

Нефть Мезенского бассейна: иллюзия или надежда?

С.В.Аплонов, Б.А.Лебедев, Н.В.Тимошенкова

Мезенский осадочный бассейн (его часто называют Мезенской синеклизой) расположен в северо-восточной части Русской платформы, между Балтийским щитом и Тиманским кряжем. Его площадь — около 300 тыс. км², а объем осадочного выполнения — более 1 млн км³.

Геологи, основываясь на этих формальных благоприятных признаках, за последние полвека трижды начинали искать здесь нефть. В 1950-е годы были выполнены первые региональные геофизические работы, результатом которых как раз и стало обнаружение крупной самостоятельной депрессии фундамента на севере европейской части России. В 1970-е годы, наряду с геофизическими исследованиями, были пробурены 32 поисковых скважины, из них 16 — с глубиной от 2 до 4 км. Благодаря данным бурения и сейсморазведки удалось установить, что из суммарного объема осадочного чехла на фанерозойские отложения (с возрастом моложе 540 млн лет) приходится меньше четверти, а основную часть разреза составляют мощные древние толщи рифея и венда, которые и стали считать перспективными для поисков нефти и газа. К сожалению,



Сергей Витальевич Аплонов, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник Санкт-Петербургского филиала Института океанологии им.П.П.Шириова РАН, заведующий кафедрой геофизики Санкт-Петербургского государственного университета, директор Центра геодинамических исследований «Тетис». Специалист в области региональной геофизики и геодинамики. Член редколлегии «Природы».



Борис Андреевич Лебедев, доктор геолого-минералогических наук, профессор Санкт-Петербургского государственного университета, ведущий геолог Центра геодинамических исследований «Тетис». Основные научные интересы связаны с геологией нефтегазоносных осадочных бассейнов.



Наталья Васильевна Тимошенкова, кандидат геолого-минералогических наук, геолог Центра геодинамических исследований «Тетис». Область научных интересов — нефтяная литология.

© Аплонов С.В., Лебедев Б.А., Тимошенкова Н.В., 2004

в те годы в Мезенском бассейне так и не было обнаружено не только промышленных залежей углеводородов, но даже ни единого достоверного нефтегазопроявления. К началу 1980-х годов работы были свернуты.

Современный этап поиска нефти и газа, начавшийся в 1998 г., имеет несколько отличительных особенностей. Прежде всего, работы велись не только и не столько на бюджетные деньги. К их финансированию удалось привлечь несколько крупных отечественных компаний-недропользователей (ОАО «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Татнефть», «Роснефть», «Сургутнефтегаз»), объединившихся в действующий до настоящего времени Альянс по региональному изучению Мезенской синеклизы. Координируют деятельность Альянса администрация Архангельской обл. и Главное управление Минприроды РФ по Архангельской обл. Кроме того, существенно выросший к концу 1990-х годов технический уровень геолого-геофизических исследований позволил получить уникальную информацию, не идущую ни в какое сравнение с имевшейся на ранних этапах изучения. Наконец, с самого начала обеспечивалось полноценное научное сопровождение — к оперативному анализу уникальных материалов привлекались компактные независимые группы тектонистов, стратиграфов, палеонтологов, геофизиков и геохимиков. С 1998 г. по заказу Альянса здесь работает и Центр геодинамических исследований «Тетис», в задачу которого входит углубленный комплексный анализ всех имеющихся материалов и их сравнение с данными по другим аналогичным бассейнам, а также выбор перспективных объектов, где впоследствии будут производиться нефтегазопроисковые работы.

Сегодня, когда региональные исследования близки к завершению, мы впервые имеем возможность рассказать о наиболее существенных результатах, с од-

ной стороны, в корне меняющих представления о геологическом строении Мезенского бассейна, а с другой, как нам представляется, резко повышающих перспективы его нефтегазоносности. Ответственность велика — как мы помним, поиски нефти здесь неоднократно сворачивались на полпути, а будущие работы, которые нефтяные компании планируют начать с 2004 г., должны решить: имеет ли смысл и дальше тратить средства на попытки обнаружения промышленных залежей в этом регионе? Кроме того, полезно учитывать, что Мезенская синеклизы — пожалуй, последняя из крупных территорий в пределах российской суши, которая может стать новой нефтегазоносной провинцией.

Возможно нефтегазоносные бассейны мира

Справедливости ради надо сказать, что Мезенский бассейн — не единственный, где проведенные в разные годы нефтегазопроисковые работы не увенчались успехом. На разных континентах мира существует более 20 осадочных бассейнов примерно таких же размеров, относимых к категории возможно нефтегазоносных. Больше всего их в Африке и Северной Америке. Все они изучались примерно по одному сценарию: по нескольким профилям проводилась сейсморазведка (ведущий геофизический метод для изучения структуры осадочного чехла), затем бурились единичные поисковые скважины на выявленных антиклиналях (крупных куполообразных складках чехла), которые, согласно канонам классической нефтяной геологии, наиболее перспективны на скопления углеводородов, всплывающих в проницаемой среде и заполняющих сводовые части складок. Если скважины оказывались сухими, или в них получали непромышленные

нефтегазопроявления, бассейн переводился в категорию возможно нефтегазоносных, а его изучение откладывалось до лучших времен.

Анализ материалов по всем возможно нефтегазоносным бассейнам мира привел нас к неожиданному выводу: применявшиеся до сих пор подходы не могли привести к открытию в них месторождений даже случайно. Причину можно сформулировать в виде общей закономерности: чем беднее осадочный бассейн, тем меньше в нем выражена связь залежей с антиклиналями.

Как известно любому нефтянику, для формирования месторождений нефти и газа необходимы три условия: во-первых, нужны материнские породы, обогащенные органикой, которые продуцируют углеводороды; во-вторых, нужны проницаемые (пористые или трещиноватые) породы-коллекторы, где нефть и газ аккумулируются, и, наконец, в-третьих, нужны флюидоупоры (покрышки) — относительно непроницаемые породы, обеспечивающие длительную изоляцию углеводородных систем.

Специфика возможно нефтегазоносных бассейнов состоит в том, что им свойственно длительное прерывистое развитие. Стадии погружения и накопления осадков сменяются воздыманиями и размытиями, когда образовавшиеся ранее скопления углеводородов рассеиваются. Как итог, именно на антиклинальных структурах возможно нефтегазоносных бассейнов в наибольшей степени нарушается главное условие нефтегазоносности — изоляция разреза флюидоупорами. Таким образом, вероятность встретить промышленную залежь, «подтягивая» поисковые скважины к антиклиналям, оказывается даже более низкой, чем если бы скважины размещались случайно.

