

ЛИТЕРАТУРА

1. Карта нефтегазоносности Российской Федерации. Масштаб 1:5000000 / Ред. К.А. Клещев. — Роскомнедра, ВНИГНИ, 1994.
2. Карта топливно-энергетических ресурсов России и сопредельных государств (в границах бывшего СССР). Масштаб 1:5000000. — Спб.: Росгеолком, ВСЕГЕИ, 1992.
3. Международная карта нефтегазоносности Европы. Масштаб 1:2500000 (на основе Международной тектонической карты Европы "Carte Tectonique Internationale de l'Europe et des Regions avoisinantes"), 1981.
4. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Дагестана. Масштаб 1:500000, 1996.
5. Рейснер Г.И. Региональный прогноз нефтегазоносности Охотии // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 10. — С. 2—9.
6. Рейснер Г.И. Нефтегазоносность и современные эндогенные режимы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 4. — С. 2—13.
7. Рейснер Г.И., Иогансон Л.И. Комплексная типизация земной коры осадочных бассейнов Европы и Средней

- Азии: решение фундаментальных и прикладных задач // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1993. — № 5. — С. 1—8.
8. Комплексная типизация земной коры осадочных бассейнов Европы и Средней Азии (фундаментальные и прикладные проблемы) / Г.И. Рейснер, Л.И. Иогансон, Ю.Е. Баранов, М.Г. Рейснер // Междунар. симпозиум "Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов". — М., 1992. — С. 125.
9. Типизация земной коры и современные геологические процессы / Г.И. Рейснер, Л.И. Иогансон, Ю.Е. Баранов, М.Г. Рейснер. — М.: РАН, ИФЗ, 1993. — 209 с.
10. Рейснер Г.И., Шолто В.Н., Савинский К.А. Комплексные геофизические методы оценки перспектив региональной нефтегазоносности // Геофизика. — 1995. — № 4. — С. 21—24.
11. Тектоническая карта нефтегазоносных территорий (провинций и областей) СССР. Масштаб 1:2500000 / Гл. ред. В.В. Семенович. — Мингео, Миннефтепром и Мингазпром СССР, 1983.
12. Тектоническая карта юга СССР. Масштаб 1:1000000. — М., 1975.

УДК 553.98:55(470.3)

СТРУКТУРНО-ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ РАСПОЛОЖЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В МЕЗЕНСКОЙ СИНЕКЛИЗЕ

Д.А. Астафьев, Н.Ю. Алипова
(ВНИГНИ)

Обоснованы главные структурно-геодинамические элементы Мезенской синеклизы: рифты, межрифтовые и внутририфтовые блоки, приразломные зоны и формы палеорельефа, контролирующие размещение ловушек нефти и газа. Выделены первоочередные перспективные на нефть и газ объекты для детализации их сейсморазведкой с последующей проверкой бурением поисковых скважин.

General structural-geodynamic elements of Mezen Syncline are based. They are: rifts, between-rift and intra-rift blocks, faultside zones and paleorelief forms, controlling dislocation of oil and gas traps. Primary objects, prospective for oil and gas, were picked out for detailed seismic prospecting with following verification with drilling of searching wells.

Потенциально нефтегазоносный бассейн Мезенской синеклизы вновь привлекает внимание геолого-разведочных и нефтегазодобывающих организаций в связи с возможностью открытия здесь залежей углеводородов. Перспективы его нефтегазоносности, возможные направления региональных и поисковых работ обсуждались на Всероссийской научной конференции «Актуальные проблемы геологии и горючих ископаемых осадочных бассейнов Европейского Севера России» в 2001 г. в г. Сыктывкаре и нашли отражение в книге «Геология и нефтегазоносность Московской и Мезенской синеклиз», (Гаврилов В.П. и др., 2000), а также в ряде статей [4, 5]. Несмотря на это, авторы сочли целесообразным предложить свою модель регионального и глубинного строения Мезенской синеклизы, дополнительно учитывающую новейшие геолого-геофизические и теоретические данные о глубинном строении, истории развития и структуре нефтегазоносных бассейнов любого геодинамического типа [1, 2].

