



УДК 553.98(47)

К УТОЧНЕНИЮ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ В СВЕТЕ СОВРЕМЕННЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

А.П.Афанасенков (ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
Б.В.Сенин, М.И.Леончик (ОАО «Союзморгео»)

На основе анализа результатов геолого-разведочных работ на нефть и газ и других геолого-геофизических исследований на акваториях арктического шельфа Евразии, прилегающих транзитных зон и районов Северного Ледовитого океана, полученных к началу 2015 г., предложена уточненная модель конфигурации нефтегазоносных провинций и областей региона, учитывающая, наряду с комплексом классических критериев их выделения, также и критерий целостности УВ-систем; предлагается более четкое, логичное и обоснованное определение территориальных единиц (а также и их границ) нефтегазогеологического районирования, единого для морских и континентальных провинций.

Ключевые слова: арктический континентальный шельф; сейсмическая и буровая изученность; единицы нефтегазогеологического районирования; уточнение границ.

Завершенная в 2012 г. оценка ресурсного потенциала УВ Российской Федерации по состоянию на 01.01.2009 г. [1-3] подтвердила высокий потенциал континентального шельфа России и приоритетное значение в этом потенциале арктических акваторий. Из общего прироста начальных суммарных ресурсов (НСР), который был получен на всех морях Российской Федерации в период между оценками на 01.01.2002 и 01.01.2009 гг. и составил около 30,5 млрд т усл. топлива, более 96 % (т. е. 28,94 млрд т усл. топлива) приходится на ресурсы арктического шельфа. При этом объем НСР на арктических шельфах в новой оценке на 35 % превысил предыдущую, выполненную по состоянию на 01.01.2002 г., и составил 112,6 млрд т усл. топлива, или 87,2 % всего потенциала акваторий, а суммарный объем запасов — 11,07 млрд т усл. топлива, или 75,2 % запасов всех морских месторождений России.

Увеличение более чем на треть количественной оценки потенциала арктических акваторий было обеспечено новыми объемами геолого-разведочных работ и получением новых данных о геологическом строении шельфовой зоны. Основная доля информации была получена в результате разномасштабных площадных и профильных сейсмических работ, геохимических исследований донных грунтов и геологических съемок шельфа.

В то же время анализ около 30 картографических документов, содержащихся в отчетных материалах и публикациях 1989-2016 гг. и характеризующих перспек-

тивы нефтегазоносности российских акваторий, показал наличие ряда проблем, устойчиво сопровождающих региональные нефтегазогеологические модели арктического шельфа и, на взгляд авторов статьи, препятствующих адекватной оценке их УВ-потенциала. Эти проблемы связаны с определением и обоснованием контуров и геологического содержания нефтегазоносных провинций и областей и в основных чертах заключаются:

- в существенном преобладании при установлении их границ структурно-тектонического критерия над прочими, в том числе формационно-литологическими, историко-геологическими и определяющими структуру, функции и целостность УВ-систем;

- в отдельных случаях в искусственном ограничении морских провинций и областей такими эфемерными в геологическом смысле геоморфологическими границами, как бровка шельфа или береговая линия, несмотря на наличие необходимых и достаточных для решения этой задачи структурных и геологических данных;

- в отсутствии строгого следования каким-либо определенным правилам при определении размерности и геологического содержания выделяемых провинций и областей;

- в отсутствии четких критериев и обоснований для выделения в арктических акваториях так называемых самостоятельных потенциально нефтегазоносных областей;



**Изменение состояния сейсмической и буровой изученности арктических морей
Российской Федерации 2009-2015 гг.**

Моря	Дата оценки состояния изученности					
	Сейсморазведка (2D), км			Бурение, число скважин		
	01.01.2009	01.01.2015	Прирост объема данных	01.01.2009	01.01.2015	Прирост числа скважин
Западно-Арктические моря						
Баренцево и Печорское	466,04	498,9	32,86	54	56	2
Карское	135,53	198,6	63,07	25	32	7
Итого	601,57	697,5	95,93	79	88	9
Восточно-Арктические моря						
Лаптевых	29,26	64,5	35,24	0	0	0
Восточно-Сибирское	8,8	31,4	22,60	0	0	0
Чукотское	13,3	25,5	12,20	0	0	0
Итого	51,36	121,4	70,04	0	0	0
ВСЕГО	652,93	818,9	165,97	79	88	9

• в логической несогласованности или неполной согласованности принципов выделения перспективных земель в акваториях и на прилегающей суше.

Эти проблемы связаны со все еще слабой изученностью арктических морей и незавершенностью в половине из них регионального этапа изучения, с использованием для решения прогностических и оценочных задач почти исключительно геофизических характеристик разреза, при существенном недостатке данных о его вещественных параметрах и, как следствие – с недостаточной разработанностью их базовых структурно-геологических и геоисторических моделей, увязывающих между собой все шельфовые регионы, а последние – с континентальными территориями.

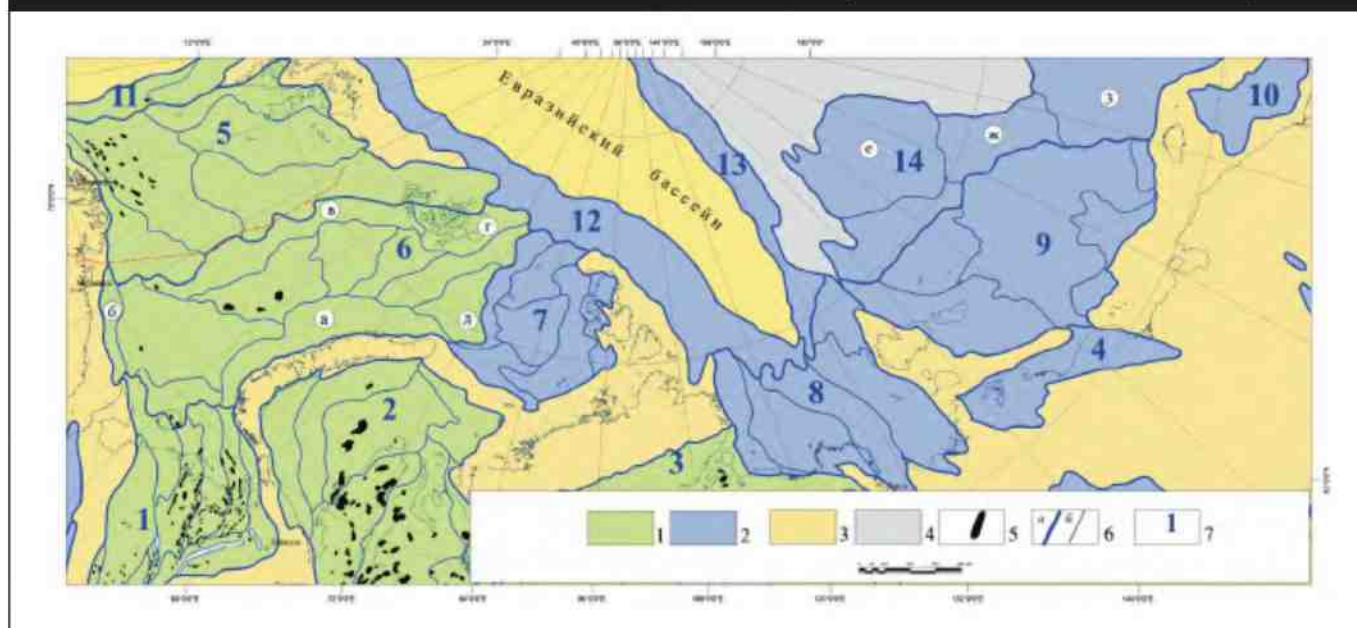
Новые результаты геолого-разведочных работ, полученные в 2009-2015 гг. (таблица), вместе с данными предыдущих исследований, а также материалы их обобщения и анализа дают определенные основания для частичного* решения обозначенных проблем, в первую очередь для уточнения границ морских и транзитных провинций и областей российской Арктики и их геологического содержания, которое играет решающую роль в оценке их потенциала.

