

УДК 551.248.1

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗЕНСКОГО БАССЕЙНА

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

Представлено академиком В.Е. Хаиным 09.10.2003 г.

Поступило 20.10.2003 г.

Мезенский осадочный бассейн (часто называемый “Мезенской синеклизой”) расположен на северо-востоке Русской платформы, имеет площадь около 300 тыс. км² и объем осадочного выполнения более 1 млн. км³, из которого 3/4 составляют толщи рифея и венда (рис. 1). Изучение бассейна и поиски залежей нефти и газа осуществлялись “волнами”: этапы активности, последний из которых продолжается сейчас, чередовались с этапами “покоя”, когда работы почти полностью прекращались. К настоящему времени, помимо проведения геофизических работ разного качества и детальности, в Мезенском бассейне пробурено 16 глубоких скважин, ни в одной из которых не установлено достоверных нефтегазопроявлений.

Отрицательные результаты поисков привели к скептицизму среди большинства геологов, не верящих в перспективы рифея, – по общему мнению, главного возможно продуктивного интервала разреза [1]. Ведь хотя нефтегазоносность рифейских отложений установлена уже во многих бассейнах Восточной Сибири [2], Китая, Австралии и Северной Африки [3], но во всех них основным региональным флюидоупором являются протяженные глинисто-карбонатно-эвапоритовые толщи верхнего венда и кембрия, каких нет на Русской платформе. Отсюда ясно, что для продолжения поисков нефти и газа в Мезенском бассейне нужны новые геологические идеи.

С 1998 г. региональные работы по изучению Мезенской синеклизы ведутся силами Альянса компаний-недропользователей (ОАО “Газпром”, ОАО “Лукойл”, ОАО “Татнефть”, ОАО “Роснефть” и ОАО “Сургутнефтегаз”), координируемого администрацией Архангельской области и Минприроды РФ. В этот же период ОАО “Архангельскгеолдобыча” провело на Лофтуро-Айпинском лицензионном участке (Азопольская впади-

на на севере бассейна) площадные сейсморазведочные работы и Средне-Няфтинскую скважину глубиной 4253 м, а в Вычегодской впадине (крайний юго-восток Мезенского бассейна) закончено бурение Кельтменской параметрической скважины (4900 м).

Именно работами последних лет получены принципиально новые результаты, которые полностью меняют представления о характере размещения предполагаемых залежей углеводородов, а значит и о направлениях нефтепоисковых работ в Мезенском бассейне. В данном сообщении мы впервые имеем возможность в краткой форме изложить эти результаты и вытекающие из них выводы о первоочередных поисковых объектах. Сразу подчеркнем, что гарантировать открытие промышленных залежей в Мезенском бассейне пока, разумеется, нельзя, но, как нам кажется, сегодня вероятность такого открытия поднимается выше 50%.

Первый результат можно назвать негативным – он объясняет, почему ни одна из уже пробуренных скважин не имела шансов на получение промышленных притоков. Главное условие нефтегазоносности древних толщ – наличие региональных флюидоупоров, способных длительно сохранять образованные залежи. Однако бурение проводилось на поднятиях, в том числе на выступах фундамента, где размывы вообще и флюидоупора в частности значительно больше, чем во впадинах.

Антиклинальная концепция, помимо общих нефтегеологических предпосылок, поддерживалась спецификой Мезенского бассейна – региональным распространением в самом верху рифейского разреза песчаников уфтыгской свиты, почти повсеместно имеющих эффективные коллекторские свойства. Поскольку из них были получены многочисленные притоки пластовых вод, предполагалось, что в перспективных районах на таких водах “плавают” промышленные залежи. Этот довод удалось опровергнуть в ходе петрографических исследований, выполненных по Средне-Няфтинской скважине (рис. 2), – благодаря высокому качеству проводки, каротажа и аналитических данных