В работе учитывалась методологическая концепция, использованная для прогноза нефтегазоносности Московской синеклизы [3]. Мезенский потенциально нефтегазоносный бассейн также образовался в результате рифейского рифтогенеза, раздробившего консолидированную кору на приподнятые межрифтовые и погруженные в рифтах блоки и сформировавшего сильно дифференцированный палеорельеф кровли фундамента, отразившийся во внутренней макроструктуре рифейского и частично или фрагментарно в вышележащих комплексах отложений (рис. 1). Наиболее крупным рифтом являлся Тиманский, достигший, вероятно, при максимальном раскрытии красноморской стадии, по которому произошел откол Печорской плиты. В образовавшемся бассейне накопились мощные (до 12 км) толщи терригенных пород. От этого основного рифта диагонально ответвляется Сафоновский рифт на севере и почти перпендикулярно Котласский рифт на юге. Лешуконский, переходящий в Пинежский, и Онежско-Двинский рифты на юге сочленяются с Котласским (рис. 2). Указанные рифты разбиты поперечными сдвиговыми разломами, которые в совокупности с рифтами обособляют межрифтовые блоки (горсты): Несско-Телузский между Тиманским и Сафоновским рифтами; Кулойский, Мезенский и Вашкинский между Сафоновским, Лешуконским и