На что же остается рассчитывать? На так называемые нетрадиционные (или запечатан-

ные) залежи, которые экранированы слабо проницаемыми породами не только сверху, но и по площади, и перемещены с антиклиналей в смежные впадины, где условия для сохранения флюидоупоров от размыва лучше. Кстати, с подобными месторождениями мы постоянно сталкиваемся в глубоких частях даже таких богатых бассейнов, как Западно-Сибирский или Тимано-Печорский [1]. Освоение их всегда начиналось с простых антиклинальных объектов, а уже позднее, когда накапливались фактические данные о строении и составе глубокозалегающих толщ, перешли к поискам сложных нетрадиционных залежей. В возможно нефтегазоносных бассейнах мы по существу сразу сталкиваемся с нетрадиционными объектами, минуя простой антиклинальный этап освоения. Из-за этого трудности многократно возрастают, поскольку подобные бассейны плохо изучены и фактических данных, обязательных для оконтуривания неантиклинальных залежей, оказывается недостаточно. Остается уповать на теорию, поиск дальних аналогий и количественные расчеты (чем как раз и занимается геодинамический анализ).

Внутри рассматриваемой проблемы у Мезенского возможно нефтегазоносного бассейна есть дополнительная особенность — его древний возраст. Мы уже отмечали, что перспективными в нем считаются рифейские толщи с возрастом около 1 млрд лет (и даже более). Хотя в нефтяной геологии действует общее правило — чем моложе бассейн, тем он богаче, нельзя сказать, что рифейские нефть и газ представляются уж вовсе необычными. Напротив, рифейские отложения продуктивны во многих бассейнах мира. В нашей стране удачными оказались поиски в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, где открыты уникальные месторождения Юрубчено-Тохомской зоны. Промышленные залежи нефти

и газа в рифейских отложениях (пусть и с гораздо меньшими запасами) установлены также в Китае, Австралии и Северной Африке. Но дело в том, что все пока выявленные залежи экранируются не столько собственно рифейскими покровками, сколько, главным образом, более молодыми верхневендско-кембрийскими региональными флюидоупорами, которые вдобавок обычно насыщены эвапоритами (солями), еще более улучшающими их изолирующие свойства. Например, особое богатство Лено-Тунгусского бассейна объясняется громадной площадью распространения нижнекембрийских солей — почти 1.5 млн км².

Есть еще одно важное обстоятельство. Большой эмпирический материал показывает, что в рифейских отложениях промышленные залежи углеводородов приурочены только к карбонатным породам. Среди более молодых толщ терригенные и карбонатные породы характеризуются сопоставимой продуктивностью.

Как сказано выше, для Мезенского бассейна мощные рифейские пласты в основании осадочного чехла считаются сегодня главными, а весьма возможно, и единственными потенциально нефтегазоносными. Однако в противовес бассейнам с уже доказанной рифейской нефтегазоносностью, в Мезенском вендско-нижнепалеозойские региональные флюидоупоры отсутствуют. Следовательно, нефтегазоносность Мезенской синеклизы, если она существует, должна определяться лишь свойствами самих рифейских отложений.

Что нужно для продуктивности Мезенского бассейна?

Проведенное нами ранее обобщение фактических данных по всем фанерозойским бассейнам мира [2] продемонстрировало функциональную связь наличия в разрезах оса-

дочного чехла региональных флюидоупоров (как следствие, и богатой нефтегазоносности) с гармоничным развитием бассейнов. Гармоничным называется развитие осадочного бассейна в соответствии с глобальной цикличностью седиментации. Оно приводит к последовательному накоплению следующих формационных рядов: терригенного грубообломочного в нижних частях и угленосного — в верхних, отвечающих стадии суши; песчано-глинистого или карбонатно-глинистого, отвечающего стадии трансгрессии; преимущественно песчаного или карбонатного, отвечающего стадии эпиконтинентальных морей, и глинистого, иногда с эвапоритами, отвечающего стадии регрессии. Суммарная продолжительность полного цикла гармоничного развития — чуть более 200 млн лет.

Если же развитие осадочного бассейна не подчиняется глобальной цикличности седиментации, а обуславливается региональными факторами, то такое развитие называется дисгармоничным.

Нефтегеологическое значение гармоничного развития состоит в том, что на первой из четырех перечисленных стадий трансгрессивно-регрессивных циклов накапливаются нефтематеринские породы, на второй и третьей — породы-коллекторы (терригенные или карбонатные), а на четвертой (и это — главное) — региональные флюидоупоры, обеспечивающие длительную изоляцию углеводородных систем. Именно поэтому около 95% мировых запасов нефти и газа сосредоточено в гармоничных бассейнах среднего-позднего палеозоя (15%) и мезозоя-кайнозоя (80%).

Условием же гармоничного развития осадочного бассейна является его заложение над областью мощного рифтинга (раскола континентальной литосферы), на окраине сформировавшегося незадолго перед этим суперконтинента. С позиций со-

временной геодинамики, образованию суперконтинентов в истории Земли соответствуют фазы *диастрофизма*, главные и второстепенные: причем чем больше суперконтинент (точнее, чем большее число континентов столкнулось при его формировании), тем мощнее фаза диастрофизма.

Проще говоря, для возникновения богатого нефтегазонасного бассейна необходимо следующее стечение обстоятельств. Нужно, чтобы образовался суперконтинент и по его окраинам начался рифтинг. В этом случае над областью рифтинга (или вблизи от нее) имеет место гармоничное развитие осадочного бассейна, следствием которого как раз и будет накопление нефтематеринских пород, пород-коллекторов, а главное — региональных флюидоупоров, обеспечивающих длительную изоляцию углеводородных систем. Например, Западно-Сибирская провинция так богата нефтью и газом именно потому, что для нее перечисленные выше условия выполнялись в чистом виде. Бассейн заложился сразу после глобальной герцинской фазы диастрофизма (проходившего в конце палеозоя, около 260 млн лет назад) на краю образовавшегося гигантского суперконтинента Пангеи, над областью интенсивного триасового рифтинга, дошедшего даже до стадии краткого (в интервале 235—215 млн лет) спрединга [3]. В упомянутой выше Лено-Тунгусской провинции уникальный нижнекембрийский соленосный флюидоупор, без которого не было бы промышленной нефтегазонасности рифея, также накопился в условиях гармоничного развития.