Санкт-Петербургский государственный университет

Центр геодинамических исследований ТЕТИС, Санкт-Петербург

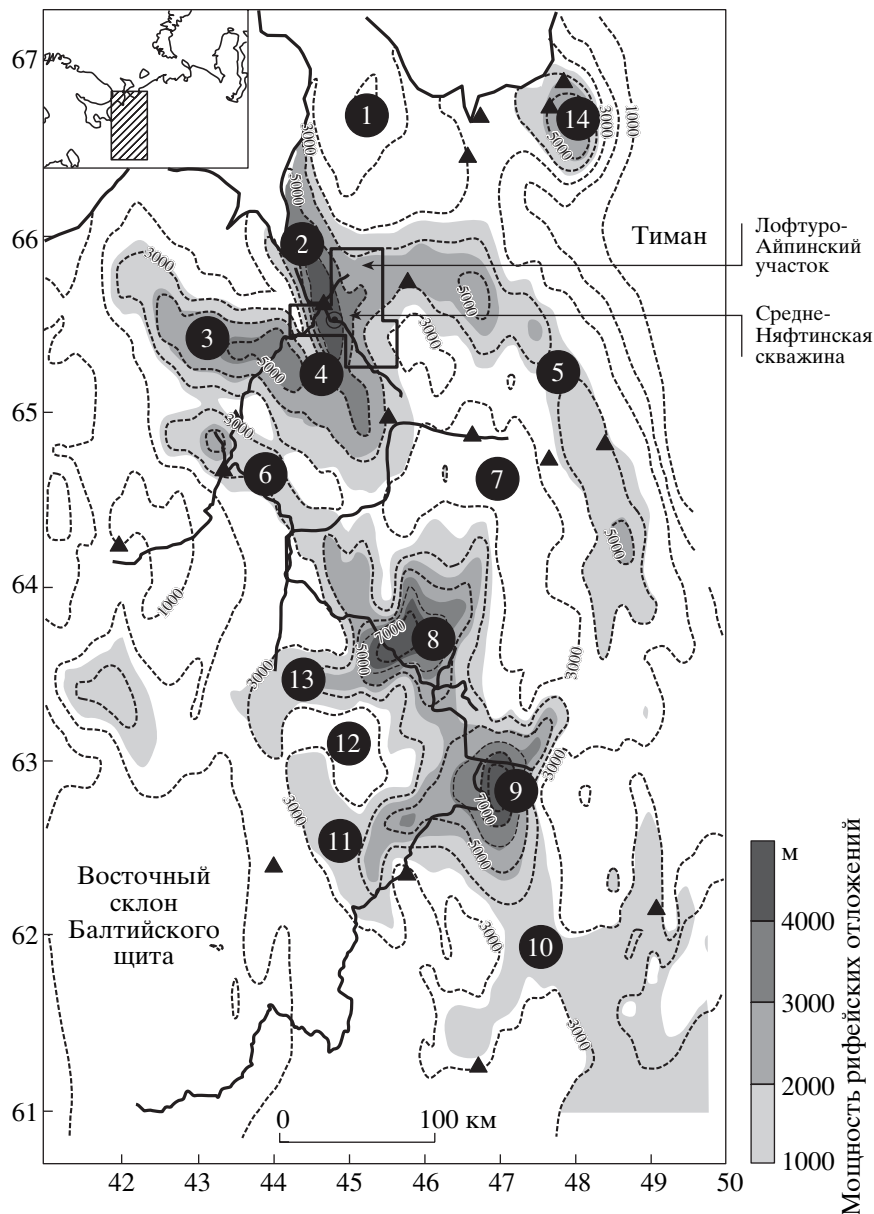


Рис. 1. Структурная схема Мезенского осадочного бассейна, составленная путем компьютерной обработки сейсмо-, грави- и магнитометрических данных. Изолинии – глубина поверхности фундамента, м; штриховка – мощность рифейских отложений; треугольники – глубокие скважины, пробуренные в 1960–1970-х годах и вскрывшие докембрийские отложения; жирные линии – профили сейсморазведки МОГТ, выполненной ГНПП “Спецгеофизика” в период с 1998 по 2003 гг.; цифры в кружках – основные структурные единицы (1 – Несско-Тылуговое поднятие, 2 – Усть-Мезенская впадина, 3 – Лешуконская впадина, 4 – Азопольская впадина, 5 – Сафононский прогиб, 6 – Керечский прогиб, 7 – Мезенско-Вашкинская зона поднятий, 8 – Пинежский прогиб, 9 – Верхне-Пинежский прогиб, 10 – Котласский прогиб, 11 – Верхне-Тоемская впадина, 12 – Юльский выступ, 13 – Покшеньгская впадина, 14 – Пешская впадина).

именно по материалам данной скважины были впервые в Мезенском бассейне решены параметрические задачи изучения рифея.