Однако уточнение границ должно опираться не только на всю совокупность накопленных геолого-геофизических данных, но и на достижения науки и практики в области прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности, в том числе – концепции УВ-систем [4-6], на которой базируются современные технологии моделирования и прогноза. Исходя из положений этой концепции, представляется, что границы региональных нефтегазогеологических подразделений следует устанавливать с учетом не только набора традиционных критериев [7-10] – структурно-геологического (тектонического) и геодинамического, литолого-формационного, геоисторического и др., но и критерия целостности УВ-системы, соответствующей выделяемому элементу районирования. Этот критерий предполагает неразрывность доказанных или предполагаемых (в том числе моделируемых) на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных связей между источником УВ (очаг/"кухня"/нефтегазогенерационный бассейн), сетью распределения генерированных УВ и зонами их аккумуляции, включающими потенциальные ловушки разного типа.

С точки зрения целостности УВ-системы в качестве наиболее вероятных границ нефтегазоносных провин-

* То есть в той мере, которая возможна при отсутствии конкретных данных о вещественном составе перспективного разреза и без моделирования УВ-систем.

Рис. 1. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ И ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И САМОСТОЯТЕЛЬНЫЕ ОБЛАСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ И ПРИЛЕГАЮЩИХ РЕГИОНОВ (по [11] с изменениями и дополнениями)



1 – НПП; 2 – потенциально нефтегазоносные провинции (ПНПП) и самостоятельные области; 3 – неперспективные земли; 4 – Центрально-Арктическая провинция неясного нефтегазогеологического статуса; 5 – месторождения УВ; 6 – границы: а – провинций, б – областей; 7 – НПП, ПНПП и самостоятельные области: 1 – Тимано-Печорская, 2 – Западно-Сибирская, 3 – Енисейско-Анабарская, 4 – Усть-Индибирская (Тастакская) область, 5 – Западно-Баренцевская, 6 – Восточно-Баренцевская, 7 – Северо-Карская, 8 – Лаптевская (Лаптевоморская), 9 – Восточно-Арктическая, 10 – Южно-Чукотская область, 11 – Норвежского континентального склона, 12 – Нансена, 13 – Амундсена, 14 – Восточно-Сибирско-Северо-Чукотская (Гиберборейская); цифры в кружках см. в тексте

ций и областей (НПП и НГО) может быть рассмотрена линия, образованная совокупностью точек, предельно достижимых миграционным потоком УВ, генерированных очагом или группой очагов, объединенных общей депрессионной структурой.

Эта структура выступает в качестве одной из тех “геологических провинций” или “крупных геотектонических элементов” (например, “уединенного” осадочного бассейна или группы бассейнов в пределах платформенной синеклизы, авлакогена или палеорифтогена, краевого/передового прогиба или целой плиты, современной пассивной окраины континента), которые обладают характеристиками, изложенными в классических определениях НПП или НГО [7]. Необходимость существования депрессионной структуры определяется тем, что именно в ее границах, согласно известным воззрениям И.М.Губкина, А.А.Бакирова, Н.Б.Вассоевича и других исследователей, формируются условия, наиболее благоприятные для накопления, захоронения, преобразования ОВ, генерации и начала миграции ОВ.

В порядке обсуждения приведем основные предложения по корректировке границ морских и транзитных провинций и областей российской Арктики и прилегающих акваторий (рис. 1), разработанные с учетом

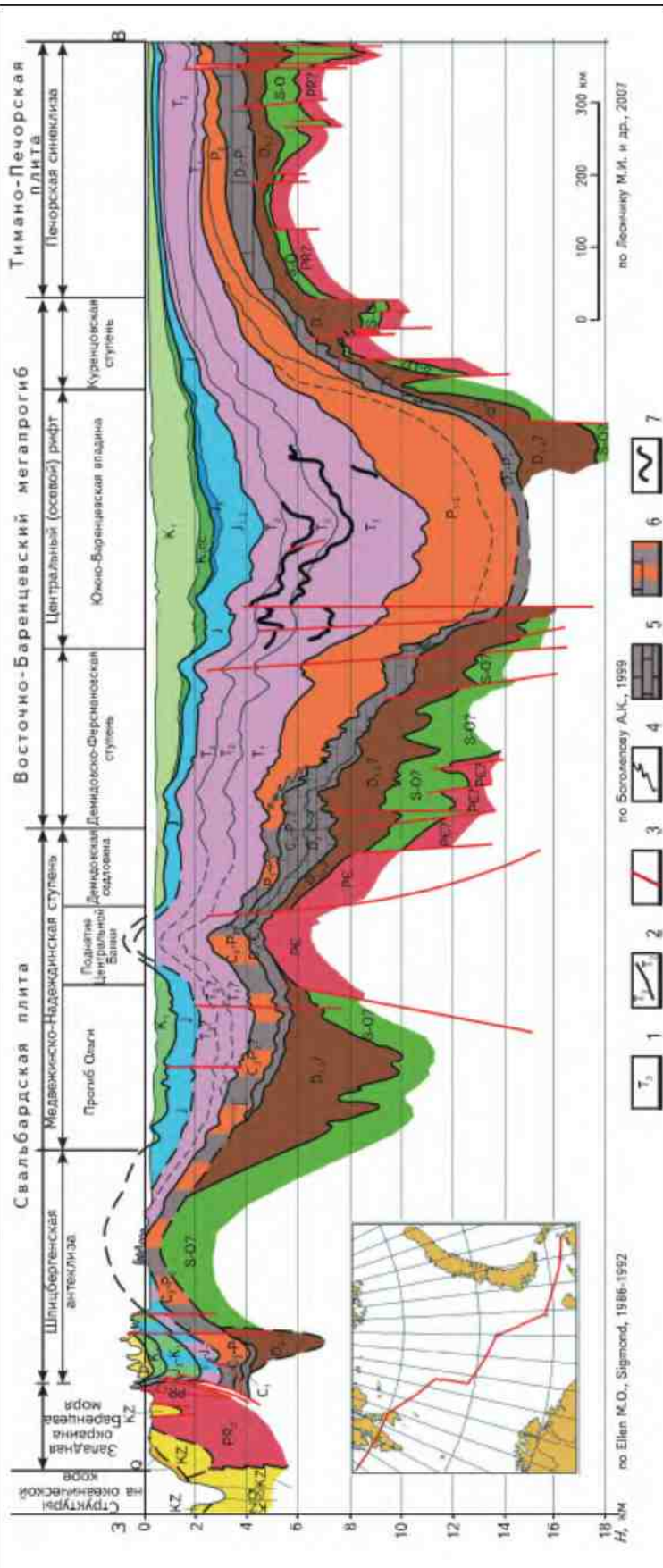
имеющихся соображений, известных геолого-геофизических данных и опубликованных результатов изучения региональной геологии и истории развития осадочных бассейнов арктической шельфовой зоны.