На Русской платформе венд и ранний палеозой, напротив, повсюду дисгармоничны. Это значит, что в Мезенском бассейне залежи нефти и газа могут быть обнаружены только в том случае, если гармоничное развитие (и, как следствие, наличие



Схематическая реконструкция гренвильского суперконтинента Родиния [4, с добавлениями].

региональных флюидоупоров) удастся доказать для самих рифейских отложений.

Рифей имеет продолжительность около 1 млрд лет (почти четверть всей геологической истории Земли и почти вдвое больше, чем продолжительность всего фанерозоя, включающего палеозойскую, мезозойскую и кайнозойскую эры!) и разделяется на ранний (1650—1350), средний (1350—1050) и поздний (1050—670 млн лет). В этом огромном временном интервале проявилась лишь одна глобальная фаза диастрофизма — гренвильская, по современным данным, — 1100±50 млн лет назад, когда на Земле сформировался суперконтинент Родиния [4]. Ранее в качестве уверенно документирован-

ной области гренвильских столкновений континентов приводился лишь Гренвильский складчатый фронт на юго-востоке Канады (от которого, кстати, данная фаза диастрофизма и получила свое название). Лишь в последние 10—15 лет гренвилиты стали систематически определять в Арктике: на Шпицбергене, Аляске, Таймыре, Новой Земле и Полярном Урале. Отсюда возникло предположение, что их так мало на Земле потому, что они составляют фундамент почти неизученной северной полярной области. Гипотетический континент, сформировавшийся в процессе гренвильских столкновений, а впоследствии расколотый на части, Л.П.Зоненшайн назвал Арктидой, еще раньше Н.С.Шат-

ский — Гиперборейской платформой.

Сейчас гренвиллиды беспорядочно разбросаны по разным материкам. Но если сложить континенты в гренвилльскую Родинию, то можно увидеть единый пояс гренвилльских столкновений с максимумом в районе гипотетической Арктиды, а вокруг — области позднерифейского гармоничного развития, в некоторых из них уже доказана промышленная нефтегазонасность, — Восточную Сибирь, Северную Австралию и северо-запад Африки. Если эта реконструкция верна, то вполне можно ожидать, что и на севере Восточной Европы (континента Балтики) в позднем рифее также происходило гармоничное развитие. Это предположение (в случае подтверждения) резко повышает перспективы расположенного здесь Мезенского бассейна.

Какие следы оставила позднерифейская гармония на севере Восточной Европы? О рифее самого Мезенского бассейна до последнего времени почти ничего не было известно. Однако нам удалось установить, что на смежных территориях (на побережье Кольского п-ова, в некоторых районах Тиманского кряжа, в пределах складчатых областей Пай-Хоя и Урала, а также в нижней части чехла севера Волго-Уральской области) есть достаточно полные разрезы верхнего рифея, которые бесспорно относятся к гармоничным.

В 2001 г. в северной части Мезенского бассейна ОАО «Архангельскгеолдобыча» закончило бурение Средне-Няфтинской поисково-параметрической скважины глубиной более 4200 м. Скважина прошла весь верхний рифей и была остановлена в отложениях среднего рифея. В ней впервые на высоком уровне были проведены каротажные, петрофизические и петрографические исследования. Детальный анализ этих материалов позволил нам сделать однозначный

вывод: в составе мезенского рифея есть мощные толщи гармоничных сероцветных отложений. Принципиально важно, что внутри них были обнаружены маломощные карбонатные пачки. Мы уже говорили, что во всех бассейнах мира промышленные рифейские залежи нефти размещаются в карбонатных коллекторах. Конечно, карбонатные породы, которые вскрыла Средне-Няфтинская скважина, еще не коллекторы, но их прообразы. Мы предположили, что в восточной и юго-восточной частях Мезенского бассейна доля карбонатных пород в разрезе верхнего рифея должна увеличиваться. И это предположение подтвердилось. В 2002 г. в Вычегодской впадине (на юго-востоке Мезенской синеклизы) была пробурена еще одна глубокая скважина — Кельтменская. Она вскрыла более 2 км (!) верхнерифейских карбонатных пород с обильными органогенными постройками.

Но ни Средне-Няфтинская, ни Кельтменская скважины не решили поисковых задач. Обе по инерции были вновь поставлены на антиклиналях, где верхняя часть рифея оказалась размытой. В итоге в них не было получено не только промышленных притоков углеводородов, но и достоверных нефтепроявлений. Однако обе скважины дали неоценимый параметрический материал. Они позволили доказать гармоничность развития (и, следовательно, потенциальную продуктивность) Мезенского бассейна, а также получить первые представления об особенностях будущих поисковых объектов.

От резкого скептицизма к умеренному оптимизму

Таким образом, всего за четыре года изучения Мезенского бассейна мы получили целую серию доводов в пользу его по-

тенциальной перспективности на обнаружение промышленных залежей нефти и газа.

Прежде всего мы узнали, что в составе мезенского рифея есть гармоничные отложения, включающие мощные карбонатные толщи. Ранее считалось, что глубокие прогибы в основании Мезенского бассейна есть не что иное, как апофизы рифейских авлакогенов (древних рифтов) Русской платформы, нижняя часть чехла которых обычно представлена грубообломочными терригенными осадками, иногда довольно мощными, но совершенно неинтересными в плане нефтегазонасности. Но возраст авлакогенов Русской платформы раннерифейский, и теперь мы понимаем, что их образование, скорее всего, не имеет никакого отношения к предполагаемой нефтегазонасности Мезенского бассейна. Гармоничное развитие происходило в нем гораздо позже, в среднем-позднем рифее, и распространялось оно со стороны гренвилльской Арктиды. Так что Мезенский авлакоген, действительно расположенный в основании одноименного осадочного бассейна, в лучшем случае был проводником, но никак не источником позднерифейской гармонии.

Кроме того, в составе рифейских сероцветных толщ, вскрытых Средне-Няфтинской скважиной, группой исследователей под руководством В.И.Горбачева (НПЦ «Недра», г.Ярославль) установлены породы, обогащенные органикой. Так что вполне реально говорить о наличии в составе мезенского рифея нефтематеринских формаций.

Итак, из знаменитой нефтяной триады — материнские породы, коллекторы, флюидоупоры — наличие двух первых членов можно считать доказанным. Однако самым уязвимым местом по-прежнему остаются флюидоупоры. Они пока не обнаружены, а если их нет, то все остальные положительные критерии окажутся, увы, ненужными.

