

УДК [553.98'04:551.462.32](268)

## Предпосылки нефтегазоносности «расширенного» юридического шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане

**В. Л. Иванов**<sup>1</sup>, доктор геолого-минералогических наук,  
**В. Д. Каминский**<sup>2</sup>, доктор геолого-минералогических наук,  
**В. А. Поселов**<sup>3</sup>, доктор геолого-минералогических наук,  
**О. И. Супруненко**<sup>4</sup>, доктор геолого-минералогических наук,  
**О. Е. Смирнов**<sup>5</sup>, кандидат геолого-минералогических наук  
ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский институт геологии  
и минеральных ресурсов Мирового океана им. академика И. С. Грамберга, Санкт-Петербург

*Впервые предметно рассматриваются предпосылки нефтегазоносности искомого участка «расширенного» шельфа в рамках представления (заявки) России в Комиссию ООН по границам континентального шельфа. Анализируются особенности геолого-геофизической изученности объекта. Кратко рассмотрены геоисторические предпосылки нефтегазоносности и закономерности изменения мощности «бассейнового» чехла. Впервые в литературе обосновано существование трансрегионального шельфово-склонового Чукотско-Восточносибирского мегапрогиба полициклического развития – главного объекта для постановки прогнозно-поисковых работ, приводятся данные предварительной количественной оценки ресурсов методом сравнения с эталоном и на основе бассейнового моделирования. Намечены направления дальнейших исследований.*

**Ключевые слова:** Северный Ледовитый океан, границы континентального шельфа, перспективы нефтегазоносности, количественная оценка ресурсов, бассейновое моделирование.

### Введение

Еще в начале 1980-х годов наша страна включилась в решение грандиозной геополитической задачи по расширению границ своего «юридического» шельфа в Северном Ледовитом океане (СЛО) в соответствии с Конвенцией ООН по морскому праву 1982 г. В рамках проблемы внешней границы континентального шельфа (ВГКШ) на межведомственной основе был переобработан массив батиметрического и геолого-геофизического материала, накопленный за всю историю изучения Полярного бассейна, и выполнена серия не имеющих аналогов в мире глубинных геотраверсов (рис. 1). В результате на

акватории глубоководного Арктического бассейна был околонтурен и представлен в установленном порядке на рассмотрение Комиссии ООН по границам континентального шельфа искомый участок площадью около 1,2 млн км<sup>2</sup>, связанный общностью геологического развития с материковой окраиной восточной Евразии.

Масштабные и высокочатратные усилия по проблеме ВГКШ предпринимаются российской стороной прежде всего с целью получения права на разведку и разработку морского дна за пределами исключительной экономической зоны. При этом по умолчанию предполагается исключительно богатый нефтегазовый потенциал искомого объекта; в средствах массовой информации это преподносится уже как очевидный факт. Между тем до последнего времени имелась единственная количественная оценка ресурсов, достаточно скромная по величине (5–10 млрд т нефтяного эквивалента (н. э.) на площадь более миллиона квадратных километров) и,

<sup>1</sup> e-mail: onaimo@centurion.vniio.nw.ru.

<sup>2</sup> e-mail: kaminsky@vniio.ru.

<sup>3</sup> e-mail: vap@vniio.nw.ru.

<sup>4</sup> e-mail: onaimo@centurion.vniio.nw.ru.

<sup>5</sup> e-mail: smirnov.olegevg@gmail.com.

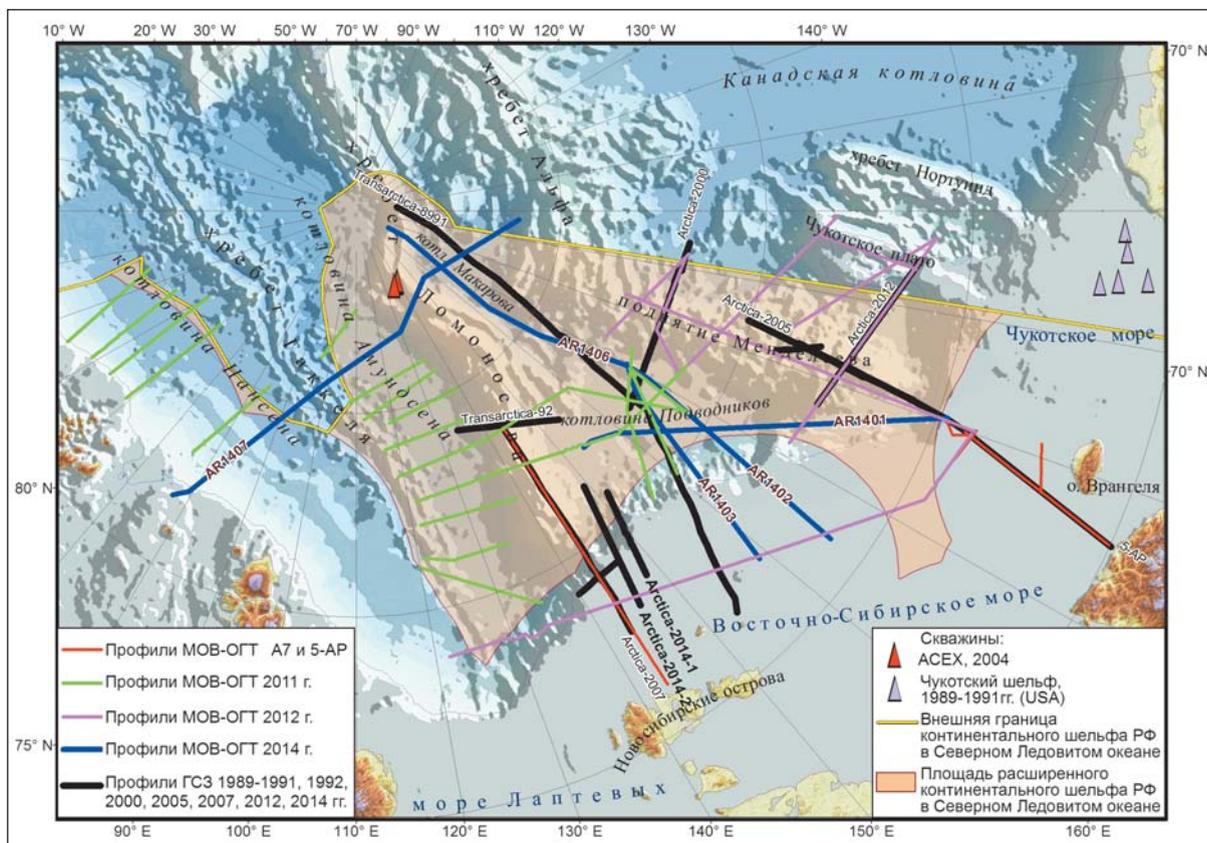


Рис. 1. Российские сейсмические исследования по проблеме ВГКШ в Северном Ледовитом океане

главное, полученная чисто статистическим методом Л. Уикса без учета геологических факторов [3; 6].