В Баренцевом море предлагаемые уточнения касаются всего контура *Восточно-Баренцевской НПП*. Относительно ее морской границы с Тимано-Печорской НПП уже приведена аргументация в пользу ее изменения, основанная на результатах геохимического изучения нефтей из месторождений о-ва Колгуев, литолого-палеогеографических реконструкций и интерпретации данных сейсморазведки и бурения [11].

Северное ограничение Восточно-Баренцевской провинции может быть установлено по данным анализа серии сейсмических профилей, отработанных по программе ВГКШ (Обоснование внешней границы континентального шельфа) в 2011 г. на Баренцево-Карском континентальном склоне и в Евразийской впадине Северного Ледовитого океана.

Согласно этим данным, северная граница этой провинции приобретает более отчетливое, чем в предыдущих моделях районирования, геологическое содержание и определяется зоной сопряжения с поперечной к ее простиранию ПНПП Нансена (см. рис. 1).

Рис. 2. СВОДНЫЙ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ БАРЕНЦЕВА МОРЯ



1 – возраст отложений; 2 – границы между разновозрастными комплексами; 3 – тектонические нарушения; 4 – линии фациальных замещений; 5 – область развития карбонатных платформ D₃-P₁ на бортах Восточно-Баренцевоого мегапрогиба; 6 – область развития C₃-P₂ терригенно-карбонатных отложений в пределах Свальбардской плиты; 7 – пластовые магматические тела

В качестве еще одного нововведения в отношении Восточно-Баренцевской НГП предлагается расширение ее границ за счет включения в ее состав Адмиралтейско-Приновоземельской потенциально нефтегазоносной области (ПНГО) (см. рис. 1, а), выделявшейся в предыдущих моделях в качестве самостоятельной единицы районирования. Это предложение обосновывается следующими аргументами.

1. По комплексу новых сейсмических данных и литолого-палеогеографических реконструкций [12, 13] Адмиралтейско-Приновоземельская зона в течение как минимум среднего палеозоя – триаса представляла собой часть единого с современным Восточно-Баренцевским прогибом седиментационного бассейна, в составе которого Адмиралтейский вал время от времени возникал как отмель или островное образование. Расположенный восточнее прогиб Седова в этот период и в течение последующих этапов развития структурно и седиментационно был связан с Южно-Баренцевской впадиной. Структурное обособление Адмиралтейско-Приновоземельской зоны от Восточно-Баренцевоого прогиба является следствием локальных фаз киммерийского и, возможно, альпийского орогенеза в зоне Новой Земли, инициированных развитием к востоку от нее Южно-Карской рифтогенно-эпирифтовой впадины. В связи с этим Адмиралтейско-Новоземельская зона должна рассматриваться как форланд – “прихваченная” орогенезом и частично дислоцированная приорогенная зона осадочного бассейна.

2. В предшествующих схемах нефтегазогеологического районирования восточной части Баренцева моря наблюдается нарушение логики в определении нефтегеологического статуса приорогенной зоны бассейна по сравнению с по-

добными зонами НГП прилегающей суши. Так, в расположенной южнее Тимано-Печорской провинции из ее состава *не выделяются и не определяются как самостоятельные нефтегазоносные области* геологически приподнятые (как и Адмиралтейско-Приновоземельская область) Коротайхинская и Большесынинская впадины и ограничивающие их складчатые зоны гряд Чернова и Чернышова; южнее из состава Волго-Уральской провинции *не выделяются в качестве самостоятельных областей* Соликамская и Юрюзано-Сылвенская впадины, входящие в состав Средне-Предуральской области; на юге России в состав Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции на последней карте нефтегазогеологического районирования [3] включаются не только вся зона форланда, но даже часть орогенной структуры Кавказа – область Северо-Кавказского краевого массива.

Исходя из приведенных аргументов, представляется более логичным и соответствующим практике районирования прилегающих континентальных регионов проводить границу провинции, сопряженной с орогеном, по его глубинному краевому шву, которому в Баренцевом море соответствует система взбросов (надвигов) или взбрососдвигов западного побережья Новой Земли, разделяющая складчато-орогенную область архипелага и Баренцево-Северо-Карскую подвижную платформу.

Эта аргументация, как показывает анализ геолого-геофизических данных, в том числе полученных нефтепользователями, и литолого-палеогеографических реконструкций [13], применима и к другой “самостоятельной” ПНГО Баренцева моря – Кольской. Выходящие в ее пределах под маломощные четвертичные отложения палеозойские и мезозойские толщи погружаются в Южно-Баренцевскую впадину. В связи с этим Кольская моноклинал (структурная основа одноименной НГО) может рассматриваться как одна из бортовых структур Восточно-Баренцевского прогиба. Из особенностей ее геологического строения следует, что УВ в расположенные здесь ловушки могут поступать только из прибортовых очагов Южно-Баренцевской впадины и, следовательно, должны принадлежать к общим с этой впадиной УВ-системам (см. рис. 1, б).

В границах Восточно-Баренцевской НГП, наряду с традиционно выделяемыми НГО и ПНГО, предлагается выделить еще три потенциально нефтегазоносные области: западного борта (Восточно-Баренцевского мегапрогиба), Сальмско-Вильчековскую (или Юго-Восточных островов) и Тегетгофа (см. рис. 1, в-д). Возможность и целесообразность их выделения диктуются следующими обстоятельствами.

1. Комплекс геофизических данных, как ретроспективных, так и полученных в 2008-2011 гг. геофизиками ОАО «МАГЭ», «Севморнефтегеофизика», «Севмор-

гео» и включающих, в числе прочих, серию новых опорных геофизических профилей, вместе с упоминавшимися материалами литолого-палеогеографических реконструкций свидетельствует о развитии вдоль всех склонов Восточно-Баренцевского мегапрогиба систем крупных тектонических ступеней (рис. 2), способных выступать как в качестве субрегиональных зон накопления нефтегазоматеринских толщ, особенно в среднем – позднем палеозое и раннем мезозое, так и в качестве зон формирования различных типов ловушек [14]. Последняя из таких крупных ступеней – Тегетгофа, содержащая в разрезе палеозойскую карбонатную платформу с рифовыми постройками, открыта на северо-восточной окраине провинции, у границы с Северо-Карской плитой, региональными сейсмическими работами 2008-2009 гг. [15, 16]. Сравнительно небольшие глубины залегания палеозойских отложений в некоторых районах этих ступеней (не более 4,5-6,0 км) позволяют рассчитывать на то, что здесь могут генерироваться не только газообразные, но и жидкие УВ-флюиды.