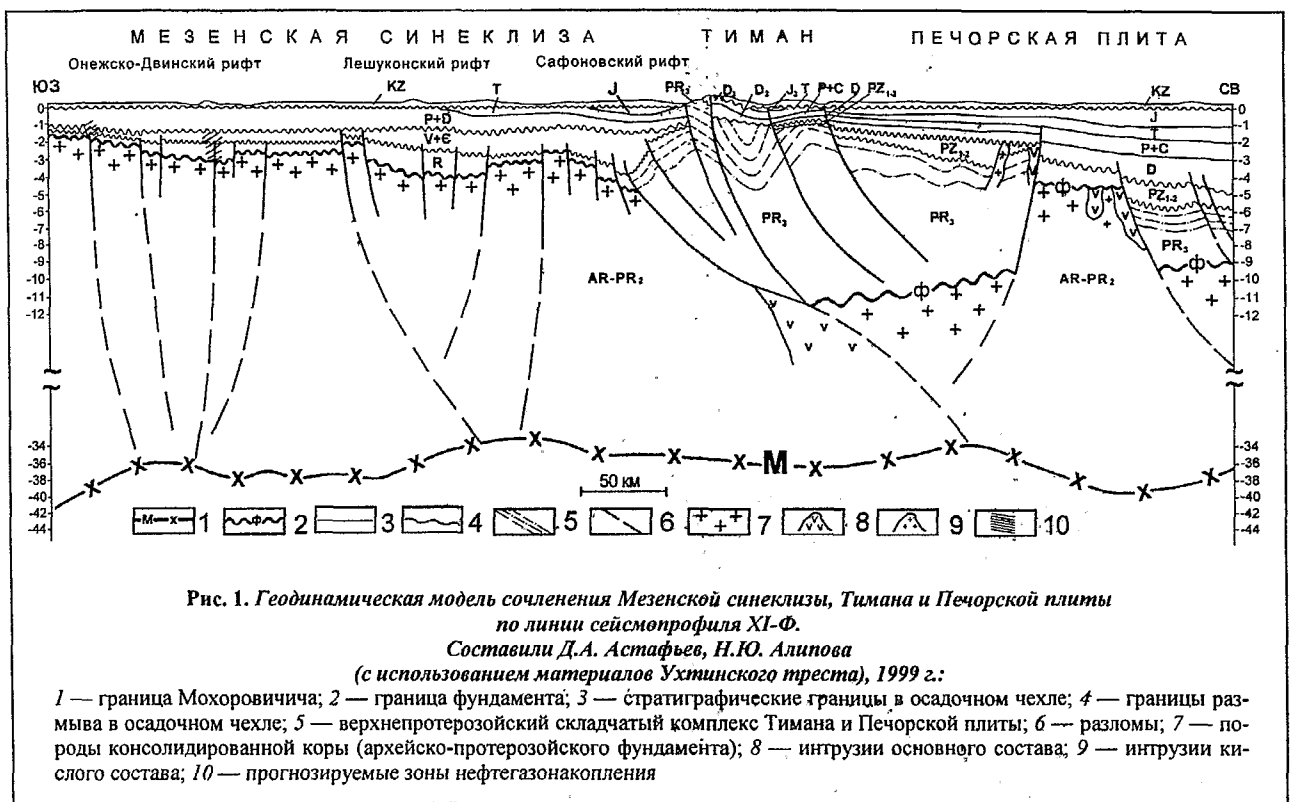


Рис. 1. Геодинамическая модель сочленения Мезенской синеклизы, Тимана и Печорской плиты по линии сейсмопрофиля XI-Ф.

Составили Д.А. Астафьев, Н.Ю. Алипова

(с использованием материалов Ухтинского треста), 1999 г.:

1 — граница Мохоровичича; 2 — граница фундамента; 3 — стратиграфические границы в осадочном чехле; 4 — границы размыва в осадочном чехле; 5 — верхнепротерозойский складчатый комплекс Тимана и Печорской плиты; 6 — разломы; 7 — породы консолидированной коры (архейско-протерозойского фундамента); 8 — интрузии основного состава; 9 — интрузии кислого состава; 10 — прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции

Пинежским рифтами; более высокий Архангельский с Юльским и Уфтыгским поднятиями на юге, между Лешуконским, Пинежским и Онежско-Двинским рифтами. В конце рифея — начале вендского времени Тиманский рифт был трансформирован Печорской плитой, испытавшей возвратные движения. В связи с этим мощные толщи рифея в этом рифте были метаморфизованы.

На южных участках Сафоновского и Котлаеского рифтов максимальная абсолютная глубина залегания фундамента достигает всего 4,5 км, в Лешуконском, Пинежском и Онежско-Двинском рифтах этот показатель еще меньше — 4,0 км. На межрифтовых блоках и пририфтовых ступенях абсолютная глубина залегания фундамента изменяется от 3,5...3,0 до 2,0...1,5 км [4].

Указанные рифты заполнены преимущественно терригенными континентальными и прибрежно-морскими потенциально нефтегазоносными породами нижнего, среднего и верхнего рифея, максимальная толщина которых здесь составляет всего 2,0...2,5 км. На наиболее приподнятых участках межрифтовых блоков отложения рифея отсутствуют, но большая часть площади всех межрифтовых блоков перекрыта верхнерифейскими породами, толщина которых обычно составляет около 1,0 км, реже — до 1,5 км.

Современная гипсометрия кровли рифея (эта поверхность претерпела размыв к началу поздневендского времени) имеет облик пологого амфитеатра: максимальные абсолютные отметки вблизи Тимана достигают -3,0 км, а на большей части территории изменяются от -2,5 до -2,0 км. Структурные элемен-

ты фундамента — рифты и межрифтовые блоки — прослеживаются слабо, что свидетельствует о резком несоответствии внутренней структуры рифейских отложений, которая должна быть подобна структуре кровли фундамента, и структурного плана кровли рифея. Однако для локальных структур, сформированных на краях межрифтовых блоков, а также вдоль листрических и сдвиговых разломов, которые в связи с низкой изученностью сейсморазведкой практически не закартированы, подобие структурных планов может быть более заметным. Эта особенность очень важна при поисковых сейсморазведочных работах и размещении глубоких скважин, так как перекрывающие рифей отложения верхнего венда представляют собой второй, возможно промышленно нефтегазоносный комплекс. Толщина верхневендских отложений почти синхронно с погружением рифейской поверхности возрастает от 1 до 2 км в направлении к Тиману, повторяя структурный план поверхности рифея.