Однако в случае удовлетворения российской заявки (как и при любом ином возможном режиме недропользования) разворот ресурсной деятельности станет возможен только при наличии полноценной нефтегеологической основы с оценкой прогнозных ресурсов по конкретным элементам структуры ложа океана.

Подготовка такой основы представляет собой нетривиальную и информационно недостаточно обеспеченную задачу.

### Особенности объекта прогноза

Первая особенность как бы лежит на поверхности — это положение объекта нашего рассмотрения на батимальных и даже абиссальных глубинах, что требует принципиально новых технико-методических и концептуальных подходов к прогнозу и поиску в отличие от суши и традиционного шельфа. Эта фундаментальная тема ждет самостоятельного рассмотрения.

Принято говорить о крайне низком уровне геолого-геофизической изученности искомого участка «расширенного» шельфа, что не вполне корректно. Уникальные комплексные геотраверсы, выполненные по программе ВГКШ на основе методов глубинной сейсморазведки (глубинного сейсмического зондирования, корреляционного метода преломленных

волн), дали сведения об общем строении и делимости литосферы, каких мало для других океанов Земли. Эти материалы, дополненные данными профильных наблюдений методом отраженных волн с общей глубинной точкой (МОВ-ОГТ) и обработанные с помощью современных геоинформационных технологий, позволили специалистам ВНИИОкеангеологии построить рабочую «Карту мощности осадочного чехла Северного Ледовитого океана» масштаба 1:5 000 000 (опубликована в виде схемы в [6]), вполне удовлетворяющую заявочным требованиям Комиссии ООН по границам континентального шельфа.

В то же время плотность сети регионального сейсмопрофилирования МОВ оказалась недостаточной для расшифровки внутренней структуры койлогенного осадочного чехла и тем более подстилающего «акустического фундамента», где также предполагается нахождение недислоцированных платформенных блоков доокеанического происхождения. Этот интервал разреза не достигнут и глубоководным бурением «АСЕХ-2004» [11].

На такой информационной основе не удастся выполнить полноценное структурно-тектоническое районирование в качестве необходимого исходного элемента процедуры прогнозной оценки нефтегазоносности нового объекта, и мы продолжаем пользоваться морфоструктурной системой понятий («котловины»,

## Изучение и освоение природных ресурсов Арктики

«хребты» и т. д.), за которыми подразумевается не всегда очевидное тектоническое содержание.

Ключевым элементом геологической структуры участка «расширенного» шельфа России в СЛО является мегаблок Провинции Центрально-Арктических поднятий (ЦАП). Геоисторически это реликт гетерогенного палеоматерика, сформировавшегося к мезозою в циркумполярной Арктике. Во второй половине мела устанавливается режим субширотного растяжения земной коры палеоматерика с рифтингом и внутриплитным трапповым магматизмом; результатом этого процесса явилось отторжение мегаблока ЦАП от Баренцево-Карской континентальной окраины (палеоген, 58—53 млн лет назад) с его последующей миграцией в направлении Пацифики по мере разрастания новообразований коры в ходе раскрытия Евразийского спредингового бассейна. Апогеем процесса растяжения коры явилось дифференцированное погружение структур мегаблока ЦАП на океанические глубины с установлением режима пелагического осадконакопления на акватории Амеразийского суббассейна (ранний миоцен, около 18 млн лет назад — событие Zebra stripes по скважине «АСЕХ-2004» [5; 10; 11 и др.]).

Таким образом, современный мегаблок ЦАП представляет собой исходно континентальный «мост» между восточной Евразией и Северной Америкой, разделяющий геоисторически разнородные Евразийский и Канадский океанические бассейны и на неотектоническом этапе погруженный на батальные и даже абиссальные глубины. Протяженная квазилинейная область сочленения мегаблока ЦАП с котловиной Амундсена — вторая континентальная окраина Евразийского спредингового бассейна, противолежащая Баренцево-Карской окраине, но в отличие от последней вовлеченная в неогене в опускание совместно с хребтом Ломоносова [7 и др.].

Примеры крупных объектов со столь неординарной историей развития трудно найти в других современных океанах. Соответственно при анализе предпосылок нефтегазоносности наряду с такими очевидными параметрами, как мощность и строение койлогенного чехла, необходимо учитывать целый комплекс специфических факторов:

- структурно-вещественную природу исходного доокеанического основания и характер его преобразования на преокеаническом (рифтогенез) этапе;
- природу и механизм сопряжения глубоководного мегаблока ЦАП: а) с восточно-арктическим шельфом и б) с Евразийским спрединговым бассейном (принципиально разные феномены);
- роль новейшей (N-Q) геодинамики (совершенно не изучена).

### Карта мощности осадочного чехла

Результаты глубинных геолого-геофизических исследований по программе ВГКШ с очевидностью подтверждают исходно континентальную природу мегаблока Провинции ЦАП. Глубина раздела МОХО

здесь колеблется в интервале 20—35 км, снижаясь до 13—14 км только в изолированной котловине Макарова. Повсеместно присутствует гранито-метаморфический слой («верхняя кора») мощностью 4—7 км под поднятиями и до 1—2 км в основании котловин, перекрываемый сейсмически неупорядоченным «метаосадочным комплексом» (синонимы — «промежуточный этаж», «акустический фундамент») мощностью от 1—2 до 3—5 км.

В качестве потенциального носителя нефтегазоносности традиционно рассматривается нормально стратифицированный «бассейновый» осадочный чехол (K-KZ), состоящий из двух элементов. Молодые собственно синокеанические осадки («верхний горизонт») отделены региональным предмиоценовым несогласием (RU) от преокеанических рифтогенных слоев переменных мощности и состава («нижний горизонт»). В целом «бассейновый» чехол развит повсеместно в пределах мегаблока ЦАП. Проблема, однако, в том, что на основной части площади фоновая мощность чехла составляет 1—2 км; умеренно повышенные мощности (до 3, редко 4 км) зафиксированы лишь локально в пределах линейных впадин, наследующих погребенные рифтогенные грабены. При этом преобладающие в разрезе чехла пелагические осадки верхнего горизонта слабо литифицированы (пластовые скорости 1,6—2,8 км/с), что снижает их нефтегеологические возможности. Сказанное обусловило весьма скромную оценку перспектив нефтегазоносности объекта при подготовке миллионных листов Океанской серии [1 и др.].