2. Бортовые тектонические зоны, межкотловинные перемычки в мегабассейнах и соответствующие им ПНГО имеют аналогии в крупных “депрессионных” провинциях суши. К их числу относятся, например, Прикаспийская НГП, в которой доказанная нефтегазоносность в подавляющем объеме связана с прибортовыми и бортовыми областями – Волгоградско-Карачаганакской и Енбек-Жаркамысской, а также краевыми и “межкотловинными” – Шукатско-Северокаспийской и Астраханско-Калмыцкой. Другим примером “прибортового” распределения основных объемов аккумулированных УВ является Южно-Каспийская НГП: в ее пределах наибольшее число месторождений и наибольшие объемы доказанных запасов также концентрируются в прибортовых зонах Южно-Каспийской впадины.

По всей видимости, в ранг провинций следует перевести две единицы нефтегазогеологического районирования, которые выделялись ранее как “самостоятельные” ПНГО – *Северо-Карскую* и *Лаптевскую*, или *Лаптевоморскую* (см. рис. 1). Это предложение основано на том, что:

- их размерность сопоставима с размерностью таких провинций, как Тимано-Печорская, Прикаспийская, Южно-Каспийская и Черноморская;

- они представляют собой тектонически и историко-геологически *самобытные* образования полициклического развития – подвижные плиты;

- они имеют достаточно сложное геологическое строение, установленное новейшими геолого-геофизическими исследованиями и позволяющее выделить в их границах более трех подчиненных рангов структурно-тектонических и примерно соответствующих им нефтегазогеологических подразделений.

При этом к Лаптевской (Лаптевоморской) провинции, скорее всего, следует относить Восточно-Лаптевскую ступень, или горст (по С.С. Драчеву, [17]), который ранее рассматривался как часть Новосибирско-Чукотской потенциально нефтегазоносной провинции в связи с включением его рядом исследователей [18-20] в состав одноименной складчатой системы вместе с поднятиями островов Котельного и Ляховского. Анализ соотношения структур ее осадочного чехла [17] с геологическим строением приморских районов, особенностей потенциальных геофизических полей и распределения сейсмичности [21, 22] показывает, что в региональном плане эта ступень, по-видимому, является не частью указанной складчатой системы, а морским продолжением Олойско-Южно-Анюйской палеорифтогенной (или палеоокеанической?) системы прилегающей суши, может быть, несколько видоизмененным за счет тангенциальных позднекимерийских, альпийских или неотектонических стрессов.

Таким образом, геологическую границу между осадочными бассейнами морей Лаптевых и Восточно-Сибирского и соответствующими им ПНГП предлагается проводить вдоль западного тектонического (сбрососдвигового?) ограничения Котельническо-Святоносской зоны поднятий [23].

Применительно к *Енисей-Хатангскому* региональному прогибу представляется несколько поспешной и недостаточно обоснованной идея его отнесения (в полном геологическом контуре) к Западно-Сибирской НГП, реализованная в одной из последних моделей нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий Российской Федерации [3].

Этот прогиб, как известно, сопряжен одновременно с западно- и восточно-арктическими морями: на западе, через низовья Енисея – с южной акваторией Карского моря, а на востоке, через Хатангский залив – с юго-западной акваторией моря Лаптевых. В связи с этим в современной структуре прогиб представляет собой транзитное (суша – море) геологическое образование и рассматривается здесь в ряду других транзитных НГП арктической зоны – Тимано-Печорской и Западно-Сибирской.

В прежних моделях районирования, опубликованных в 1989-2009 гг., в границах этого прогиба выделялась отдельная Енисей-Анабарская НГП. В указанной поздней модели эта провинция прекратила свое существование: большая ее часть переведена в состав Западно-Сибирской НГП (очевидно, на основании сходства юрско-меловых разрезов), а две области в ее восточной части – Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская – отнесены к Лено-Тунгусской НГП.

Однако при этом, на взгляд авторов статьи, не был в достаточной мере учтен ряд приводимых ниже обстоя-

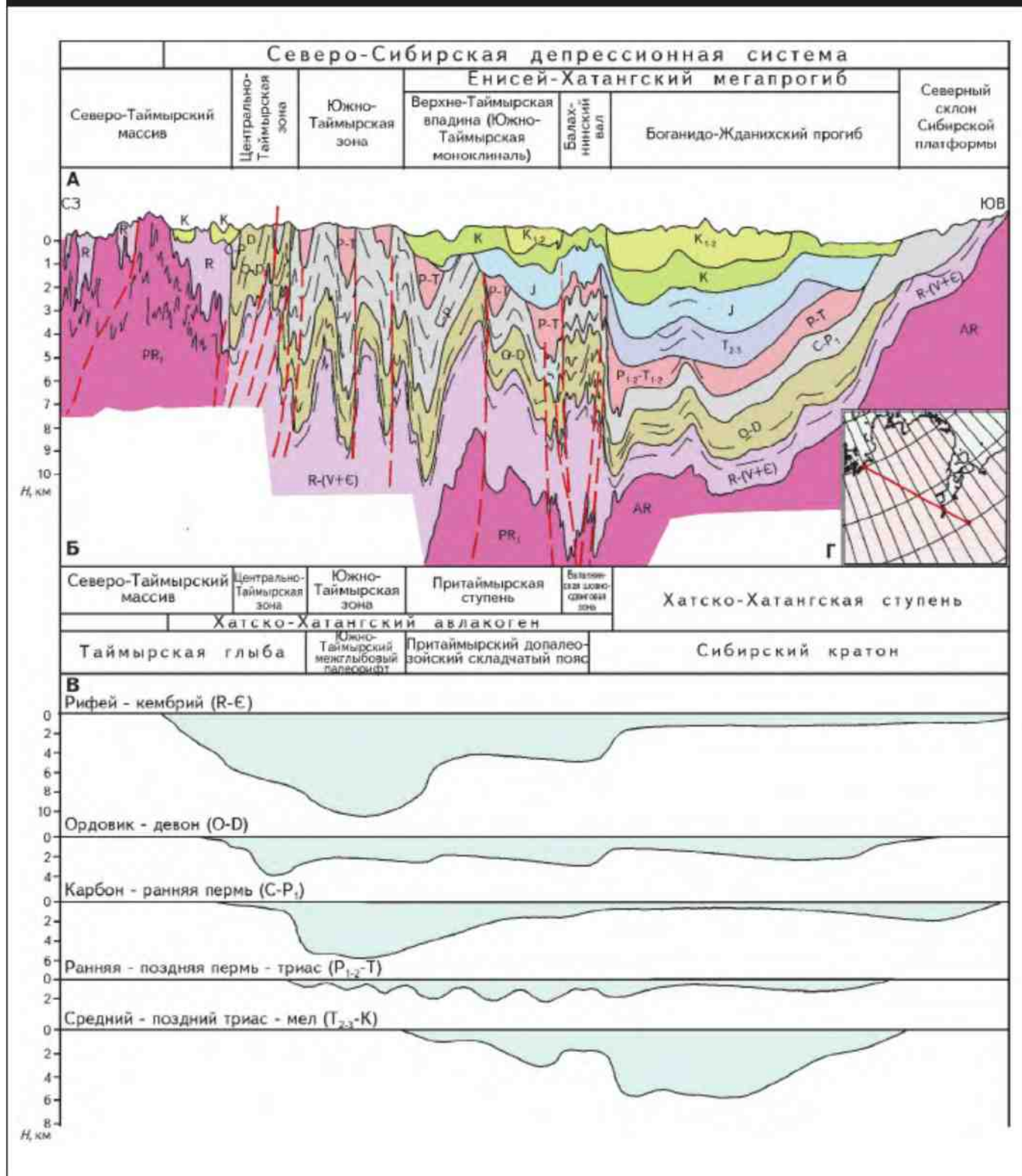
тельств, мешающих однозначному пониманию нового нефтегазогеологического статуса этого прогиба.