Вышележащие породы осадочного чехла включают отложения кембрия и, возможно, силура, а также среднего девона, карбона, перми, триаса, юры, мела и четвертичные. Они в нефтегазоносном отношении считаются бесперспективными в связи с малыми глубинами залегания и отсутствием в них очагов генерации углеводородов. Песчаные и песчано-алевролитовые пласты-коллекторы с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами имеются в среднерифейском комплексе, а хорошие и более мощные (15 м) пласты-коллекторы ожидаются в верхнерифейском (в Ценогорской скважине по данным каротажа выделены три пласта-коллектора). Их по-

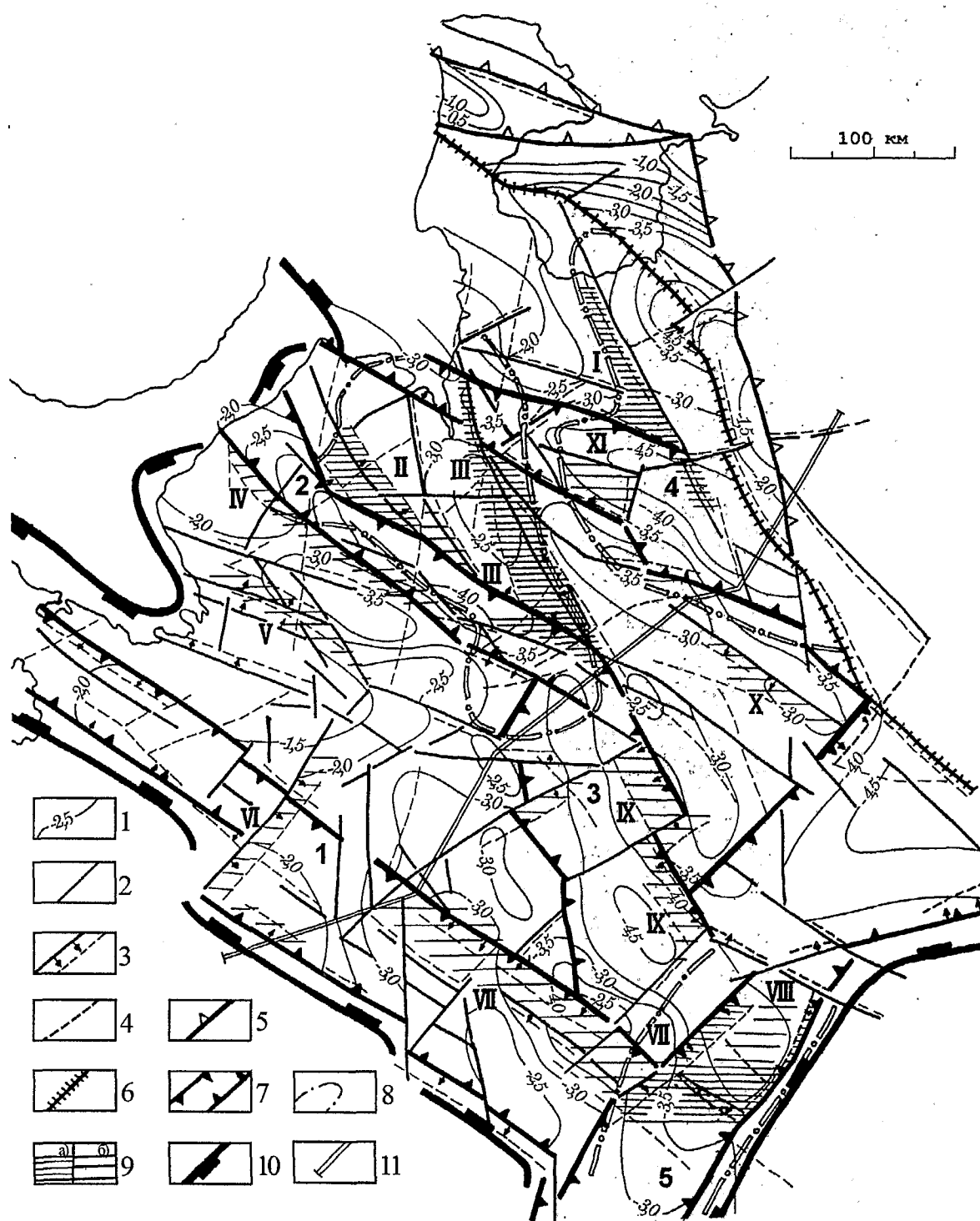


Рис. 2. Структурно-геодинамическая карта с прогнозируемыми зонами нефтегазоаккумуляции Мезенской синеклизы.