Мономинерально-кварцевый состав (в среднем 92% кварца и 7% обломков кварцитов) преимущественно мелко-среднезернистых песчаников (средний размер зерен 0.27 мм) при замечательной окатанности и колеблющейся сортировке, вместе с геологическими данными, позволяет определить

уфтыюгские песчаники как формацию времени регионального перерыва. Перерыв начался в конце рифея и продолжался весь ранний венд, в результате чего разрушались не только неустойчивые компоненты, но и относительно мелкие кварцевые зерна. Перед началом накопления мощного разреза верхнего венда обломочный материал был равномерно распределен по всей площади

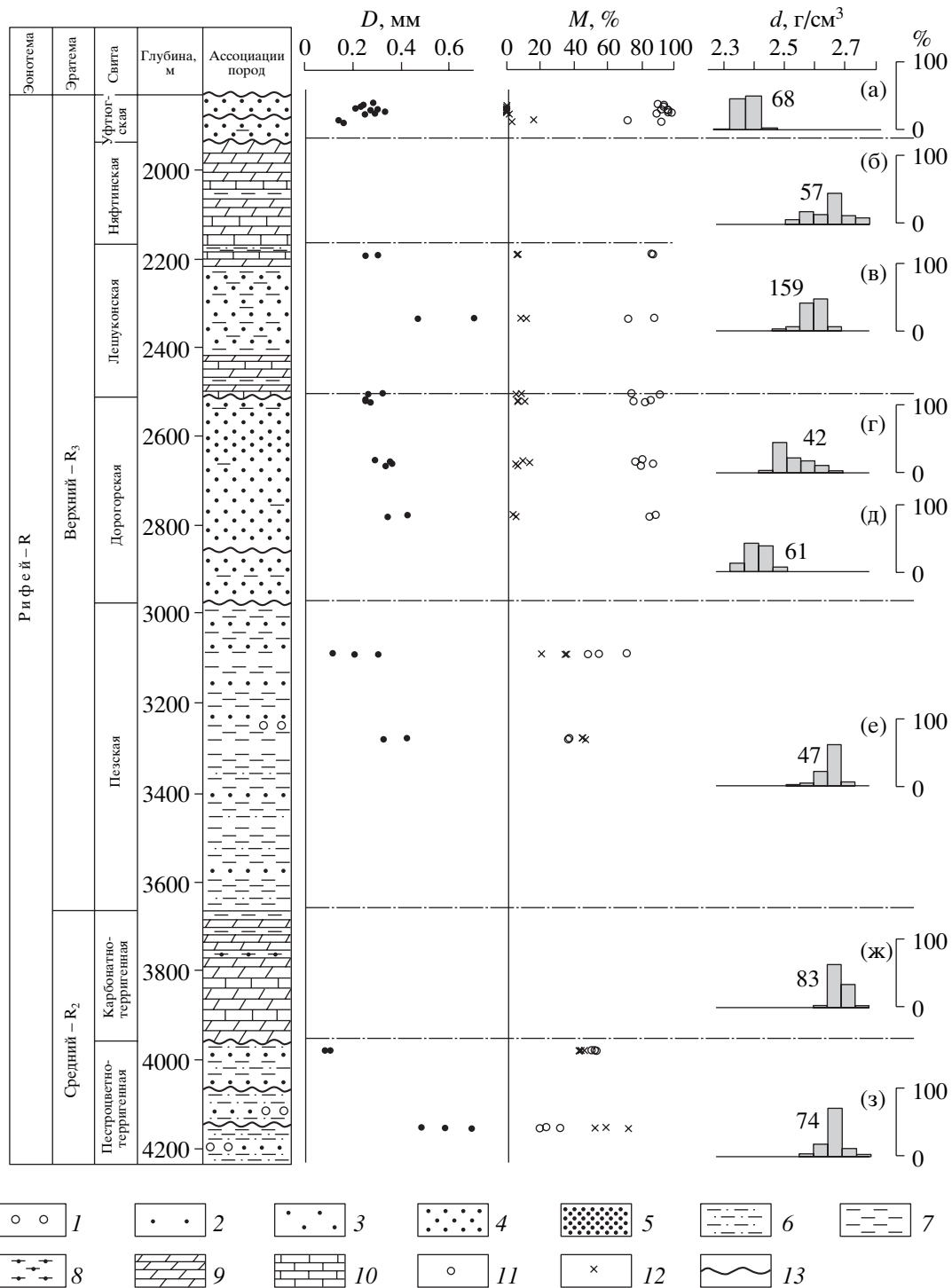


Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез рифейских отложений и распределение среднего размера зерен (D , мм) и содержания минералов (%) в песчаниках, а также плотности различных пород (d , г/см³) по Средне-Няфтинской скважине. Типы пород: 1 – песчаники крупнозернистые и гравелиты, 2 – песчаники крупно-среднезернистые, 3 – песчаники среднезернистые, 4 – песчаники мелко-среднезернистые, 5 – песчаники мелкозернистые и алевритовые, 6 – алевриты, 7 – глинистые породы, 8 – черные сланцы, 9 – мергели, 10 – известняки и доломиты; 11, 12 – минералы (на диаграммах): 11 – кварц, 12 – полевые шпаты; 13 – перерывы.

Гистограммы плотности: а – песчаники уфтугской свиты, б – карбонатные породы няфтинской и лешуконской свит, в – терригенные породы лешуконской свиты, г – терригенные породы из пачек переслаивания в дорогорской свите, д – песчаники из мощных однородных пачек дорогорской свиты, е – терригенные породы пезской свиты, ж – различные породы из карбонатно-терригенной свиты, з – различные породы из пестроцветной терригенной свиты. над гистограммами – число образцов.

бассейна и частично перемешан, что и обусловило неравномерную сортировку.

В течение всей истории развития, вплоть до современности, уфтыюгские песчаники были самыми водообильными, причем из-за плохой вертикальной изоляции “питались” и рассолами из вышележащего фанерозойского разреза. Отсюда понятны крайне низкие концентрации метана в составе растворенных газов, поскольку поступающие из отложений рифея углеводороды рассеивались и окислялись.

Бесперспективность рассматриваемой песчаной толщи косвенно подтверждается ее сравнением с регионально продуктивными вендскими песчаниками Лено-Тунгусского бассейна. Для них характерны не равномерно высокие коллекторские свойства, а исключительная контрастность этих свойств [4] – почти рыхлые песчаники чередуются на небольших расстояниях со сливными кварцитами или разностями с полной цементацией хемогенными минералами (карбонатами, сульфатами или даже галитом).