1. Сходство геологического строения части разреза, на взгляд авторов статьи, не является достаточным принципиальным основанием для объединения соседствующих геоструктурных областей в нефтегеологически единую (общую) систему. Такое сходство свидетельствует скорее о подобии палеогеографических обстановок осадконакопления *в течение ограниченного по времени эпизода развития этих областей*, чем обо всех обстоятельствах (тектонических, геодинамических и иных) длительной геологической «жизни» этих областей как элементов единого или отдельных региональных тектонических образований. В дополнение к этому добавим, что В.Е. Хаин, отмечая в мезозойской структуре и формациях Енисей-Хатангского прогиба определенные черты сходства с синхронными образованиями Западной Сибири, в одной из своих фундаментальных публикаций указывает и на его отличие от последней: «...несомненно, что прогиб и породивший его рифт заложены в пределах Сибирского кратона и что на его территории распространен тот же палеозойский платформенный чехол...» и далее «...а в зоне мезозойского прогиба существует рифейский рифт...» [24].

2. Эти заключения В.Е. Хаина согласуются с материалами геологической съемки листов новой серии Государственной геологической карты. Построенные по ее результатам геологические разрезы через Енисей-Хатангский прогиб указывают, что, в отличие от депрессионных образований Западно-Сибирской плиты, он заложен на докембрийском основании (рис. 3) и что его осадочный разрез включает отложения от рифея до кайнозоя, которые образуют, как минимум, два структурных этажа. Верхний этаж сложен мезозойскими и, на весьма ограниченных площадях к северу и югу от Рассохинского вала, палеогеновыми отложениями Енисей-Хатангского прогиба, а нижний, преимущественно досреднетриасовый, выходит за его пределы и обнажается в основном в южной зоне Таймыра и отчасти – на северном склоне Сибирской платформы (см. рис. 3). В совокупности эти этажи образуют осадочное заполнение Северо-Сибирской депрессионной системы, представляющей геотектоническую основу Енисей-Анабарской НГП. Эти материалы не расходятся принципиально с результатами современных геолого-геофизических, структурных и геодинамических исследований [25-27] и не противоречат более отдаленным по времени результатам структурно-геологических и историко-геологических реконструкций [28-30].

3. Исследования В.А. Балдина [31, 32], как и приведенные данные, кроме всего прочего показали, что как минимум та часть прогиба, которая расположена к югу от системы валов Малохетского, Рассохинского и Ба-

Рис. 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО МЕГАПРОГИБА И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ ТАЙМЫРА И ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ (по данным: Геологическая карта РФ, лист S-47-49..., 1998; Атлас палеогеографических карт..., 1992; Атлас литолого-палеогеографических карт..., 1966; Хаин В.Е., 1979; Соборнов К.О., 2014; Конторович В.А. и др., 2014; Пронкин А.П. и др., 2012)



А – геологический разрез, **Б** – тектонические элементы домезозойского разреза, **В** – схематические графики эволюции поперечного профиля Северо-Сибирской депрессионной системы, **Г** – схема расположения разреза

лахнинского, по геологическим признакам относится не к Западно-Сибирской плите, а к погруженной части Сибирской платформы, несущей не только мезозойский, но и достаточно мощный рифей-палеозойский платформенный чехол.

4. Более поздние сейсмические исследования в транзитных зонах Хатангского и Енисейского заливов, выполненные ФГУП НПП «Южморгеология» [33, 26], показали наличие мощных древних (неопротерозой – палеозой) платформенных толщ и на северном, притаймырском крыле регионального прогиба, а построения, выполненные В.А.Конторовичем и его коллегами [25], обозначили присутствие этих толщ и во внутренней области прогиба. Эти результаты также позволяют сделать вывод о многофазности депрессионной истории (истории погружений) прогиба, охватывающей значительно больший период геологического времени, чем выраженная в платформенных осадочных формациях депрессионная история Западной Сибири, что отличает большую часть этого региона от Западно-Сибирского в геосторическом и геодинамическом планах.

5. Данные, наиболее надежно свидетельствующие о сходстве геологического строения и нефтегазогеологических условий Енисей-Хатангского прогиба и Западной Сибири получены в основном в западной, Приенисейской, части прогиба – в районе Малохетского вала и примыкающих к нему территорий [34].

Таким образом, Енисей-Хатангский прогиб в целом может рассматриваться как современный элемент более обширной эпирифтовой межплатформенной депрессионной системы длительного развития (см. рис. 3). Она заложилась в рифее на более древнем континентальном или океаническом основании в виде рифта, разделившего Таймырскую глыбу и Сибирский кратон. Ее последующая история выразилась в постепенном смещении области наибольшего прогибания к юго-юго-востоку. В этом же направлении происходит миграция складчатости, последовательно охватывающей притаймырские зоны прогиба и определяющей отмирание этих зон как ареалов осадконакопления, с одновременным ослаблением напряженности и упрощением дислокаций.

На поздних стадиях новейшего тектогенеза и в современной структуре собственно Енисей-Хатангский прогиб представляет собой отмирающую депрессионную систему с проявлениями зачаточного орогенеза и хорошо выраженными, в отличие от большинства районов Западно-Сибирской плиты, эрозионно-денудационными процессами. Последние привели к почти полному отсутствию здесь палеогеновых и неогеновых отложений, которые широко представлены на Западно-Сибирской плите и в Южно-Карской впадине, где они образуют покровные осадочные комплексы, регионально перекрывающие мезозойские горизонты развития активных УВ-систем.