Прогибание и накопление гармоничных отложений в Мезенском бассейне сопровождалось (как и по всему северу Русской платформы) региональными поднятиями и размывами, особенно интенсивными в раннем венде (около 600 млн лет назад). Интенсивные размывы губительны для богатой нефтегазоносности, они приводят к нарушению сплошности флюидоупоров, рассеянию углеводородов и переотложению осадков.

Несомненное достижение нынешнего этапа изучения Мезенского бассейна — отчетливое понимание, почему поисковые работы прошлых лет в принципе не имели шансов на успех. Как уже упоминалось, поисковые работы во всех будущих нефтегазоносных провинциях начинались с разбуривания антиклиналей, и Мезенский бассейн не исключение. Ни одной из скважин, пробуренных в нем, не вскрыты породы рифея, изолированные надежным верхнерифейским флюидоупором.

Ключевой ошибкой, видимо, было неправильное понимание стратиграфической приуроченности залежей. Дело в том, что в самой верхней части рифея повсеместно распространены кварцевые песчаники, превосходно окатанные и обладающие очень неплохими коллекторскими свойствами (ранее они относились к уфтыюгской свите, а теперь выделены М.Б.Бурзиным в отдельную тамецкую свиту). Сверху на них налегают преимущественно глинистые толщи венда (как казалось, потенциальные флюидоупоры), что и послужило в свое время основой для поискового бурения на антиклиналях.

Однако сейчас доказано, что песчаники уфтыюгской свиты формировались, в результате интенсивных поднятий и размывов, сопровождавшихся многократным переотложением обломочного материала (потому, собственно, эти породы и обла-

дают высокой пористостью). Песчаные пачки уфтыюгской свиты мощностью 100—400 м — свидетельства размыва нижележащих верхнерифейских флюидоупоров и, значит, рассеяния углеводородов, а отнюдь не их аккумуляции. Естественно, что в свое время отсутствие даже следов нефти и газа в уфтыюгских песчаниках породило скептицизм большинства геологов по отношению к Мезенскому бассейну в целом.

Сейчас же, с учетом новых данных, а также накопленного отрицательного опыта, главная нефтепоисковая задача формулируется предельно четко: нужно искать такие области, где наиболее вероятна сохранность от размыва верхнерифейских продуктивных разрезов, обязательно с верхнерифейскими же флюидоупорами.

Направления нефтепоисковых работ

Ранее считалось, что суммарная мощность осадочного чехла Мезенского бассейна не превышает 4,5—5 км, из которых на интересующие нефтяников рифейские толщи приходилась примерно половина, около 2,5—3 км. Такой вывод делался на основе сейсморазведочных работ, выполненных еще в 1970-е годы.

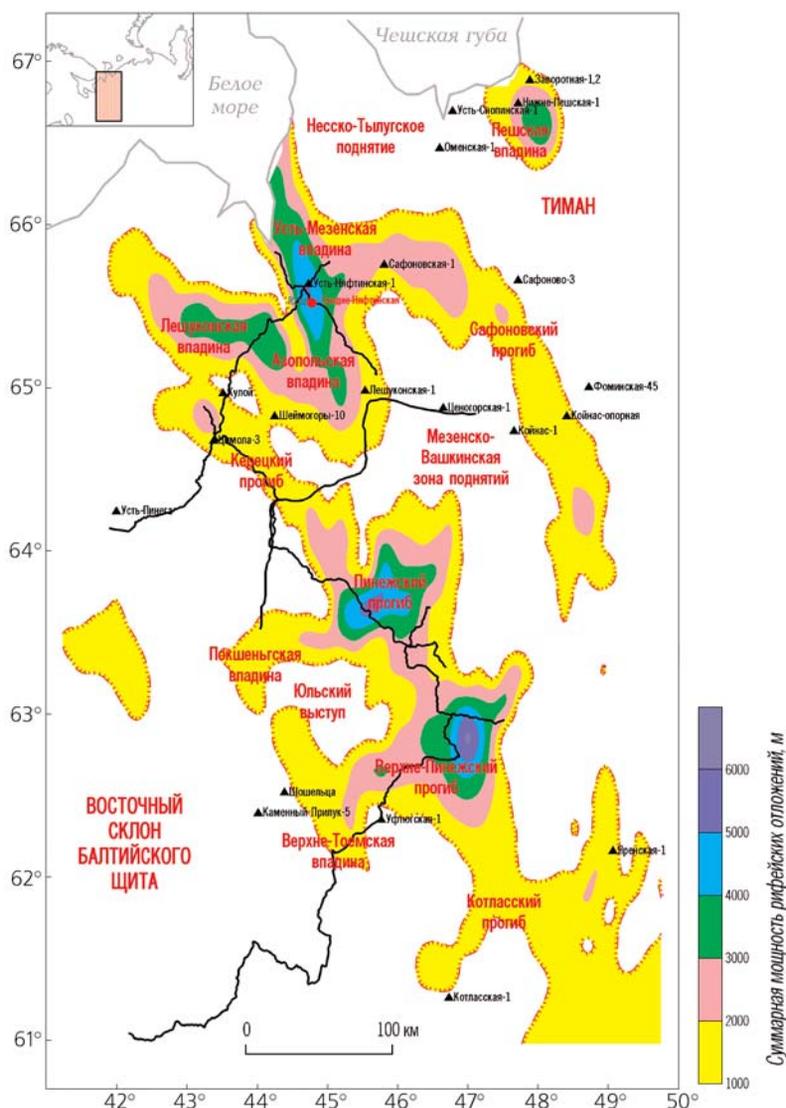
Современная высокотехнологичная сейсморазведка, начатая в 1999 г. предприятием «Спецгеофизика» и пока пройденная лишь по нескольким региональным профилям в западной части бассейна, дала неожиданные и весьма обнадеживающие результаты. Оказалось, что в глубоких прогибах фундамент погружен до 8—9 км. При этом суммарная мощность осадочного чехла наращивается именно за счет нижнего, рифейского комплекса.

Поскольку имеющихся пока сейсморазведочных данных не хватает для уверенных площадных построений, мы выполнили

компьютерный прогноз оценки мощности рифейских отложений для всего Мезенского бассейна, используя также данные гравиразведки и магниторазведки. Как видно на схеме, в основании бассейна выделяются два главных прогиба северо-западного простирания — Пинежско-Лешуконский на западе и Сафоновский на востоке, которые разделены Мезенско-Вашкинской зоной поднятий. На севере оба прогиба сливаются в районе Усть-Мезенской впадины. Пинежско-Лешуконский прогиб глубже — в отдельных его частях мощность рифейских отложений достигает 5—6 км, в то время как в Сафоновском прогибе она не превышает 2—3 км (правда, к последним цифрам нужно относиться с осторожностью; возможно, после проведения здесь сейсморазведки мощность рифея окажется больше, хотя в целом выявленная тенденция, скорее всего, сохранится).