Авторы: Д.А. Астафьев, Н.Ю. Алипова.

Составлена с использованием опубликованных материалов Гаврилова В.П., 1998, Капустина И.Н., 1988,

Костюченко С.Л., 1991, Ермолкина В.И., Келлера М.Б. и др., 1995:

1 — изогипсы поверхности фундамента Мезенской синеклизы и верхнепротерозойского комплекса на Тимане; 2 — разломы фундамента; 3 — предполагаемая зона влияния разлома в осадочном чехле; 4 — неотектонические нарушения; 5 — надвиги; 6 — Тиманская сutura; 7 — рифейские рифты: 1 — Онежско-Двинский, 2 — Лешуконский, 3 — Пинежский, 4 — Сафоновский, 5 — Котласский; 8 — граница очагов генерации УВ рифейско-вендских отложений; 9 — зоны предполагаемого нефтегазоаккумуляция: а — более вероятные: I — Омско-Сафоновская, II — Сояновская, III — Мезенско-Олеминская, VIII — Котласско-Яренская; б — менее вероятные: IV — Восточно-Керещкая, V — Архангельская, VI — Емецкая, VII — Березниковско-Сольвинская, IX — Блогоевская, X — Вожгорская, XI — Сафоновская; 10 — граница Мезенской синеклизы; 11 — линия профиля

ристость — 5...14 %, проницаемость — 0,1...0,7 мкм². Наилучшие коллекторы ожидаются в бортовых зонах Лешуконского и Сафоновского рифтов в районе Вашкинского и Мезенского блоков [5].

Покрышками внутри рифейской толщи могут быть пласты аргиллитов, а для кровельной части — аргиллиты в подошве редкинского горизонта вендского комплекса. В отложениях венда низко-среднеемкие песчаные и песчано-алевролитовые пласты-коллекторы выделяются в редкинском, гдовском, котлинском и мезенском горизонтах, покрышками являются перекрывающие их аргиллитовые пласты. В целом в вендско-нижнекембрийском комплексе выделено до 17 пластов-коллекторов с открытой пористостью до 28 %, эффективной пористостью до 23 % и газопроницаемостью до 1,350 мкм².

В рифейских отложениях содержание РОВ сапропелевого типа не превышает 0,93 %, степень катагенетического преобразования соответствует стадиям МК₂ — МК₃. Содержание РОВ в вендском—нижнекембрийском комплексе определено в диапазоне 0,1...0,32 %, стадии катагенеза МК₁—МК₂. Очаги генерации УВ приурочены к наиболее погруженным участкам рифтовых зон, охватывая Тиманский рифт (в настоящее время синрифтовый комплекс пород в основном метаморфизован), Котласский, а также большие части Лешуконского и Сафоновского рифтов (рис. 2). Вероятно, возможен очаг генерации и в южных наиболее погруженных участках Онежско-Двинского и Пинежского рифтов. Контуры этих очагов генерации, взятые из разных источников, распространяются на краевые части межрифтовых блоков (см. схемы В.И. Ермолкина, М.Б. Келлера, С.И. Головановой и др., 1995). По данным указанных авторов, плотность сингенетических УВ, генерированных средне-верхнерифейскими отложениями, в разных зонах оценивается следующими величинами: в Пешской впадине (северная часть Тиманского рифта) — 75 тыс. т/км²; в Лешуконском рифте — 64...90 тыс. т/км²; в Сафоновском рифте — 90 тыс. т/км²; в Яренской впадине (восточная часть Котласского рифта) — 85 тыс. т/км²; в Пинежском рифте (скв. 1 — Уфтыгская) — 43 тыс. т/км².