Аналогичную функцию в рифейских отложениях имеют и песчаники дорогорской свиты – они отличаются от уфтыюгских большим размером зерен (в среднем 0.32 мм) и, соответственно, заметной долей калиевых полевых шпатов (в среднем 6%), но столь же хорошей окатанностью и изменчивой сортировкой. Если уфтыюгские песчаники завершают позднерифейский глобальный цикл, то дорогорские – предыдущий, среднерифейский. Обе песчаные толщи многократно переотлагались, каждая в течение примерно 50 млн. лет, и обе в истории Мезенского бассейна играли не аккумуляционную, а рассеивающую роль при формировании и расформировании углеводородных залежей.

Второй результат относится к рифейским карбонатным породам и тоже частично получен при изучении Средне-Няфтинской скважины, но в основном – Кельтменской. Если в первой из этих скважин распределенные по средне-верхнерифейскому разрезу терригенно-карбонатные формации представлены мергелями и изредка глинистыми известняками, то во второй доминируют именно карбонатные породы мощностью около 2 км. В верхней своей части они содержат обильные строматолиты (данные В.И. Богацкого, Тимано-Печорский научно-исследовательский центр).

Этот результат имеет принципиальное значение, потому что пока во всех нефтегазоносных бассейнах мира промышленные залежи в рифейских отложениях приурочены только к органогенным карбонатным породам. Наиболее яркий пример представляет самая богатая из всех выявленных пока в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции (Лено-

Тунгусский бассейн). Благодаря большой площади нефтегазоносных пород в ней особенно четко выражено отсутствие контроля промышленными притоками пликвативной структурой [5] и, наоборот, их очень тесная связь с разрывными нарушениями.

Воду при испытаниях практически не получают, а залежи, заключенные в выщелоченных и трещиноватых органогенных карбонатных породах, сменяются по площади и разрезу низкодебитными или вовсе непроницаемыми породами. Такие замещения вызываются седиментологическими факторами, но гораздо больше вторичной цементацией, в том числе связанной с перемещением рассолов по разломам. В то же время опережающие такие разломы зоны повышенной трещиноватости обычно сопровождаются наиболее проницаемыми разностями пород.