Несомненно, увеличение суммарной мощности осадочного чехла и особенно его нижней, рифейской части — важный аргумент в пользу перспектив нефтегазоносности этого региона. Но и тут обольщаться не следует, поскольку в таком сложном бассейне примитивный постулат «много осадков — много нефти» не работает. Как уже отмечалось выше, нас интересует не весь рифей, а только его гармоничная верхняя часть, наведенная на Мезенский бассейн после гринвильской фазы диастрофизма.

Применяя геодинамический анализ, мы попытались охарактеризовать разрезы западных и восточных прогибов Мезенского бассейна, опираясь при этом на данные по Средне-Няфтинской (Азопольский р-н) и Кельтменской (Сереговский р-н) скважинам. Вертикальный масштаб колонок, приведенных на рисунке, соответствует времени литологических событий. Серым цветом показаны гармоничные (потенциально продук-



Схематическая карта мощности рифейских отложений Мезенского осадочного бассейна.

Черные треугольники — буровые скважины; красный кружок — Средне-Няфтинская скважина; черные линии — профили региональной сейсморазведки, выполненной в 1999—2003 гг. предприятием «Спецгеофизика».

тивные) отложения, розовым — дисгармоничные, накопившиеся в процессе размыва и переотложения осадков, пустые места на колонках соответствуют времени перерывов осадконакопления. Пунктиром показаны части гармоничных разрезов, впоследствии размываемые.

В правой части рисунка приведена колонка, изображающая

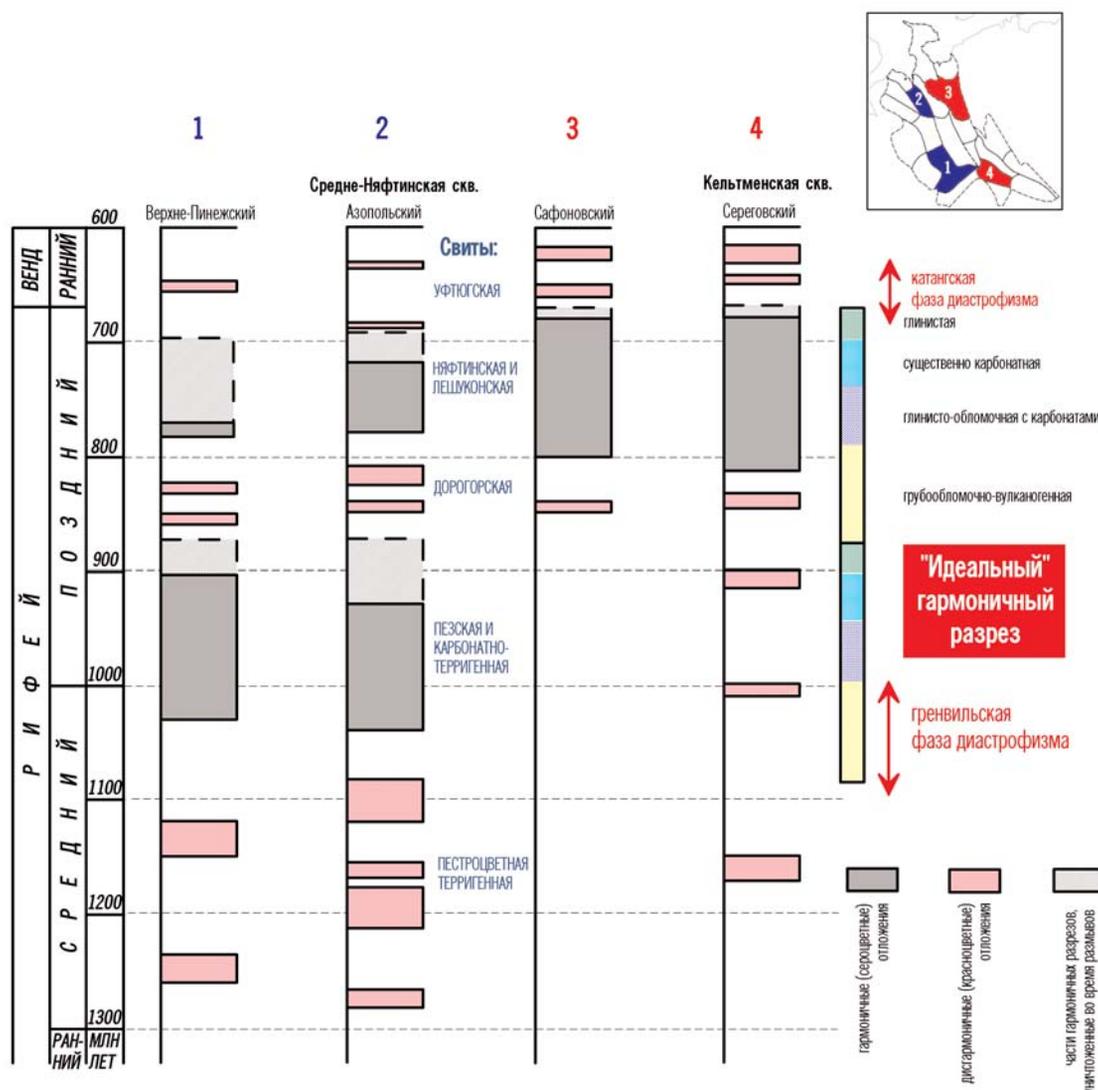
идеальное гармоничное развитие в течение двух постгренвильских циклов: средне-позднерифейского (нижнего) и поздне-нижерифейского (верхнего). Разумеется, такого идеального разреза рифея нигде в Мезенском бассейне нет. Он мог бы появиться при непрерывном прогибании и гармоничном развитии бассейна в течение

400 млн лет, что невероятно. Идеальная колонка приведена, чтобы показать смену состава осадочных пород по разрезу при гармоничном развитии. В каждом из двух циклов снизу вверх сначала идет грубообломочно-вулканогенная толща, далее — глинисто-обломочная с карбонатами, затем — существенно карбонатная (она, по нашим представлениям, должна вмещать основные коллекторы нефти и газа) и, наконец, глинистая, служащая региональным флюидоупором.