Отечественные исследования по проблеме ВГКШ показали, что площади с существенно повышенной мощностью чехла (осадочные бассейны) существуют на площади глубоководной Провинции ЦАП, где приурочены к зоне ее сочленения с «географическим» шельфом Восточно-Сибирского и Чукотского морей. На внутреннем шельфе давно известны обширные линейные прогибы, и хотя их нефтегеологическая изученность находится на рекогносцировочном уровне, предпосылки нефтегазоносности оцениваются положительно с учетом возможных аналогий с бассейном Северного склона Аляски [2; 4; 9 и др.]. В фундаментальной монографии «Арктические моря» [2] был отмечен знаменательный факт перехода внутришельфового прогиба Вилькицкого в область континентального склона. На материалах трех комплексных геотраверсов ВГКШ («Трансарктика-1989-91», «Арктика-2005» и «Арктика-2007») удалось объединить совокупность обособленных депрессий в единый шельфово-склоновый мегапрогиб (осадочный бассейн), сегментированный на несколько дочерних элементов, который на «Карте мощности осадочного чехла Северного Ледовитого океана» (ВНИИОкеангеология, 2011 г.) был представлен как **Чукотско-Восточносибирский**. Это наименование целесообразно использовать в дальнейшем.

Наконец, в 2014 г. уже целенаправленно в рамках объекта ВНИИОкеангеологии по оценке

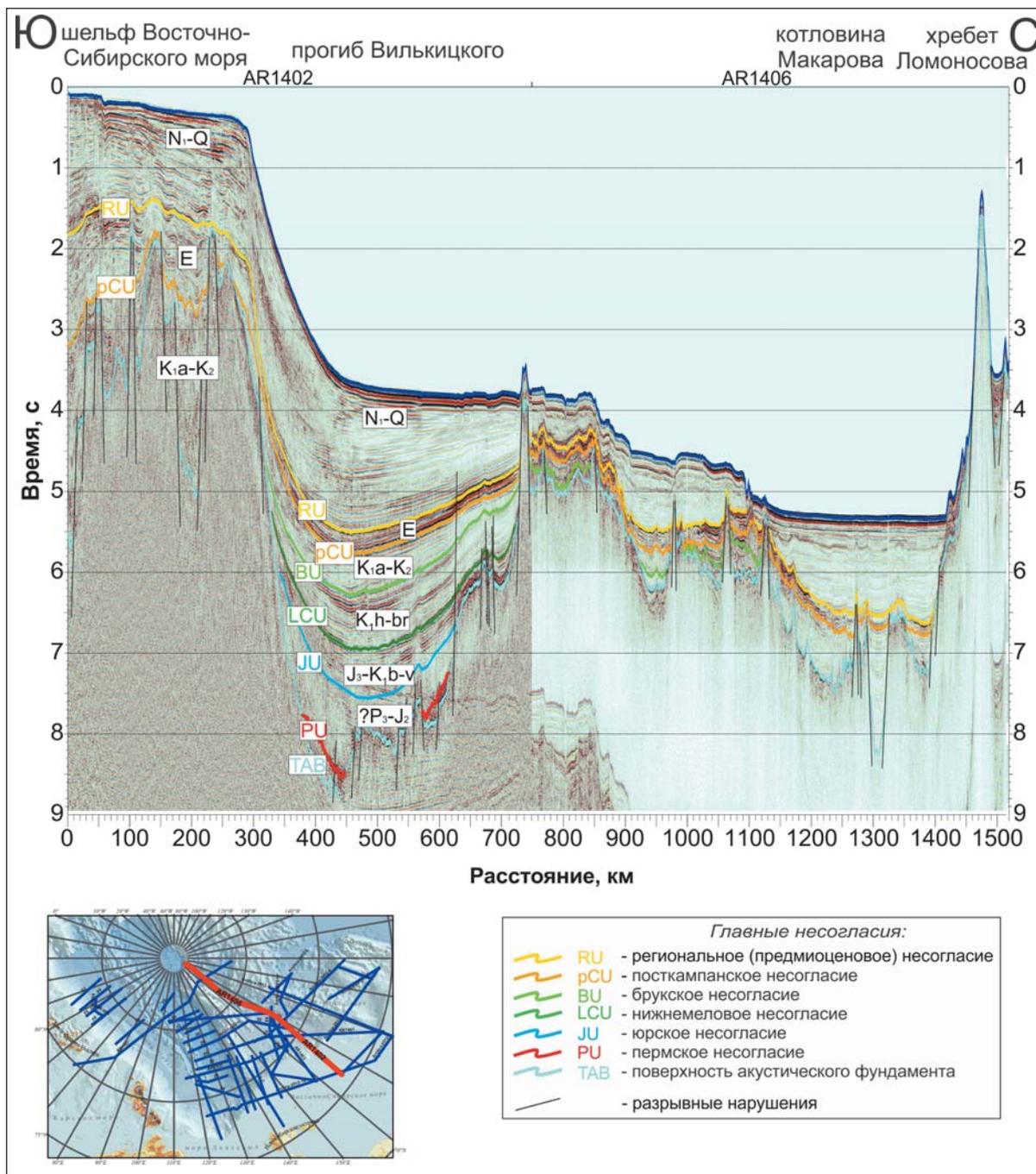


Рис. 2. Разрез МОВ-ОГТ AR1402-AR1406 через прогиб Вилькицкого и котловину Макарова

перспектив нефтегазоносности «расширенного» шельфа России в СЛО силами ОАО «МАГЭ» был выполнен широкий комплекс сейсмических исследований. При этом Чукотско-Востоносибирский мегапрогиб был трижды пересечен «вилкой» профилей МОВ-ОГТ, частично с зондированиями МПВ (профили AR 1401, AR 1402 и AR 1403 общей длиной 2376 км) (рис. 2 и 3).

Выполненные на современном аппаратно-методическом уровне работы 2014 г. дали

надежные сведения о строении чехла на всю мощность — до 10 км и более, что позволило уточнить конфигурацию осадочных бассейнов, составляющих трансрегиональную мегаструктуру и обладающих признаками структурной и, очевидно, вещественной общности (рис. 4). Таким образом, на участке дна СЛО определен первый и пока единственный реальный геологический объект для последующих прогнозно-поисковых работ на нефть и газ.