Несмотря на большую вскрытую мощность органогенных карбонатов, в Кельтменской скважине проницаемые разности не встречены, но при отсутствии флюидоупора (уфтыюгская свита прямо перекрывает сафоновскую карбонатную серию) это вполне естественно. Если нет условий для формирования залежей, то не сохраняются и эффективные емкости – во всех древних толщах, как и на больших глубинах в молодых толщах, нообразование или сохранение емкости функционально связано с нефтегазоаккумуляцией [4].

Третий результат получен при геофизических исследованиях и является, пожалуй, самым важным, особенно в практическом отношении. Площадные сейсморазведочные работы, проведенные на Лофтуро-Айпинском участке (материалы В.Н. Широкова, ОАО “Архангельскгеолдобыча”), впервые показали существование протяженных реперов, связанных не только с поверхностями несогласий, но и с формационными границами в непрерывных частях рифейского разреза. Кроме них местами удается зафиксировать и латеральные неоднородности – первые признаки, подтверждающие возможность аккумуляции углеводородов.

Этот вывод хорошо обосновывается каротажными и петрофизическими параметрами. Казалось бы, в сильно уплотненных толщах физические свойства разнотипных пород должны сближаться, но разрезы няфтинской, лешуконской и пезской свит сильно дифференцированы, что, собственно, и служит основой информативности сейсморазведки. Вообще такая физическая контрастность разреза, подкрепляемая петрографическими данными, является сегодня самым сильным доводом с точки зрения возможности открытия месторождений в рифейских отложениях.

Если три первых результата характеризуют свойства рифейских пород как возможных емкостей залежей, то четвертый результат