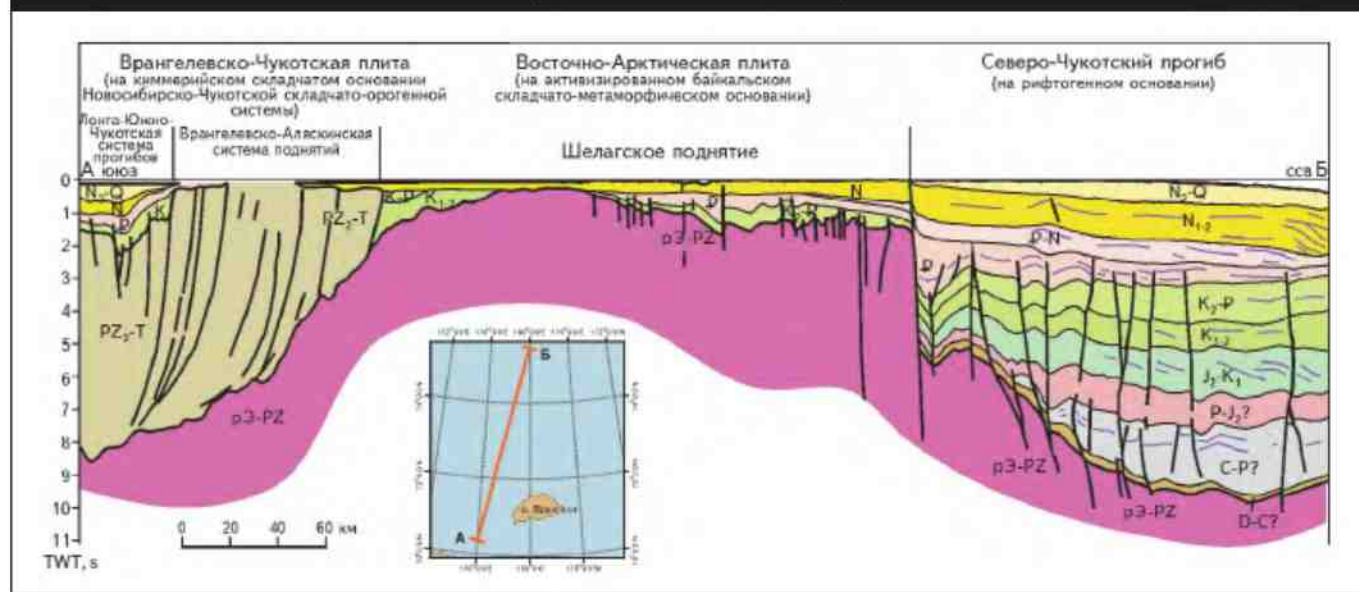
В связи с изложенным и учитывая текущее состояние изученности Енисей-Хатангского прогиба, более обоснованным представляется отнесение к Западно-Сибирской НГП только западной части прогиба, примерно ограниченной меридианом Янгодо-Горбитского выступа и включающей Танамский нефтегазоносный район (НГР) и западные части Притаймырского и Пясинского НГР. Основную часть прогиба, на взгляд авторов статьи, следует, как и прежде, рассматривать как Енисей-Анабарскую НГП, что соответствует классическим принципам выделения таких провинций. В то же время, учитывая возникающую в свете новых данных неоднозначность нефтегазогеологического статуса этого регионального прогиба, становится очевидной необходимость его (статуса) уточнения за счет дополнительного проведения региональных сейсмических исследований повышенной глубинности и параметрического бурения в центральном и восточном сегментах прогиба.

В отношении границ ПНГП, выделяемых в *Восточно-Сибирском и Чукотском морях*, в свете новых сейсмических данных, полученных специалистами ОАО «Дальморнефтегеофизика» в 2010-2012 гг., на взгляд авторов статьи, определилась целесообразность возврата к варианту выделения вместо Новосибирско-Чукотской ПНГП двух самостоятельных областей – Усть-Инди́гирской и Южно-Чукотской (см. рис. 1). Этот вариант был намечен еще в картографических изданиях 1995-2009 гг. Основанием для возвращения к этой модели районирования являются следующие соображения.

1. В модели нефтегазогеологического районирования восточно-арктического шельфа, разработанной Д.В.Лазуркиным и его коллегами [35, 36, 19], Новосибирско-Чукотская ПНГП в основном представлена как низкоперспективная. При этом плотность ресурсов ее сегмента, расположенного к западу от меридиана 165° в.д. оценивалась интервалом 0-3 тыс. т/км², а восточного сегмента – сочетанием земель с интервалами плотности ресурсов от 0-3 тыс. т/км² (Врангелевско-Геральдская зона поднятий) до 10-30 тыс. т/км² (Южно-Чукотский прогиб).

2. В более поздних моделях нефтегазогеологического районирования, усовершенствованных Б.И.Кимом и Д.С.Яшиным [18, 37], показано, что часть площади, включаемой в состав Новосибирско-Чукотской провинции, относится к категории неперспективных земель ввиду малой мощности картируемого здесь осадочного чехла. Земли, лежащие в западной, собственно восточно-сибирской части провинции и отнесенные к Новосибирской ПНГО, определены в этой модели как мало-перспективные. В качестве перспективного элемента I и II категорий в составе этой провинции выделен только Южно-Чукотский прогиб.

Рис. 4. СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ ПО ЛИНИИ А-Б
(интерпретация М.И.Леончика)



3. Упомянутые новые геофизические данные по существу подтвердили и детализировали эту ситуацию (рис. 4): подавляющая часть площади, относимой к Новосибирско-Чукотской провинции, сложена маломощным (менее 1,0-1,5 км) кайнозойским или мел-кайнозойским чехлом в значительной мере континентального происхождения [29], залегающим на складчатом позднециммерийском фундаменте, который включает дислоцированные и в разной степени метаморфизованные породы от палеозоя до позднего триаса, возможно, юры, и магматические образования. Нарастание мощности чехла (до 2-8 км) в пределах акватории отмечается в структурно изолированных друг от друга сравнительно небольших бассейнах Лонга и Южно-Чукотском и на прибрежной суше – в Усть-Индиго-Ирском (Тастахском) бассейне. Осадочный чехол этого региона, согласно материалам палеогеографических реконструкций [29], формировался в условиях неоднократных ширококомасштабных осушений территории, складкообразования и орогенеза в юрско-меловое время и позже – в кайнозое.

В связи с изложенным трудно предположить, что маломощный разрез осадочного чехла, при отсутствии на большей части этого региона устойчивых погружений и оптимальных условий для захоронения и созревания ОБ (даже если оно имеется в породах в “приемлемом” количестве и качестве), способен генерировать сколько-нибудь значимые в промышленном отношении количества УВ, имеющие перспективы для освоения.

Таким образом, из состава выделенной ранее Новосибирско-Чукотской ПНГП реальными перспективами могут обладать только отдельные, названные выше и

не связанные между собой впадины, которые генетически представляют собой, скорее всего, погребенные эпикиммерийские межгорные или предгорные впадины типа тех, которые выражены в геологическом строении прилегающей суши (Пенжинский прогиб, Момская и Зырянская впадины Колымского массива и обрамляющих складчато-орогенных зон). В связи с этим Южно-Чукотский и Тастахский прогибы предлагается рассматривать в качестве структурно-тектонических элементов, контролирующих одноименные самостоятельные ПНГО, не выделяя объединяющей их Новосибирско-Чукотской ПНГП.

Что касается другой, Восточно-Арктической провинции, выделяемой в Восточно-Сибирском и отчасти в Чукотском морях, то, на взгляд авторов статьи, ее контуры нуждаются в уточнении в порядке их приведения в соответствие с результатами новых геолого-геофизических исследований, завершенных в 2011 г. специалистами ОАО «Дальморнефтегеофизика» Н.А.Петровской и ее коллегами.

