газа представляется примерно одинаковым.

Изложенные материалы позволяют заключить, что на современной стадии изучения нефтегазоносности акваторий Восточной Арктики возможны лишь самые общие подходы к выделению и анализу распространения углеводородных систем. Вместе с тем они являются в прогнозно-поисковом комплексе одним из основных региональных элементов прогноза, в том числе и крупнейших морских месторождений разного фазового состава. В пределах восточной части Арктического шельфа России развиты палеозойские, мезозойские и кайнозойские газонефтяные, нефтяные, газоконденсатные и газовые углеводородные системы, отражающие сложную историю развития осадочных бассейнов и становления современной Евразийской континентальной окраины.

Литература

Атлас нефтяной геологии российского сектора Чукотского моря. - ОАО «ДМНГ», 2005. - 138 с.

Бурлин Ю.К., Ступакова А.В. Геологические предпосылки нефтегазоносности шельфа российского сектора Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. - 2008. - №4. - С. 13-23.

Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря / Под ред. И.С. Грамберга, В.Л. Иванова, Ю.Е. Погребицкого. - СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. - 468 с.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. - М.: Геоинформцентр, 2002. - 432 с.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Нефтяные ресурсы акваторий - долгосрочный резерв России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. - № 3. - С. 26-32.

Сенин Б.В., Глумов И.Ф. Геологические предпосылки открытия крупных скоплений нефти в морях Российской Арктики. // Нефть и газ Арктики. Материалы научно-технической конференции. - М.: Интерконтакт. Наука. - 2007. - С. 94-100.

Соболев В.С., Новицкая Е.А. Перспективные нефтегазоносные комплексы Восточно-Арктических морей России // Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России. - Сборник докладов международной научно-практической конференции. - СПб.: ВНИГРИ, 2004. - С. 79-90.

Соболев В.С. Фазово-генетическая специализация нефтегазоносных бассейнов окраин континентов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 2. - М.: ГЕОС, 2002. - С. 202-204.

Sobolev V.S. Hydrocarbon systems of high-latitude Basins and the forecast of the largest fields on the Russian Arctic shelves // Poster on 33rd ILC, Oslo, 2008.

Рецензент: Маргулис Лазарь Соломонович, доктор геолого-минералогических наук.

Grokhotov E.I., Sobolev V.S.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

REVIEW OF PETROLEUM SYSTEMS AND FORECAST OF THEIR HYDROCARBON POTENTIAL IN THE EASTERN PART OF THE RUSSIAN ARCTIC SHELF

The analysis of petroleum systems' distribution that determine hydrocarbon potential of sedimentary cover in the offshore areas of Eastern Arctic is carried out. Comparison of petroleum systems is provided. Priority areas and sedimentary complexes for exploration within the East Arctic shelf are identified.

Key words: *petroleum systems and their classes, petroleum potential forecast, Eastern part of Arctic shelf.*

References

Atlas neftânoj geologii rossijskogo sektora Ćukotskogo morâ. - OAO «DMNG», 2005. – 138 s.

Burlin Ū.K., Stupakova A.V. Geologiĉeskie predposylki neftegazonosnosti űel'fa rossijskogo sektora Severnogo Ledovitogo okeana // Geologiâ nefti i gaza. – 2008. - #4. - S.13-23.

Geologiâ i poleznye iskopaemye Rossii. V űesti tomah. T. 5. Arktiĉeskie i dal'nevostoĉnye morâ. Kn. 1. Arktiĉeskie morâ / Pod red. I.S. Gramberga, V.L. Ivanova, Ū.E. Pogrebickogo. – SPb.: izd-vo VSEGEI, 2004. – 468 s.

Zony neftegazonakopleniâ okrain kontinentov / Pod red. Ū.N. Grigorenko, I.M. Mirĉinka. – M.: Geoinformcentr, 2002. – 432 s.

Grigorenko Ū.N., Sobolev V.S. Neftânye resursy akvatorij – dolgosroĉnyj rezerv Rossii // Mineral'nye resursy Rossii. Ėkonomika i upravlenie, 2009. - # 3.- S. 26–32.

Senin B.V., Glumov I.F. Geologiĉeskie predposylki otkrytiâ krupnyh skoplenij nefti v morâh Rossijskoj Arktiki. // Neft' i gaz Arktiki. Materialy nauĉno-tehniĉeskoj konferencii. – M.: Interkontakt. Nauka. – 2007. – S.94-100.

Sobolev V.S., Novickaâ E.A. Perspektivnye neftegazonosnye komplekxy Vostoĉno-Arktiĉeskih morej Rossii // Nastoâűee i buduűee syr'evoj bazy morskoy neftegazovoj promyűlennosti Rossii. - Sbornik dokladov meűdunarodnoj nauĉno-praktiĉeskoj konferencii.- SPb., VNIGRI, 2004. - S. 79–90.

Sobolev V.S. Fazovo-genetiĉeskaâ specializaciâ neftegazonosnyh bassejnov okrain kontinentov // Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza. K sozdaniû obűej teorii neftegazonosnosti neдр. Kn. 2. - M.: GEOS, 2002.- S. 202–204.

Sobolev V.S. Hydrocarbon systems of high-latitudinal Basins and the forecast of the largest fields on the Russian Arctic shelves // Poster on 33rd ILC, Oslo, 2008.