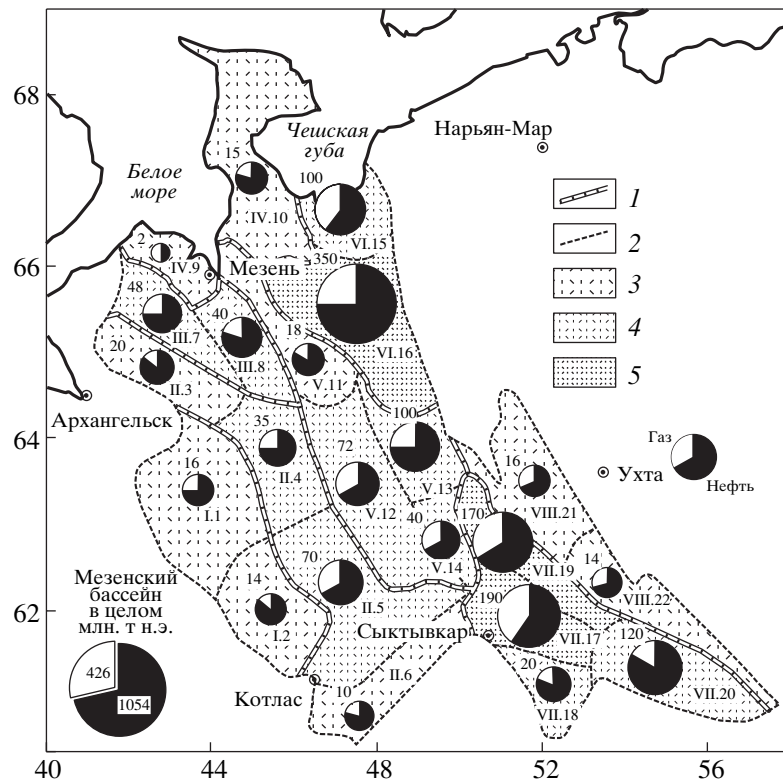


Рис. 3. Прогнозная оценка Мезенского возможно нефтегазоносного бассейна. 1, 2 – границы нефтегазоносных областей (1) и районов (2), по [1], с изменениями и дополнениями; 3–5 – средняя плотность прогнозных ресурсов, тыс. т/км²: 3 – менее 2, 4 – 2–12, 5 – более 12. Размеры круговых диаграмм пропорциональны величинам средних извлекаемых прогнозных ресурсов (цифры – млн.т нефтяного эквивалента). Области (римские цифры) и входящие в них районы (арабские цифры): I – Северо-Двинская (I.1 – Юльский, I.2 – Уфтогский); II – Пинежская (II.3 – Керецкий, II.4 – Средне-Пинежский, II.5 – Верхне-Пинежский, II.6 – Котласско-Яренский); III – Лешуконская (III.7 – Соянский, III.8 – Азопольский); IV – Несско-Тылугская (IV.9 – Кулойский, IV.10 – Тылугский); V – Мезенско-Вашкинская (V.11 – Семжинско-Ценогорский, V.12 – Вашкинский, V.13 – Косланский, V.14 – Верхне-Вашкинский); VI – Пешско-Сафоновская (VI.15 – Пешский, VI.16 – Сафоновский); VII – Выгодская (VII.17 – Сереговско-Сторожевской, VII.18 – Лопыдинский, VII.19 – Вишерский, VII.20 – Кельтменский); VIII – Западно-Тиманская (VIII.21 – Ропчинский, VIII.22 – Нившерско-Вольский).

относится к бассейну в целом. Его суть в направлении поисковых работ, т.е. оконтуривании наиболее перспективных территорий, а в их пределах – выборе мест для расстановки поисковых скважин. Соответствующие выводы прямо вытекают из ранее сформулированных результатов, но требуют еще учета геологических материалов по смежным бассейнам.

Именно кардинальное изменение направлений проектируемых работ по сравнению с предыдущими, в том числе самыми последними годами, подчеркивает новизну полученных результатов. По нашим оценкам, в трех районах – Сафоновском, Сереговско-Сторожевском и Вишерском (рис. 3), площадь которых составляет 17% от общей площади бассейна, сосредоточена почти половина его прогнозных ресурсов и самые богатые зоны нефтегазонакопления. Вместе с тем в названных районах ни одна из скважин не вскрыла рифейские отложения, и только в ближайшее

время завершится обработка небольших отрезков региональных сейсмических профилей.

Это новое направление работ диктуется следующими соображениями: 1) только в узкой притиманской полосе возможно сохранение от ранневендского размыва регионального флюидоупора в верхней части рифейского разреза, 2) здесь же предполагается развитие мощных карбонатных толщ сафоновской серии, способных аккумулировать залежи, 3) наиболее перспективными являются пологие склоны впадин, где в зонах латеральных формационных замещений возможны такие эпигенетические процессы в органогенных карбонатных породах, которые обеспечивают формирование и сохранение эффективных емкостей, способных вмещать промышленные залежи нефти и газа.

Основываясь на этих предпосылках, мы предлагаем такую последовательность будущих нефтепоисковых работ: 1) выделение лицензионных

участков площадью 3–5 тыс. км² в пределах трех названных перспективных районов, 2) постановка на этих участках площадной сейсморазведки, при необходимости в узловых точках сопровождающейся ее 3D-вариантом, 3) разработка сейсмогеологических моделей поисковых объектов, 4) расстановка поисковых скважин на самых интересных объектах (параметрические задачи придется решать параллельно с поисковым бурением).

Как мы полагаем, 5–6 скважин позволят либо получить промышленные притоки углеводородов, либо отказаться от продолжения работ и признать, что Мезенский бассейн является бесперспективным. Понимая ответственность подобных рекомендаций, мы все же осмелимся утверждать, что как уровень теории, так и возможности сейсморазведки и бурения (продемонстрированные, в частности, на Лофтуро-Айпинском участке) вполне достаточны для получения однозначного ответа на вопрос о возможной продуктивности Мезенского бассейна.

Исследования выполнены по заказу Альянса компаний-недропользователей по региональному изучению Мезенской синеклизы. Петрографиче-

ские исследования по Средне-Няфтинской скважине проведены по заказу ОАО “Архангельскгеолдобыча”. Фундаментальные разработки в области бассейнового анализа поддержаны грантом Благотворительного фонда развития отечественной науки (2003 г.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Дедеев В.А., Пименов Б.А., Аминов Л.З. и др.* Прогноз нефтегазоносности Мезенского седиментационного бассейна. Сыктывкар: Коми НЦ УрО АН СССР, 1989. 60 с.
2. *Забалуев В.В., Притула Ю.А., Базанов Э.А. и др.* Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири. Л.: Недра, 1980. 131 с.
3. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 480 с.
4. *Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 240 с.
5. *Базанов Э.А., Кулик Г.Д., Забалуев В.В. и др.* В сб.: Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ. СПб.: ВНИГРИ, 1998. С. 116–119.