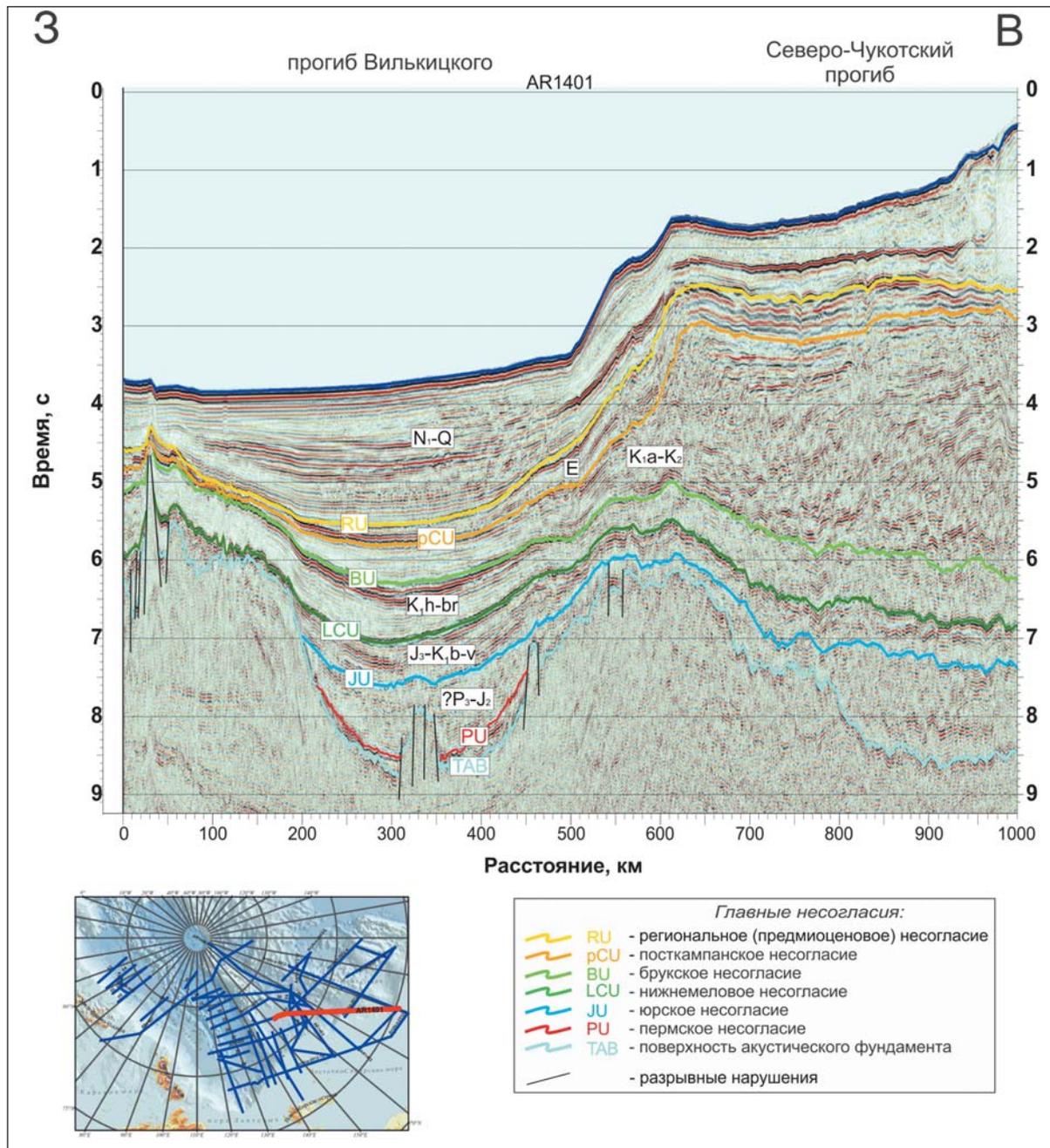


Рис. 3. Разрез МОВ-ОГТ AR1401 через прогиб Вилькицкого и Северо-Чукотский прогиб

### Чукотско-Восточносибирский осадочный мегабассейн

Мегаструктура берет начало на суше Аляски (прогиб Ханна). На внутреннем шельфе Чукотского моря депозитом выступает Северо-Чукотский прогиб с мощностью чехла до 20 км. Далее к западу депрессия, за которой здесь закрепилось название прогиб Вилькицкого, частично, а затем и полностью смещается на континентальный склон, огибая полукольцом поднятие Де-Лонга; максимальная зафиксированная мощность чехла достигает 8—9 км. Западное дочернее

звено мегапрогиба, Анисинский прогиб, сочленяясь через седловину с прогибом Вилькицкого на континентальном склоне поднятия Де-Лонга, затем пересекает бровку шельфа и уходит на внутренний шельф моря Лаптевых.

Важное обстоятельство: будучи приуроченным в региональном плане к внешней границе континентальной окраины восточной Евразии, Чукотско-Восточносибирский мегапрогиб при этом не повторяет очертаний современной бровки шельфа, а, напротив, перемещается с внутреннего шельфа в батимальную область и обратно. Соответственно