Безусловно, негативными факторами, снижающими перспективы нефтегазоносности Мезенского бассейна, являются длительные перерывы в седиментации, вызвавшие прекращение нефтегазообразования в предвендское время на 100...150 млн лет и в позднекембрийско-среднекаменноугольное на 180...200 млн лет [6], а также преобладание окислительной и субокислительной обстановок в вендско-раннекембрийское время. В этой связи плотность генерированных сингенетических УВ в этом комплексе ниже, чем в рифейском: в Пешской впадине — 58 тыс. т/км²; в Сафоновском рифте — 57 тыс. т/км², в Лешуконском — 50...52 тыс. т/км². Однако за счет миграционных процессов этот показатель может быть более значительным в пределах известных приподнятых зон (на краевых участках межрифтовых блоков): на Койнасском и Уфтыгском поднятиях он

возрос соответственно до 72 и 77 тыс. т/км², а в Яренской зоне — до 137 тыс. т/км².

Верхнепротерозойско-нижнепалеозойский комплекс пород Мезенской синеклизы по ряду геохимических показателей и согласно геотермической эволюции не полностью реализовал свой генерационный потенциал [5]. Максимум генерации УВ приурочен к позднемеловому времени. С учетом структурно-геодинамических и геохимических критериев прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции следует связывать с краевыми частями наиболее погруженных зон. Другими словами, это будут краевые части межрифтовых блоков и пририфтовых ступеней.

Прогнозируемые (рис. 2) зоны нефтегазоаккумуляции разделены на более и менее вероятные. К более вероятным отнесены Омско-Сафоновская в восточной части Несско-Тылугского межрифтового блока, Сояновская и Мезенско-Олеминская на краевых участках соответственно Кулойского и Мезенского межрифтовых блоков, а также Котласско-Яренская зона на бортовых участках Котласского рифта. Все они расположены в контурах выделенных очагов генерации. Менее вероятные зоны нефтегазоаккумуляции приурочены к краевым ступеням рифтов и пририфтовых блоков. К ним отнесены Восточно-Керецкая на одноименном межрифтовом блоке, граничащем с Лешуконским рифтом; Архангельская, примыкающая к ступени Архангельского горста, Емецкая в восточной наиболее приподнятой части блока вдоль сдвигового разлома Онежско-Двинского рифта и Архангельского блока; Березниковско-Сольвинская в восточной бортовой части Онежско-Двинского рифта; Блогоевская на южном продолжении края Вашкинского блока и в бортовой зоне Пинежского рифта; Вожгорская вдоль южной левой части Мезенского межрифтового блока и Сафоновская на южном внутририфтовом блоке Сафоновского рифта. Возможно выделение ожидаемых зон нефтегазоаккумуляции на пририфтовых блоках Котласского рифта, в северной его части, а также в приразломных зонах Предтиманья.

Прогнозируемые зоны имеют четкую пространственную ориентацию (простираение) и тектоническую привязку. Они должны содержать ловушки антиклинального и брахиантиклинального типов, а также ловушки, связанные с эрозийными формами палеорельефа фундамента на межрифтовых блоках. С учетом возможного распространения пластов-флюидоупоров наиболее вероятными продуктивными пластами будут коллекторы в верхней части рифейских, а также в нижней части вендских отложений.

С целью экономии финансовых средств, сокращения времени, трудовых затрат и упрощения организации работ для потенциально нефтегазоносного Мезенского бассейна первоочередной является задача открытия первого промышленного месторождения нефти или газа. Это будет стимулировать привлечение более масштабных финансовых инвестиций и увеличение объемов региональных и поисковых работ. В этой связи оптимальным вариантом следует считать проверку трех—пяти наиболее пер-

спективных зон нефтегазоаккумуляции или даже отдельных их частей. Для этого в трех более вероятных (Омско-Сафоновской, Сояновской и Мезенско-Олеминой), а также в двух менее вероятных (например, Вожгорской и Блогоевской) прогнозируемых зонах нефтегазоаккумуляции необходимо провести поисковые сейсмические работы по редкой сети профилей вкрест их простирания, установить осевые линии структурных зон, отработать вдоль осевых линий продольные один—три профиля, определить участки локальных структур и выполнить детализацию наиболее крупных из них. В каждой зоне на наиболее крупной структуре нужно пробурить поисковые скважины, которые могут открыть первые залежи углеводородов или позволят уточнить прогноз, подтвердив его, либо сделать вывод о резком снижении вероятности открытия здесь промышленных месторождений. После открытия первого промышленного месторождения нефти или газа можно скорректировать объемы работ и уточнить их направления, например, на пририфтовых блоках, внутри рифтов или в отложениях над рифтами, а может быть, и внутри межрифтовых блоков на эрозионных или приразломных конседиментационных структурах.