Мы видим, что в Азопольском р-не (колонка 2) отложения верхнего и нижнего циклов существенно размывы. Пробуренная здесь Средне-Няфтинская скважина, как отмечалось, не обнаружила ни коллекторов, ни покрышек, но зато вскрыла прослой карбонатов в верхней и нижней рифейских сероцветных толщах, а в самой нижней части вошла в пестроцветную терригенную толщу, по-видимому, представляющую собой комплекс заполнения древних рифтов, типичный для всех авлакогенов Русской платформы.

В Верхне-Пинежском р-не (колонка 1) сохранность отложений верхнего цикла еще хуже. Здесь они почти полностью размывы. Несколько лучше условия для сохранности отложений в нижнем цикле, но и в нем верхняя глинистая толща, отвечающая флюидоупору, скорее всего, также размыва.

Совсем иная ситуация в восточных районах (колонки 3 и 4). Здесь суммарная мощность рифея меньше, но зато он представлен только верхним отделом. Поэтому в притиманских прогибах можно ожидать не только сохранившуюся от размыва карбонатную толщу (это можно считать доказанным, поскольку именно по ней более 2000 м прошла Кельтменская скважина), но и, весьма вероятно, часть верхней глинистой толщи, представляющей реликты верхнерифейского флюидоупора.

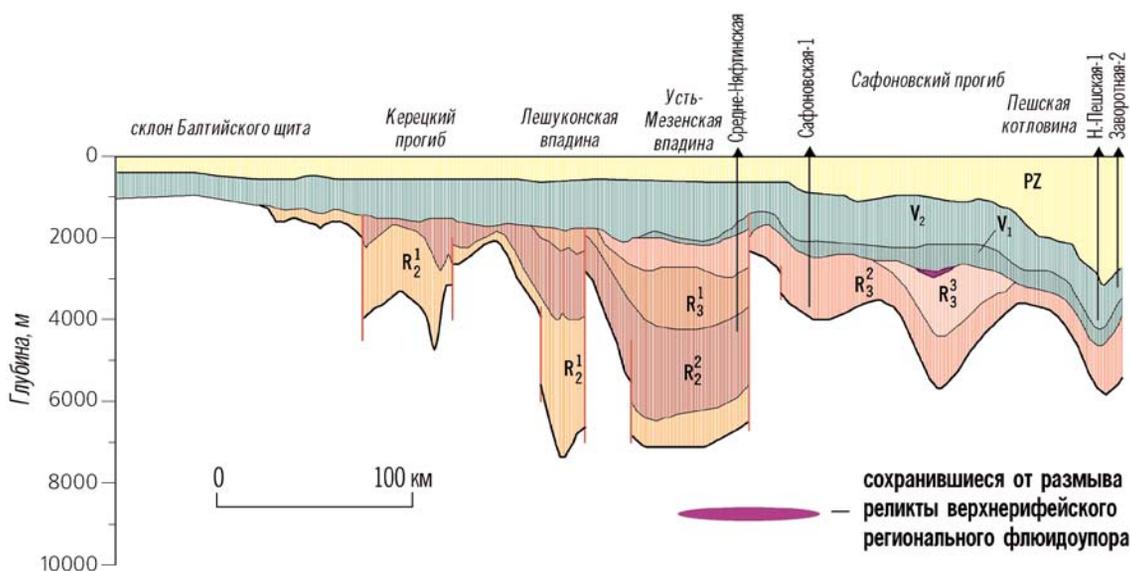


Колонки, показывающие различную сохранность докембрийских продуктивных разрезов в западных (1 и 2) и восточных (3 и 4) прогибах Мезенского бассейна. Пояснения в тексте.

Таким образом, западные и восточные прогибы Мезенского бассейна с нефтегеологической точки зрения различаются принципиально. Это хорошо видно на составленном разрезе северных районов бассейна. В западной части разрез опирается на уже имеющиеся данные сейсморазведки и бурения Средне-Няфтинской скважины, в восточной — он целиком проектный. В Лешуконской и Усть-Мезенской впадинах огромная мощность рифея, скорее всего,

объясняется наращиванием грубообломочного терригенного материала, известного во всех авлакогенах Русской платформы, но малоперспективного с точки зрения нефтегазоносности. Гораздо более перспективные гармоничные отложения верхнего рифея здесь существенно размыты. В Сафоновском прогибе, напротив, предполагается более высокая сохранность именно верхнерифейского продуктивного разреза, с реликтами верхнерифейского флюидоупора.

Из приведенных построений очевидно, что направления будущих нефтепоисковых работ нужно смещать в восточную (притиманскую) часть бассейна. Здесь нефтяным компаниям предстоит проводить детальную сейсморазведку, искать в разрезе верхнерифейских отложений сейсмические реперы, отвечающие реликтам флюидоупора, а под ним — органогенные постройки, в пределах которых и должны выделяться объекты для нефтепоискового бурения.



Разрез северной части Мезенского бассейна, показывающий возможность сохранения реликтов верхнерифейского регионального флюидоупора в Сафоновском прогибе (восточная часть бассейна). Стрелками показаны буровые скважины.

Прогнозные ресурсы и поисковые объекты

Как мы видим, объектов, на которых сегодня можно ставить нефтепоисковые скважины, в Мезенском бассейне пока нет, и вряд ли они появятся раньше, чем нефтяные компании выполнят дорогостоящие детальные сейсморазведочные работы. Хотя уже сейчас антиклинальных областей можно выделить достаточно много. Но по логике приведенных нами доводов и построений, составленные там скважины покажут отрицательные (чтобы не сказать катастрофические) результаты. До сих пор отсутствие даже скромных нефтегазопроявлений приводило лишь к временной приостановке поисковых работ, новые же пустые скважины заставят прекратить здесь поиск нефти и газа навсегда.