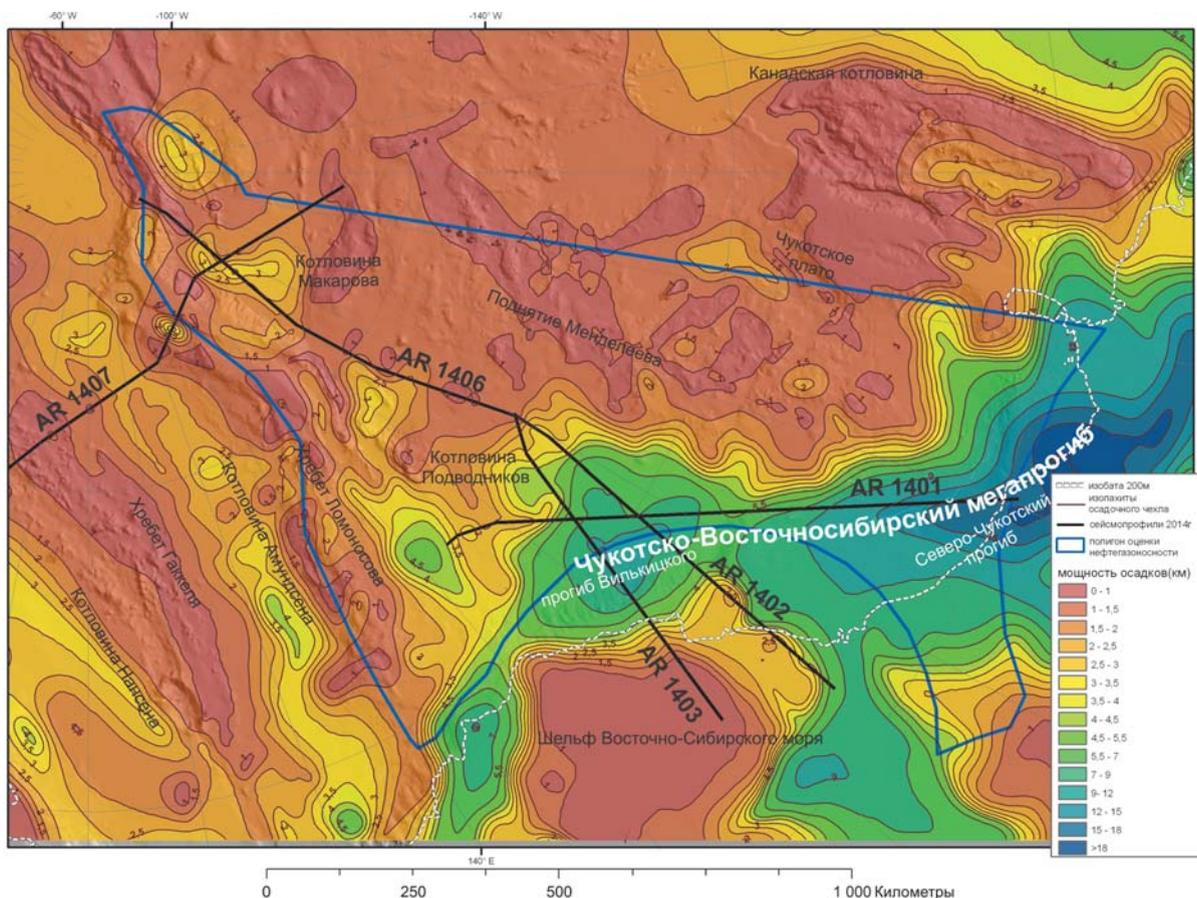


Рис. 4. Уточненная (2015 г.) карта мощности осадочного чехла зоны сочленения шельфа и глубоководной Провинции Центрально-Арктических поднятий

всю единую шельфово-склоновую депрессию следует рассматривать не как неотектоническое образование, синхронное формированию современной морфоструктуры СЛО, а как шовную зону унаследованного развития.

Результаты натурных исследований по проблеме ВГКШ свидетельствуют о прямой структурно-вещественной общности океанической области ЦАП с Восточно-Арктическим шельфом, которые по крайней мере с мезозоя существовали как единый ансамбль континентальных структур, а его разделение на глубоководный и шельфовый мегаблока — это особый, не имеющий прямых аналогов эволюционный процесс, проявившийся по периферии восточной Евразии. Здесь нет геологической границы «океан/континент» (нет нормальной океанической коры), а сама зона сочленения двух мегаблоков не носит флексурно-разломного характера. Не подтверждается и распространенная в литературе идея о сдвиге перемещении мегаблока ЦАП относительно шельфа по так называемой Хатангско-Ломоносовской трансформной зоне: при ее пересечении сейсмопрофилями сохраняются непрерывность разреза и корреляция несогласий; на отсутствие существенных горизонтальных смещений

указывает и единство протяженных «сквозных» (шельф-океан) морфоструктур и дизъюнктивов.

Сейсмопрофилеированием МОВ-ОГТ 2014 г. установлено (см. рис. 2 и 3), что строение осадочного чехла Чукотско-Восточносибирского мегабассейна идентично на всем его протяжении от внутришельфового Северо-Чукотского бассейна до склонового бассейна Вилькицкого. Разрез состоит из семи сеймостратиграфических комплексов (ССК), которые непосредственно прослеживаются в пределах рассматриваемой нами площади и достаточно уверенно коррелируются с разрезом скважин американского сектора Чукотского моря. Комплексы группируются в несколько совокупностей, отвечающих крупным этапам геологической эволюции (сверху вниз):

- Комплекс **ССК-1** ( $N_1-Q$ , пластовые скорости 1,8—2,7 км/с) — так называемый верхний горизонт бассейнового чехла, представленный толщей пелагических осадков, сформировавшейся после предмиоценового регионального несогласия (RU), на этапе общего неотектонического погружения.
- Комплексы **ССК-2** ( $E_1-E_2$ , 2,8—3,2 км/с), **ССК-3** ( $K_{1a}-K_2$ , 3,2—3,6 км/с) и **ССК-4** ( $K_1$ , 3,4—4,4 км/с) вместе составляют нижний горизонт «бассейнового» чехла, отвечающий разным стадиям предокеанического

рифтового этапа эволюции. Сложно построенная толща неритовых и субконтинентальных отложений несет явные признаки рифтогенеза (полуграбены, клиноформы бокового наращивания, следы лавинной седиментации). ССК-2 совместно с ССК-1 уверенно коррелируются с верхнебрукским комплексом Аляски, ССК-3 плюс ССК-4 (до 2014 г. в публикациях не разделялись) — с нижнебрукским.

- Комплекс **ССК-5** ( $J_2-K_1$ , 4,3—5,5 км/с) сопоставляется с бофортовским комплексом Аляски (триас-неоком), отвечающим этапу генеральной структурной перестройки региона, завершившемуся синхронно с открытием Канадского океанического бассейна (инициальный эпизод процесса формирования современной геоструктуры СЛО). Бофортовский рифтогенный комплекс перекрывает элсмирский структурный этаж, сформировавшийся в условиях древней континентальной окраины с источником сноса на площади сегодняшнего СЛО. Очевидно, к элсмирскому этапу развития относятся комплексы **ССК-6** (?P-J), скорости от 4,3—4,6 до 4,8—5,5 км/с) и **ССК-7** (P?, до 6,2 км/с, распространен локально). Комплексы ССК-5, ССК-6 и ССК-7 следует рассматривать как «добассейновый» интервал осадочного чехла, мощность которого в прогибе Вилькицкого достигает 4 км, а в Северо-Чукотском прогибе — 6,5 км. При этом на нашей площади «добассейновый» чехол наблюдается только в разрезах Чукотско-Восточносибирской мегадепрессии, не выходя за ее пределы. Ранее (геотраверс «Арктика-2005», см. рис. 1 [7]) было установлено, что мощный осадочный слой со скоростями 4,8—5,8 км/с (аналог ССК-5 плюс ССК-6), залегающий в основании Северо-Чукотского прогиба, в направлении суши выклинивается, а при переходе на поднятие Менделеева теряет регулярную расслоенность, приобретая качества «акустического фундамента», что следует рассматривать как результат тектонических воздействий на преокеаническом (К-Е) рифтогенном этапе.