Таким образом, для Мезенской синеклизы оптимальным вариантом могут быть только целенаправленные поисковые работы в нескольких наиболее перспективных зонах. В случае отрицательного результата объемы геофизических и буровых работ необходимо минимизировать, но завершить обработку еще двух—трех объектов. Эти результаты в сумме

позволят дать объективную геологическую, геолого-экономическую оценки потенциальных ресурсов УВ Мезенской синеклизы и сделать окончательное заключение о целесообразности продолжения региональных, поисковых, а в случае удачи и разведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астафьев Д.А. Генетическое единство и индивидуальные особенности строения осадочных бассейнов неогена // *Материалы XXXIV Тектонического совещания (30 января—3 февраля 2001 г.)* — М.: ГЕОС, 2001. — Т. 1. — С. 14—17.
2. Астафьев Д.А. Строение осадочных бассейнов России в различных геодинамических условиях и размещение зон нефтегазоаккумуляции // *Тез. докл. науч.-практ. конф. «Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения)» (27—29 ноября 2001 г.)*. — М.: ВНИГНИ, 2001. — С. 12—14.
3. Астафьев Д.А., Шейн В.С., Алипова Н.Ю., Чагаев А.Я. Вопросы дальнейшего изучения Московской синеклизы // *Геология нефти и газа*. — 2000. — № 6. — С. 51—57.
4. Перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы / В.П. Гаврилов, А.Н. Руднев, П.И. Дворецкий, В.А. Пономарев // *Геология нефти и газа*. — 1998. — № 5. — С. 12—20.
5. Геолого-геохимические критерии прогноза газоносности древних толщ Русской платформы / В.И. Ермолкин, М.Б. Келлер, С.И. Голованова и др. — М., 1995. — 64 с. — (Обзор. информ. / ИРЦ "Газпром". Сер. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений").
6. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ. — М.: Недра, 1982. — 240 с.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 553.98.061.4

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЛОТНОСТИ ЧОКРАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОРИСТОСТИ ПОРОД ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА

И.Г. Шнурман, Г.А. Шнурман
(ООО «Кубаньгазгеофизика»)

При проведении измерений в коллекторах малой толщины возрастает роль гамма-гамма-каротажа (ГГК), сохраняющего достаточную расчленяющую способность и точность измерений. Применительно к терригенным чокракским отложениям Западно-Кубанского прогиба обоснована петрофизическая модель плотности и получены интерпретационные уравнения для оценки пористости по ГГК. Установлены шесть классов пород и отличные по минералогической плотности глины. Полученные интерпретационные уравнения повышают информативность каротажа и позволяют оценить пористость с погрешностью, не превышающей 1,5 %.

For measurements in reservoirs of low thickness will be increased role density log (DL) saving sufficient dismembering ability and exactitude of measurements. For sands Miocene formation West-Kuban sag is justified petrophysical model of density and interpretation equations for determinate of porosity on log dates. Six classes of formations and different density of matrix clay are established. Obtained interpretation equations increase reliability determinate of porosity on DL dates.

В настоящее время в пределах Западно-Кубанского прогиба основные запасы углеводородов приурочены к чокракским отложениям, представленным терригенной, преимущественно глинистой, толщей пород, в которой выделяются пачки переслаивающихся песчаников, алевролитов, карбонатов и глин. Коллекторами нефти и газа являются песчано-алевритовые, в различной степени глинистые и карбонатные, пласты.

При определении пористости пород по материалам гамма-гамма-каротажа (ГГК) используется зависимость меж-