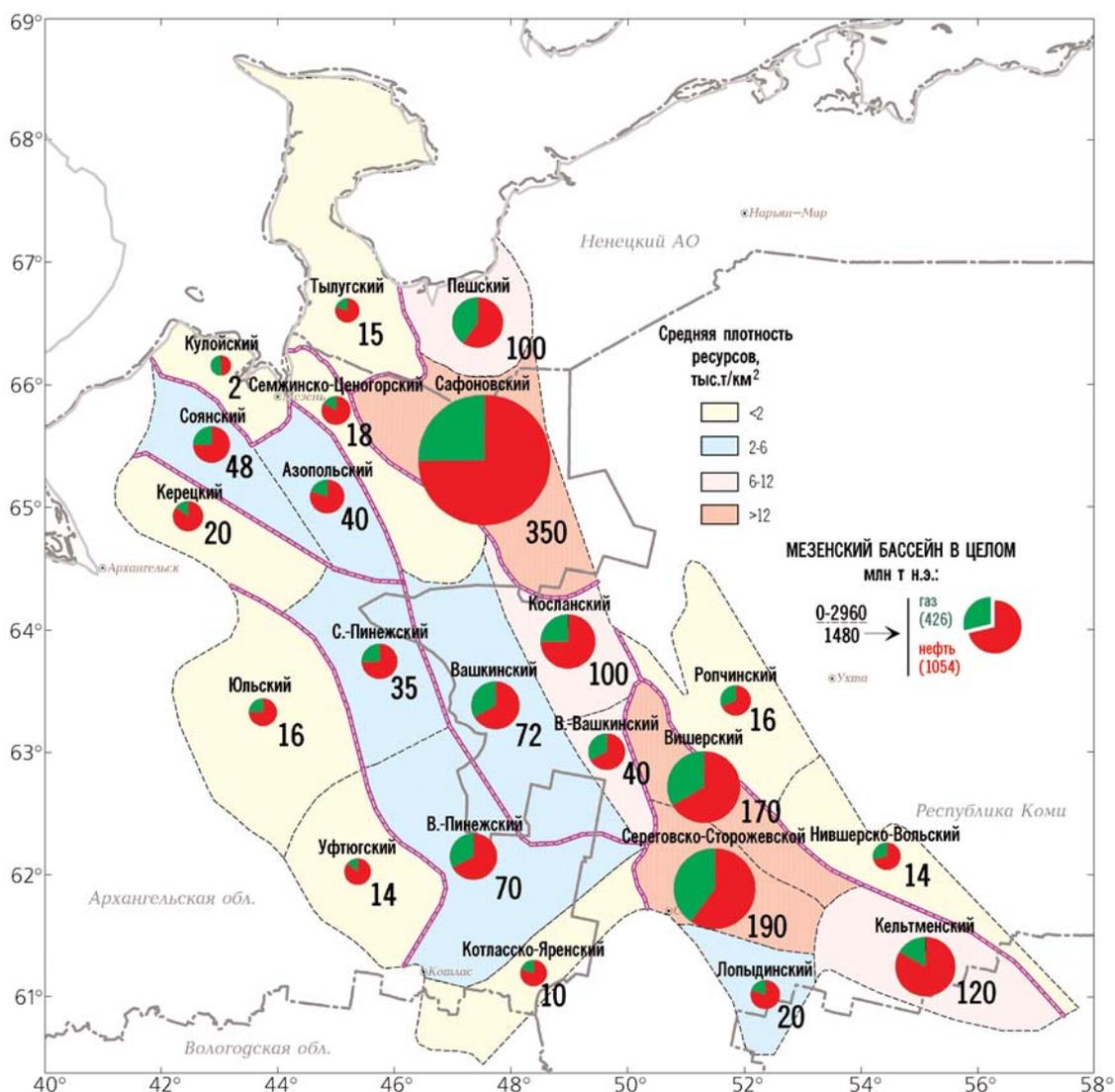
Поэтому не следует спешить, а, используя многочисленные новые данные, нужно попытаться понять, чего ждать от Мезенского бассейна в будущем. Современная теория позволяет это

сделать даже при недостатке фактического материала. Для прогнозной оценки в таких случаях используются внешние аналогии — другие осадочные бассейны с реально нефтегазонасыщенными верхнерифейскими отложениями, по развитию похожие на Мезенский бассейн, а также специальные методики расчетов, учитывающие объемы эффективного пустотного пространства в породах-коллекторах различных типов, коэффициенты нефтегазонасыщенности, качество флюидопоров и многие другие параметры [5].

Прогнозные ресурсы всей Мезенской синеклизы, вместе с примыкающей к ней с юго-востока Вычегодской впадиной, оцениваются примерно в 1.5 млрд т нефтяного эквивалента (1000 м³ газа = 1 т нефти), при соотношении нефти и газа около 2.5. Мы сознательно оцениваем ресурсы Мезенского бассейна в виде большой «вилки», в которой равновероятны как минимальная (нулевая) величина, так и максимальная (около 3 млрд т), поскольку главное условие нефтегазонасы-

ности — частичное сохранение верхнерифейского регионального флюидоупора — прогнозируется с большой вероятностью, но не доказано.

Может показаться, что оптимистическая оценка прогнозных ресурсов в 3 млрд т выглядит завышенной. На самом деле это немногим больше, чем разведанные запасы нефти одного лишь (правда гигантского) Самотлорского месторождения в Западной Сибири. При площади Мезенского бассейна около 300 тыс. км² прогнозная плотность ресурсов оказывается не более 10 тыс. т/км² — меньше, чем в самых бедных районах, например, Тимано-Печорской провинции. Если же брать среднюю плотность ресурсов центральных и западных районов Мезенского бассейна (менее 5 тыс. т/км²), то такие величины встречаются лишь в некоторых регионах Западной Европы, где большой удачей считается открытие нефтяных залежей с запасами в несколько сотен тысяч тонн. Более того, если бы мы не предполагали, что в отдельных районах Мезенской синеклизы



Предварительная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа Мезенского бассейна. Размеры круговых диаграмм (красный сектор — нефть, зеленый — газ) для каждого района пропорциональны средним величинам прогнозных ресурсов, цифры рядом — млн т н.э. (нефтяного эквивалента).

плотность ресурсов существенно выше средней (25–30 тыс. т/км² и даже — 40 тыс. т/км²), то, вероятно, надо было вовсе отказаться от продолжения поисковых работ.

Поэтому главный вывод, ради которого, собственно, и выполняется предварительное нефтегеологическое районирование, в том, что и сами ресурсы, и их плотность распределены в Мезенском бассейне крайне неравномерно. Если из 22 выделенных районов выбрать 4

самых богатых — Сафоновский, Сереговско-Сторожевской, Вишерский и Кельтменский, то их суммарные прогнозные ресурсы в 1.3 раза превосходят ресурсы остальных 18 районов! Это лишний раз подтверждает, что нефтепоисковые работы следует начинать с притиманской (восточной) части, а центральные и западные районы оставить в резерве.