Кроме того, на основании этих данных из состава Восточно-Арктической ПНГП предлагается вывести Северо-Чукотский прогиб и включить его в новую окраинно-континентальную (шельфово-склоновую) провинцию (см. рис. 1).

Необходимость выделения в российской Восточной Арктике шельфово-склоновых потенциально нефтегазоносных бассейнов некоторое время назад обозначили В.Е.Хаин и И.Д.Полякова, предложив в качестве таковых “Предвосточносибирский прогиб”, соответствующий глубоководной котловине Подводников, и “Южно-Менделеевский бассейн”, частично соответ-

вующий прогибу Вилькицкого [20]. Новые геолого-геофизические данные, полученные по районам восточно-арктических шельфов и прилегающих глубоководных зон Северного Ледовитого океана, и результаты их анализа, приведенные в отчетных материалах 2010-2012 гг. ОАО «МАГЭ», «Дальморнефтегеофизика», «Севморгео», ФГУП «ВНИИОкеангеология» и «ВСЕГЕИ» (М.Л.Верба, С.М.Жолондз, Т.А.Кириллова, С.Н.Кашубин, Н.А.Петровская, Т.С.Сакулина, С.П.Шокальский и др.) и в публикациях [38, 39], позволили уточнить в региональном масштабе положение глубоких окраинно-континентальных прогибов и объединить в единую депрессионную систему прогибы котловины Подводников, Вилькицкого и Северо-Чукотский (см. рис. 1, е-з), с суммарными мощностями осадочного заполнения от 12-14 до 18-20 км или более. Обобщенный контур этой депрессионной системы определяет конфигурацию Восточно-Сибирско-Северо-Чукотской (или Гиперборейской) ПНГП [40].

В предлагаемых уточненных очертаниях ПНГП российской Восточной Арктики могут быть объединены с НГП арктической окраины Северной Америки (Северного склона Аляски, Бофорта-Маккензи, Канадского Арктического архипелага) в гипотетический Амеразийско-Арктический пояс нефтегазонакопления. Восточная, американская, часть этого пояса содержит в своей шельфовой зоне более 80 месторождений УВ с суммарными извлекаемыми запасами нефти более 2,6 млрд т и газа около 1 трлн м³, в том числе — знаменитое нефтегазовое месторождение Прадхо-Бей, начальные извлекаемые запасы нефти которого превышают 1,5 млрд т. Российская шельфовая и глубоководная части пояса изучены весьма слабо, однако их площадь сопоставима с суммарной площадью трех названных североамериканских провинций. В связи с этим, вероятно, следует говорить о существенной недооценке УВ-потенциала восточно-арктических морей, учитывая наличие здесь прогибов со сверхмощным осадочным разрезом, для которого часто характерна высокая нефтегазоперспективность (Восточно-Баренцевский мегапрогиб, Южно-Карская впадина, впадины Прикаспийская, Южно-Каспийская, Мексиканского залива и др.). На это указывает и точка зрения некоторых американских экспертов [41], которые считают Северо-Чукотский прогиб едва ли не главным генератором УВ как минимум в амеразийском секторе Арктики.

В заключение необходимо отметить, что, предлагая уточнения в существующую концепцию нефтегазо-геологического районирования морей российской Арктики, авторы статьи отдают себе отчет относительно недостаточности и неоднозначности некоторой части накопленной на сегодня информации и связанной с этим возможной дискусионности представляемых предложений, хотя и рассматривают их как приемлемые в качестве рабочей гипотезы для развития этой концепции.

В то же время, наряду с попыткой уточнить контуры и содержание конкретных элементов нефтегазо-геологического районирования арктических акваторий, используя известные на сегодня данные, авторы статьи ставили перед собой и задачу более общего методического плана: привлечь внимание исследователей к необходимости более четкого, логичного и обоснованного — как в территориальном отношении, так и в отношении комплекса используемой информации и концептуального базиса — определения не только собственно разномасштабных и разнопорядковых территориальных единиц районирования, но и их границ, поскольку последние, по существу, определяют геологический объем и соответственно условия формирования, количественные и качественные характеристики оцениваемого УВ-потенциала этих единиц и далее — перспективы его разведки и освоения.

Авторы статьи надеются, что приведенные в работе соображения будут способствовать решению проблем в построении оценочно-прогностической модели нефтегазонасности морей евразийской Арктики, более приближенной к реальной геологической ситуации, которая, возможно, откроет новые горизонты для более полной и адекватной оценки их топливно-энергетического потенциала и формирования новых перспективных направлений геолого-разведочных работ.

Литература

1. **Варламов А.И.** Состояние ресурсной базы Российской Федерации / А.И.Варламов, В.Д.Каминский, А.П.Афанасенков и др. // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6.
2. **Варламов А.И.** Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведочной части / А.И.Варламов, А.П.Афанасенков, М.И.Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. — 2013. — Спецвыпуск.
3. **Попов А.П.** Состояние сырьевой базы нефти и газа Российской Федерации / А.П.Попов, И.А.Плесовских, А.И.Варламов и др. // Геология нефти и газа. — 2012. — № 5.
4. **Biteau J.-J.** Petroleum system: fundamental tool. Petroleum system-1 / J.J.Biteau, G.Choppin de Janvry, A.Perrodon // Oil and Gas Journal. — 2003. — Aug., 4.
5. **Biteau J.-J.** Petroleum system-2 / J.J.Biteau, G.Choppin de Janvry, A.Perrodon // Oil and Gas Journal. — 2003. — Aug., 11.
6. **Magoon L.B.** The Petroleum system from source to trap / L.B.Magoon, W.G.Dow // AAPG Memoir 60. — 1994. — 324.
7. **Бакиров А.А.** Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / А.А.Бакиров, Э.А.Бакиров, В.С.Мелик-Пашаев, Г.Т.Юдин. — М.: Высшая школа, 1976.
8. **Геологический словарь.** Т. 2; К-П. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2011.
9. **Методическое руководство** по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. — М.: Изд-во ВНИГНИ, 2000.