Таким образом, трансрегиональный Чукотско-Восточносибирский осадочный бассейн и в частности его океаническое звено — бассейн Вилькицкого как объект прогноза нефтегазоносности обладает всем набором благоприятных общегеологических предпосылок:

- большая площадь бассейна и мощность чехла;
- прогнозируемые по геофизическим данным литологическое разнообразие разреза и достаточная степень катагенетического преобразования пород;
- сложная и контрастная структура, обеспечивающая существование всего возможного спектра ловушек;
- очевидное геосторическое сходство с нефтегазоносными бассейнами Северного склона Аляски, бассейном Свердруп на шельфе и островах Канадского арктического архипелага и др.

### Первый опыт количественной оценки

Попытки количественно оценить перспективы нефтегазоносности объекта были предприняты во ВНИИОкеангеологии после получения и обработки сейсмических материалов 2014 г. Выбранный полигон для прогнозных исследований (рис. 4 и 5) охватывал площадь глубоководной Провинции ЦАП в границах заявочного участка России; в Евразийском суббассейне исследования не проводились. Задача решалась двумя способами: традиционным методом аналогий (сравнения с геологическим эталоном) и, в порядке эксперимента, на основе современной технологии бассейнового моделирования.

**Оценка с использованием эталона.** В практике советских/российских официальных количественных оценок нефтегазоносности новых регионов такой подход реализуется через использование средних плотностей ресурсов углеводородов изученных эталонов — нефтегазоносных бассейнов или их частей, как внутренних (в пределах единой нефтегазоносной провинции), так и отдаленных. Отечественными исследованиями по проблеме ВГКШ доказана структурно-вещественная общность глубоководного мегаблока ЦАП с шельфом восточно-арктических морей. Однако последний не может служить внутренним эталоном: его нефтегеологическая изученность находится на рекогносцировочном уровне, а прогнозные ресурсы оценены способом отдаленных аналогий и принадлежат к самой «слабой» категории Д2.

«Отдаленным внешним эталоном» для нашего объекта служит нефтегазоносный бассейн Арктического склона Аляски, в строении которого обнаруживаются существенные черты сходства с Чукотско-Восточносибирским бассейном. По новейшим оценкам начальные суммарные ресурсы аляскинского бассейна составляют 8,42 млрд т н. э. при соотношении нефть:газ, равном 46:54, и средней плотности извлекаемых ресурсов около 18 тыс. т/км<sup>2</sup> [12]. Текущие показатели нефтегазоносности бассейна Арктического склона Аляски были приняты в наших расчетах с понижающими поправками в связи с разным уровнем геолого-геофизической изученности и особенностями геологического строения. В частности, соотношение нефть:газ скорректировано в пользу газа до 15:85 [8].

Основой для районирования площади по плотности ресурсов (рис. 5) служит такой монокритерий, как мощность осадочного чехла.

К перспективным землям 1-й категории (5—10 тыс. т/км<sup>2</sup>) отнесена вся площадь глубоководной части шельфово-склонового Чукотско-Восточносибирского осадочного бассейна, где мощность чехла превышает 4,5—5,0 км, всего 312,4 тыс. км<sup>2</sup>. При этом внутри данного подразделения выделены без отдельной количественной оценки максимально перспективные участки (красный цвет на рис. 5), отвечающие зонам сочленения (седловины, перегибы) крупных звеньев единого

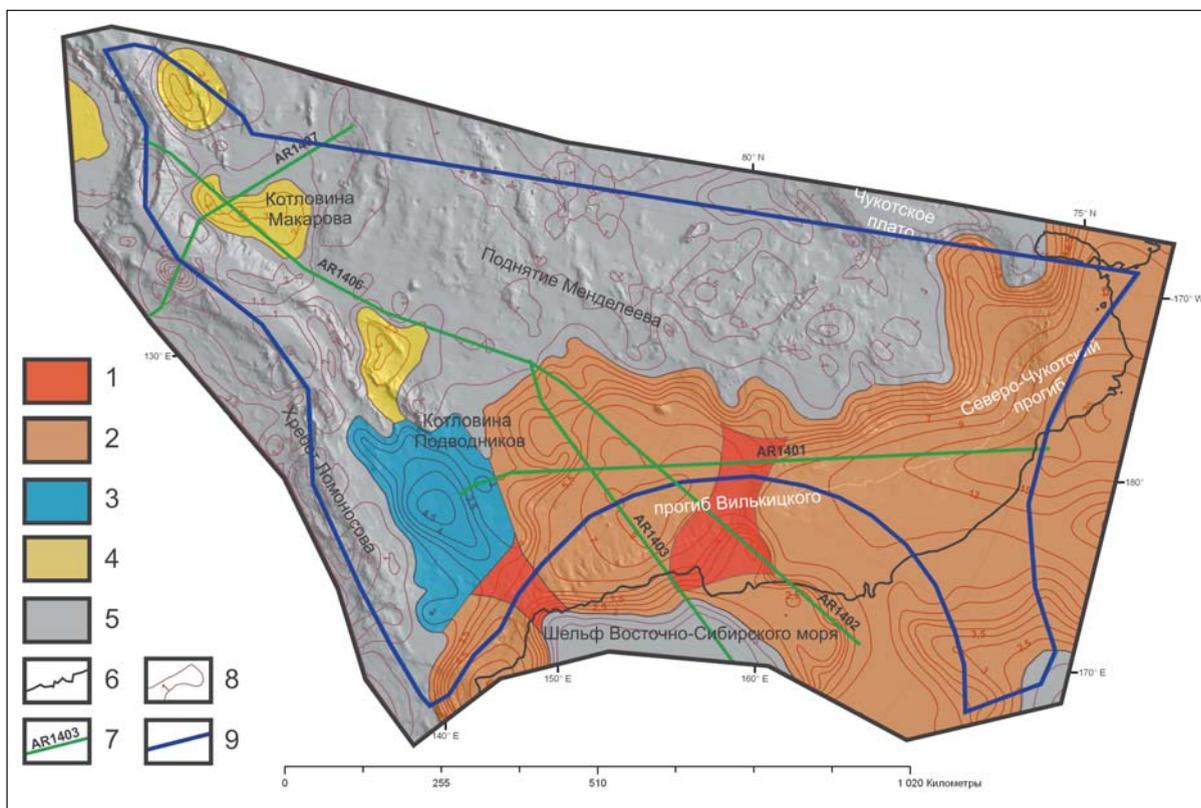


Рис. 5. Схема районирования площади по перспективам нефтегазоносности: 1 – наиболее перспективные участки 1-й категории, 2 – перспективные участки 1-й категории (5–10 тыс. т/км<sup>2</sup>), 3 – перспективные участки 2-й категории (3–5 тыс. т/км<sup>2</sup>), 4 – малоперспективные участки (менее 3 тыс. т/км<sup>2</sup>), 5 – бесперспективные участки, 6 – изобата 200 м, 7 – сейсмические профили МОВ-ОГТ 2014, 8 – изопакиты осадочного чехла, 9 – полигон оценки нефтегазоносности