Разумеется, все оценки прогнозных ресурсов нефти и газа пока остаются сугубо гипотети-

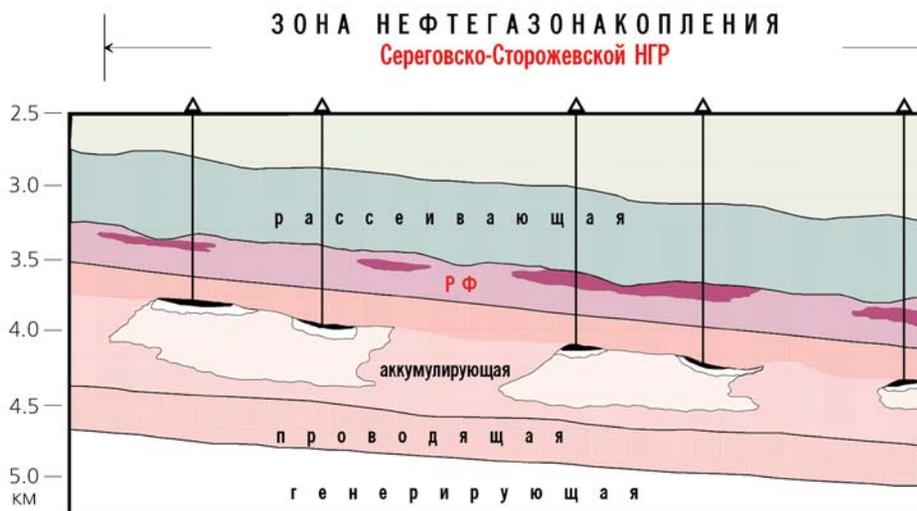
ческими. Большой частью они базируются на геодинамических реконструкциях, а не на фактических данных, которых попросту нет. Однако даже такие приближенные цифры могут стать ориентиром для нефтяных компаний, которые собираются рисковать своими средствами, занимаясь поисками здесь месторождений нефти и газа.

В частности, уже сегодня можно не сомневаться, что промышленные залежи, если будут

Поисковая модель N1



Поисковая модель N2



0 10 км

- | | | | |
|--|---|--|-----------------------------------|
| | глинистые, алевролиты, песчаники | | мергели |
| | песчаники | | глинистые с прослоями сульфатов |
| | глинистые | | соли |
| | карбонатные | | региональный флюидоупор |
| | карбонатные с прослоями сульфатов | | а-залежь, б-эффективный резервуар |
| | карбонатные органогенные (строматолиты) | | |

Эскизные модели поисковых объектов для наиболее перспективной восточной (притиманской) полосы прогибов Мезенского бассейна.

открыты, вряд ли выйдут из категории мелких и средних (т.е. не более 20—30 млн т). Такие залежи очень трудно искать и разрабатывать, поэтому мы пытаемся составить эскизные модели будущих поисковых объектов. Идея моделей опирается на основное, еще не подтвержденное фактическими данными предположение: на довольно значительных территориях восточных (притиманских) впадин от ранневендского размыва сохранилась часть регионального флюидоупора, способного экранировать залежи в верхнерифейских карбонатных резервуарах. Различия моделей в том, что в Сафоновском районе мы рассчитываем всего лишь на глинисто-мергельный флюидоупор, а в Сереговско-Сторожевском — на большие площади верхнерифейской соли, улучшающей качество покрывки [6].

Благодаря вертикальной изоляции под такими реликтами флюидоупора может сохраниться замкнутая гидродинамическая система, которая функционировала в конце рифея, а позднее регенерировалась сначала при поздневендских, а затем и при более интенсивных палеозойских прогибаниях. В этих условиях на склонах впадин в зонах, включающих многочисленные органогенные постройки, происходило длительное нефтегазонакопление. Оно прекращалось на этапах значительных вздыманий, но затем вновь активизировалось при прогибаниях.

* * *

Приходится признать, что полувековая история поисков нефти в Мезенском бассейне, пока не увенчавшихся успехом, в числе прочего служит примером крайне слабого научного обоснования поисковых работ прошлых лет. Такой вывод мы вынуждены сделать скрепя сердце. Крайне неприятно критиковать предшественников, тем более, что им приходилось действовать в гораздо более сложных условиях, чем нам, и на основе их результатов были получены представления о строении бассейна.

Сегодня, после выполнения регионально-поисковых исследований, начатых в 1998 г., мы понимаем, что ни одна из пробуренных в Мезенском бассейне скважин не имела ни малейшей возможности открыть промышленную залежь и, что самое обидное, ко времени постановки скважин для такого заключения уже имелось достаточное количество геологических материалов. Тем более важно не упустить шанс и тщательно обосновать направления новых поисковых работ. Иначе мы снова рискуем отказаться от поисков здесь нефти. Из-за собственного невежества, а не из-за бесперспективности объекта.

На наш взгляд, вероятность открытия промышленных месторождений в Мезенском бассейне превысила 50%. Поэтому в заключение нелишне отме-

тить, сколь важные последствия будет иметь получение промышленных притоков нефти или хотя бы достоверных нефтегазопроявлений. Во-первых, это открытие новой нефтегазоносной провинции в европейской части России, в регионах, испытывающих острую потребность в углеводородном сырье. Во-вторых, повышение интереса нефтяников к продуктивности рифейских отложений на соседних территориях: Кольской моноклинали (крайний юг Баренцева моря), в нижних горизонтах чехла в Пермской обл., да и в тех районах Тимано-Печорской провинции, где рифей залегает на доступных глубинах. И наконец, если нефть в Мезенской синеклизе будет открыта, она окажется единственным в мире осадочным бассейном с автономным онтогенезом углеводородов в рифее, что станет основанием для тотального пересмотра материалов по всем возможно нефтегазоносным бассейнам мира с большими мощностями рифейских отложений. ■

Работа выполнялась по заказу Альянса компаний по региональному изучению Мезенской синеклизы. Фундаментальные разработки в области геодинамического анализа осадочных бассейнов поддержаны грантом Благотворительного фонда содействия отечественной науке (2003).

Литература

1. *Аплонов С.В., Келлер М.Б., Лебедев Б.А.* Сколько нефти осталось в российских недрах? // Природа. 2000. №7. С.35—42.
2. *Лебедев Б.А., Аплонов С.В.* // Рос. геол. ж. 1998. Т.11—12. С.40—44.
3. *Аплонов С.В.* Обский палеоокеан // Природа. 1987. №12. С.17—23.
4. *Sondie K.C.* // Tectonophys. 2000. V.322. №1—2. P.163—190.
5. *Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л., 1992.
6. *Пименов Б.А., Малышев Н.А., Теплов Е.Л.* Перспектива нефтегазоносности Мезенского бассейна // Актуальные проблемы геологии горючих ископаемых осадочных бассейнов европейского севера России. Сыктывкар, 2000. С.117—120.