10. **Словарь** по геологии нефти и газа. — Ленинград: Недра, 1988.
11. **Сенин Б.В.** Проблемы воспроизводства и количественная оценка углеводородных ресурсов морских нефтегазовых провинций России / Б.В.Сенин, А.П.Афанасенков, М.И.Леончик, И.Н.Пешкова // Геология нефти и газа. — 2012. — № 5.
12. **Басов В.А.** Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое / В.А.Басов, Л.В.Василенко, К.Г.Вискунова и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2009. — № 4.
13. **Atlas: Geological History of the Barents Sea** / Ed: M.Smelror, O.V.Petrov, G.B.Larssen, S.C.Werner. — NGU: Norway, 2009.
14. **Леончик М.И.** Седиментационные ловушки углеводородов Баренцево-Карского шельфа — новое перспективное направление поисков нефти и газа: дисс. ... канд. геол.-минер. наук / М.И.Леончик. — Геленджик — СПб., 2011.
15. **Мартirosян В.Н.** Север Карского моря — высокоперспективная на нефть область арктического шельфа / В.Н.Мартirosян, Е.А.Васильева, В.И.Устрицкий др. // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6.
16. **Супруненко О.И.** Геолого-геофизическое районирование севера Баренцево-Карского шельфа по данным сейсморазведки / О.И.Супруненко, В.И.Устрицкий, О.Н.Зуйкова и др. // Геология нефти и газа. — 2009. — № 4.
17. **Иванов В.Л.** Лаптевский седиментационный бассейн / В.Л.Иванов, Б.И.Ким, М.К.Косьюко и др. / Под. ред. И.С.Граммберга, В.Л.Иванова, Ю.Е.Погребницкого // Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря. — СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004.
18. **Ким Б.И.** Нефтегеологическое районирование шельфа Восточно-Арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности / Б.И.Ким, Н.К.Евдокимова, О.И.Супруненко, Д.С.Яшин // Геология нефти и газа. — 2007. — № 2.
19. **Лазуркин Д.В.** Перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России (моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское) / Д.В.Лазуркин, А.П.Павлов // Геология и полезные ископаемые шельфов России. — М.: ГЕОС, 2002.
20. **Хаин В.Е.** Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктических морей и их континентального обрамления / В.И.Хаин, Н.И.Филатова, И.Д.Полыкова // Тр. Геол. Ин-та. — Вып. 601. — М.: Наука, 2009.
21. **Аветисов Г.П.** Сейсмическое районирование арктического региона / Г.П.Аветисов, А.Г.Зинченко, Е.Е.Мусатов, А.Л.Пискарёв // Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геоэкология. — СПб: Изд-во ВНИИОкеангеологии, 2002.
22. **Глебовский В.Ю.** Цифровые базы данных и карты потенциальных полей Северного Ледовитого океана / В.Ю.Глебовский, А.В.Зайончек, В.Д.Каминский, С.П.Мащенко // Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геоэкология. — СПб: Изд-во ВНИИОкеангеологии, 2002.
23. **Косьюко М.К.** Восточно-Сибирско-Чукотский седиментационный бассейн / М.К.Косьюко, Б.И.Ким, Е.А.Кораго и др. / Под. ред. И.С.Граммберга, В.Л.Иванова, Ю.Е.Погребницкого // Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря. — СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004.
24. **Хаин В.Е.** Тектоника континентов и океанов (год 2000). — М.: Научный мир, 2001.
25. **Конторович В.А.** Структурно-тектоническая характеристика Лено-Анабарского региона / В.А.Конторович, А.Э.Конторович, С.А.Моисеев, В.М.Соловьев // Геология нефти и газа. — 2014. — № 1.
26. **Пронкин А.П.** Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской платформы со складчатым Таймыром / А.П.Пронкин, В.И.Савченко, Р.С.Сауткин и др. // Геология нефти и газа. — 2012. — № 1.
27. **Соборнов К.О.** Структура формирования и нефтегазоносный потенциал Пай-Хоя — Новоземельского складчатого-надвигового пояса / К.О.Соборнов // Геология нефти и газа. — 2014. — № 3.
28. **Атлас литолого-палеогеографических карт.** Т. I-IV; АН СССР. — М.: ВАГТ, 1966.
29. **Атлас палеогеографических карт: шельфы Евразии в мезозое и кайнозое.** — М.: Изд-во ГИН РАН, Робертсон Групп, Лландадно, Великобритания, 1992.
30. **Хаин В.Е.** Региональная геотектоника. Внеальпийская Азия и Австралия / В.Е.Хаин. — М.: Недра, 1979.
31. **Балдин В.А.** Новые представления о строении и генезисе диагональной системы мегавалов в Енисей-Хатангском прогибе / В.Е.Хаин, К.Н.Куниң, Н.Я.Куниң // Геология нефти и газа. — 1997. — № 3.
32. **Балдин В.А.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-неокомского прогиба: дисс.... канд. геол. минер. наук / В.А.Балдин. — М.: Изд-во ВНИГНИ, 2001.
33. **Пронкин А.П.** Основные результаты работ ГНЦ ФГУП "Южморгеология" в транзитных зонах акваторий морей России / А.П.Пронкин, В.И.Савченко, А.К.Цехмейструк, Б.В.Шумский // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6.
34. **Исаев А.В.** Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба / А.В.Исаев, В.П.Девятов, С.М.Карпухин, В.А.Кринин // Геология нефти и газа. — 2010. — № 4.
35. **Атлас: Геология и полезные ископаемые шельфов России.** — М.: Научный мир, 2004.
36. **Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря** / Под. ред. И.С.Граммберга, В.Л.Иванова, Ю.Е.Погребницкого. — СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004.
37. **Ким Б.И.** Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегеологическое районирование восточно-арктического шельфа России / Б.И.Ким, Н.К.Евдокимова, Л.Я.Харитоновна // Геология нефти и газа. — 2016. — № 1.
38. **Российские арктические геотраверсы.** — СПб: Изд-во ВНИИОкеангеологии, 2011.
39. **Сакулина Т.С.** Комплексные геолого-геофизические исследования на опорном профиле 5-АР в Восточно-Сибирском море / Т.С.Сакулина, М.Л.Верба, Т.В.Кашубина и др. // Разведка и охрана недр. — 2011. — № 10.
40. **Леончик М.И.** Новые перспективные направления поисков и разведки нефти и газа в российских акваториях / М.И.Леончик, Б.В.Сенин // Сб. науч. тр. междунар. научно-практ. конф. "Новые идеи в геологии нефти и газа — 2015". — М.: Изд-во Моск. ун-та, 2015.

41. **An Evolution** of the Science Needs to inform Decisions on Outer Continental Shelf Energy Development in the Chukchi and Beaufort Seas, Alaska. USGS Circ. 1370 (by K. Salazar and B. Pierce). – USGS, Virginia, USA, 2011.

© А.П.Афанасенков, Б.В.Сенин, М.И.Леончик, 2016

Александр Петрович Афанасенков,
заместитель генерального директора,
кандидат геолого-минералогических наук,
afanasenkov@vniigni.ru;

Борис Васильевич Сенин,
директор научно-исследовательского центра,
доктор геолого-минералогических наук,
smg@soyuzmorgeo.ru;

Михаил Иванович Леончик,
исполнительный директор,
кандидат геолого-минералогических наук,
smg@soyuzmorgeo.ru.

REFINEMENT OF PETROGEOLOGICAL ZONATION MODEL OF THE RUSSIAN ARCTIC SHELF IN LIGHT OF MODERN GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA

Afanasenkov A.P. (FSBI "All-Russian Research Geological Oil Institute"), *Senin B.V.*, *Leonchik M.I.* (OAO "Soyuzmorgeo")

The proposed improved configuration model of provinces and areas on the Eurasian Arctic shelf, adjacent transit zones, and areas of the North Ocean is based on the analysis of results obtained in of oil and gas prospecting and other geological & geophysical studies in the region as in the early at the start of the year 2015. The criterion of hydrocarbon system integrity is considered together with a series of classic zoning criteria; and the necessity to work out a better grounded and more exact definition of petrogeological zonation units and their boundaries applicable for both on-land and offshore provinces is shown.

Key words: Arctic continental shelf; seismic and drilling studies, petrogeological zonation units, refinement of boundaries.