мегабассейна. Также повышенными перспективами должны обладать прибортовые области депрессий, где по аналогии с Аляской можно ожидать широкого развития неструктурных (стратиграфических, тектонически экранированных и т. п.) ловушек, а доля нефти будет повышенной за счет вытеснения газом, формирующимся в глубоких депоцентрах. Заслуживают внимания устьевые части депрессий второго порядка, оперяющих Чукотско-Востоносибирский мегапрогиб с севера и с юга, где возможны погребенные ловушки-каньоны, дельтовые фэны и т. д.

Небольшие площади — 57,9 и 42,1 тыс. км<sup>2</sup> соответственно — принадлежат землям 2-й категории перспективности (мощность чехла до 4,5 км, плотность ресурсов 3–5 тыс. т/км<sup>2</sup>) и малоперспективным (до 3 км, 0–3 тыс. т/км<sup>2</sup>). Геологически эти участки отвечают субмеридиональной цепочке погребенных рифтогенных грабенов предокеанического (мел-палеоген) этапа, наследуемых морфологически депрессиями Подводников-Макарова. Их следует рассматривать как объект нефтегазопищевых работ второй очереди по отношению к прогибу Вилькицкого, требующий детальных и высокоточных исследований.

Площади с мощностью чехла менее 2 км отнесены к бесперспективным.

В итоге начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов составляют 2638 млн т н. э., в том числе 396 млн т нефти и 2242 млрд м<sup>3</sup> газа.

**Оценка на основе бассейнового моделирования.** К сожалению, в нашем случае возможности этого многообещающего современного метода пока ограничены вследствие недостаточной информационной обеспеченности. Реальные натурные наблюдения по объекту сводятся к нескольким сейсмическим разрезам высокого качества и немногочисленным измерениям теплового потока, что позволяет в опытном порядке осуществить только двухмерное моделирование по профилям AR 1401, 1402, 1403 и 1406 с использованием программного обеспечения PetroMod. Сведения о веществе осадочного чехла (возраст, литология, геохимия, механические свойства) полностью отсутствуют, поэтому для построения моделей использованы исходные данные по эталонным разрезам Северной Аляски и американского сектора Чукотского моря [13]. Хотя детальная поформационная корреляция разрезов (табл. 1) выполнена путем непосредственного трассирования сейсмических границ, она, естественно, содержит элементы неопределенности, однако другого способа решения задачи у нас нет. Некоторые показатели

Таблица 1. Схема корреляции разрезов при бассейновом моделировании

Сеймостратиграфические комплексы Чукотско-Восточносибирского бассейна	Формации бассейнов Северной Аляски и их номера *	
ССК-1	1—2. Сагаванирктон	Верхнебрукский комплекс
ССК-2		
ССК-3	3. Нанушук 4. Торок 5. Пebbл Шейл	Нижнебрукский комплекс
ССК-4		
ССК-5		
ССК-5	6. Купарук 7. Верхний Кингак	Бофортовский комплекс
ССК-6	8. Нижний Кингак 9. Саг Ривер 10. Шублик 11. Седлерочит 12. Лисберн	Элсмирский комплекс

\* Номера указаны на моделях разрезов (см. рис. 6).

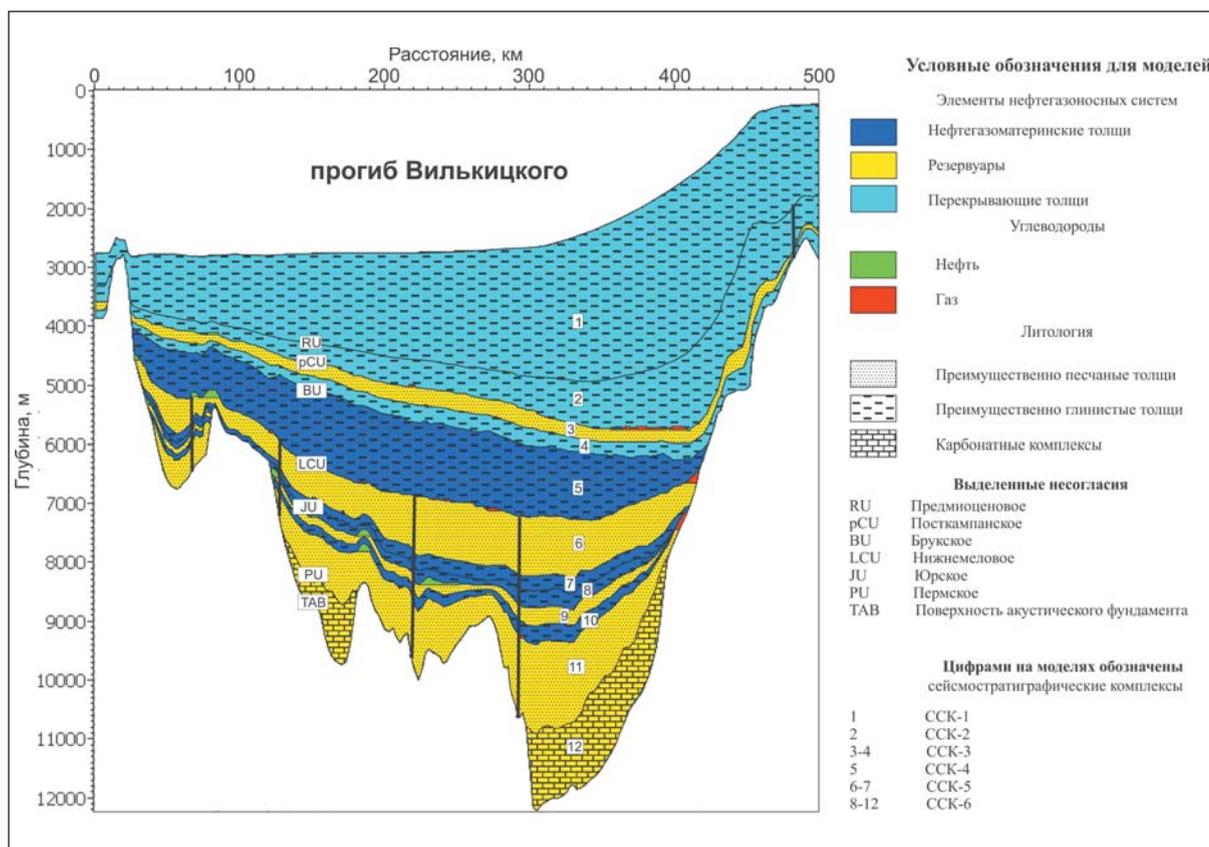


Рис. 6. Результаты бассейнового моделирования по профилю AR1402 через прогиб Вилькицкого

( $C_{орг}$ , водородный индекс) приняты условно и с минимальными значениями.

В результате были получены модельные разрезы (рис. 6), позволяющие наметить хронологию событий, контролирующую формирование углеводородных

систем. Залежи нефти и газа в осадочном бассейне Вилькицкого прогнозируются в ССК-4 (аналог нижнебрукского комплекса), ССК-5 (бофорт) и ССК-6 (элсмир). Преимущественное время генерации углеводородов — ранний мел. Скопления приурочены

к бортам бассейна (зоны выклинивания коллекторов, антиклинальные структуры) и к осевой части (структурные ловушки).

Количественная оценка ресурсов в соответствии с программным обеспечением осуществлена в пределах полосы шириной 1 км вдоль всех обработанных профилей и составила величину 2,2 млрд т н. э., в том числе 800 млн т нефти и 1400 млрд м<sup>3</sup> газа.

### Заключение

Приведенные оценочные показатели, полученные как первым, так и вторым способами, не следует абсолютизировать. Расчеты содержат ряд недостаточно обоснованных допущений, и в этих случаях принимались минимальные возможные параметры, т. е. итоговые объемы прогнозных ресурсов можно считать минимальными. Они представляют интерес прежде всего как указание на существование на площади заявочного участка России за пределами «географического» шельфа реального объекта для постановки прогнозно-поисковых работ на нефть и газ — осадочного бассейна Вилькицкого.

В статье не затронуты другие, менее очевидные потенциально перспективные объекты. В частности, в составе акустического фундамента («промежуточного этажа») согласно известным тектоническим реконструкциям должны содержаться платформенные толщи в чехольном залегании, которые могут быть носителями наследуемых нефтегазоносных комплексов. Явных сейсмических свидетельств этому пока нет, возможно, вследствие недостаточной глубинности сейсморазведки. Однако при геологических исследованиях на поднятии Менделеева (экспедиции «Арктика» 2005 и 2012 гг.) обнаружены признаки древних платформенных толщ в нескладчатом состоянии [7 и др.].

Самостоятельный объект будущих исследований представляет собой располагающаяся на океанических глубинах пассивная континентальная окраина Евразийского спредингового бассейна — котловина Амундсена / хребет Ломоносова. Попутно заметим, что и противоположная ей более доступная Баренцево-Карская окраина в своей глубоководной (зашельфовой) части почти не затронута отечественными нефтегеологическими исследованиями, тогда как в норвежском секторе с 2007 г. ведется промышленная разработка первых глубоководных объектов.

### Литература

1. Геологическая карта РФ. Масштаб 1:1 000 000. Серия Океанская. Лист U-53, 54, 55, 56 — хр. Ломоносова / П. В. Рекант, Е. А. Гусев и др. — СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 2011. — 66 с.
2. Геология и полезные ископаемые России. — Т. 5: Арктические и дальневосточные моря. — Кн. 1: Арктические моря / Ред. И. С. Грамберг, В. Л. Иванов, Ю. Е. Погребицкий. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. — 468 с.

3. Грамберг И. С., Супруненко О. И., Лазуркин Д. В. Нефтегазовый потенциал Северного Ледовитого океана // Геологическое строение и геоморфология Северного Ледовитого океана в связи с проблемой внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Арктическом бассейне. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 2000. — С. 31—38.
4. Иванов В. Л. Восточно-Арктический шельф России ждет своих исследователей // Гор. журн. — 2012. — № 3. — С. 71—76.
5. Казмин Ю. Б., Лобковский Л. И., Кононов М. В. Геодинамическая модель развития Американо-Арктического бассейна Арктики (к обоснованию принадлежности хребта Ломоносова, поднятия Менделеева и котловины Подводников к Российской материковой окраине) // Арктика: экология и экономика. — 2014. — № 4 (16). — С. 14—27.
6. Каминский В. Д., Супруненко О. И., Лазуркин Д. В., Поселов В. А. Проблемы изучения глубоководных нефтегазоносных осадочных бассейнов евразийской континентальной окраины и ложа Северного Ледовитого океана // Гор. журн. — 2012. — № 3. — С. 77—80.
7. Каминский В. Д., Поселов В. А., Жолондз А. С. Геолого-геофизическое обоснование внешней границы континентального шельфа России в Арктическом бассейне: история, состояние, перспективы // Гор. журн. — 2013. — № 11. — С. 15—22.
8. Каминский В. Д., Супруненко О. И., Смирнов А. Н. Минерально-сырьевые ресурсы арктической континентальной окраины России и перспективы ее освоения // Арктика: экология и экономика. — 2014. — № 3 (15). — С. 52—61.
9. Ким Б. И., Евдокимова Н. К., Супруненко О. И., Яшин Д. С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. — 2007. — № 2. — С. 49—60.
10. Лаверов Н. П., Лобковский Л. И., Кононов М. В. и др. Геодинамическая модель тектонического развития Арктики в мезозое и кайнозое и проблема внешней границы континентального шельфа России // Геотектоника. — 2013. — № 1. — С. 3—35.
11. Beckman J., Morgan K., McInroy D. B., Mayer L. A. Sites M0001-V0004. Expedition 302 Scientists // Proceeding of the Integrated Ocean Drilling Program. — 2006. — Vol. 302. — P. 1—115.
12. Bird K. J., Houseknecht D. W. Geology and petroleum potential of the Arctic Alaska petroleum province // Arctic Petroleum geology. — London, 2011. — P. 485—499. — (Geol. Society Memoir No. 35).
13. Sherwood K. W., Johnson P. P., Craig J. P. et al. Structure and Stratigraphy of the Hanna Trough, U.S. Chukchi shelf, Alaska // Tectonic Evolution of the Bering Shelf-Chukchi Sea-Arctic Margin and Adjacent Landmasses / E. L. Miller, A. Grantz & S. L. Klemperer (eds.); Geological Society of America. — Boulder, CO, 2002. — P. 39—66. — (Special Papers, 360).