

В заключение отметим, что на основании выявленных признаков, характеризующих ловушки типа Талаканской и структурно-литологические ловушки в харьстанской свите на высоконарезающих временных разрезах ОГТ, авторами выделен Куландинский объект на Пеледуйском поднятии (см. рис. 8) и аномалия типа «яркого пятна» в пределах Сунтарской ловушки на однойменном своде (см. рис. 9).

Песчаниковые тела в вилочанском горизонте (хоронохская и бетинчинская свиты) распространены по всему композитному профилю. Основной ожидаемый тип ловушек в вилочанском продуктивном горизонте — структурный.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ефимов А.О. Строение осинского резервуара северо-восточной части Непско-Ботубинской НГО и факторы,

определяющие его нефтегазоносность, на примере Талаканского месторождения // *Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992—1993 гг.* — Новосибирск, 1995. — Ч. I. — С. 115—118.

2. Система высоконарезающей обработки, анализа и моделирования сейсмических данных / Г.Ф. Жерняк, В.Л. Сергеев, В.В. Мирошников и др. // *Геофизика, специальный выпуск к 30-летию «Сибнефтегеофизики».* — 2001. — С. 53—55.

3. Исаев А.В., Мельников Н.В. Моделирование волновых полей для задач сейсмостратиграфии (на примере Катангской седловины и Байкитской антеклизы) // *Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992—1993 гг.* — Новосибирск, 1995. — Ч. II. — С. 175—181.

УДК 553.98.001.18:550.4(574.5)

КРИТЕРИИ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ГАЗО- И ЛИТОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ КУЮМБИНСКОГО И СОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ю.И. Коробов, Л.Д. Малюшко, С.В. Дыхан
(СНИИГГиМС)

Работы по прямым геохимическим методам поисков залежей углеводородов проводятся в СНИИГГиМС с использованием комплекса методов, среди которых одним из ведущих является метод диагностики генезиса минералов (ДГМ), разработанный в спектральной лаборатории института [1].

Установлено, что пары воды и различные газы, мигрирующие вертикально вверх по разрезу (вплоть до дневной поверхности), приводят к физическим, химическим и минералогическим изменениям пород, залегающих выше скопленных углеводородных масс. Это выражается в различных вторичных преобразованиях первичных пород в вертикальном разрезе над залежью: интенсивном выщелачивании и метасоматических преобразованиях, развитии вторичных минеральных парагенезисов, в результате чего формируются концентрически-зональные «колонки» изме-

Приведены новые сведения в области прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа на территории Сибирской платформы. На основе метода диагностики генезиса минералов (ДГМ) выделены геохимические показатели, являющиеся критериями локализованного прогноза нефтегазоносных территорий на примере анализа газо- и литогеохимических полей Куюмбинского месторождения. Рассмотрены особенности строения поверхностных литогеохимических полей Собинского месторождения. Установлены критерии для выделения аномальных геохимических полей и локальных объектов, перспективных для обнаружения залежей нефти и газа в пределах Катангской седловины.

New data on direct geochemical methods for oil and gas prospecting on the Siberian Platform are given. The geochemical indices, being the criteria of local prediction for petroleum territories shown by the analysis of gas- and lithogeochemical areas of the Kuyumbinskoye field, have been defined based on mineral genesis diagnostics (DMG). Structure peculiarities of surface gas and lithogeochemical areas of the Sobinskoye field are considered. Criteria for defining anomalous geochemical areas and local objects promising for oil and gas pools within the Katanga saddle are established.

ненных пород, которые регистрируются как геофизическими, так и геохимическими методами.

Сравнение идеализированной петрофизической модели нефтегазоносной (НГ) структуры (НГ-структуры) с физико-химической моделью формирования вторичных минералов в отложениях подпочвенного горизонта над залежью УВ [2] свидетельствует о полном совпадении информации, получаемой двумя методами. В петрофизической модели НГ-структуры выделяются участки повышенной поляризуемости (в центре) и повышенной магнитности пород (по периферии), обязанные восстановительному воздействию УВ.

Аналогичная информация заложена в природе изменения (по закономерностям эффекта Штарка) интенсивности спектральных линий породообразующих (Ca, Mg и других) элементов. Установлено, что интенсивность поляризованной и неполяризованной компонент излучения аналитических спектральных

линий зависит не только от концентрации элемента в пробе, но и связана с изменением значений либо спина ($s = \frac{1}{2} \rightarrow s = -\frac{1}{2}$), либо магнитного (m) квантового числа, отвечающего за ориентацию гибризированной (sp -, sd - или pd -) орбитали связи валентного электрона атома информативного элемента (Ca, Mg) с одним из радикалов (CO_2^{2-} , OH^- и др.) при формировании кристаллической структуры минералов в условиях окислительного ($Eh > 0$), или восстановительного ($Eh < 0$) эпигенеза.

На примере изменения интенсивности аналитической линии CaI 272,16 нм (квантовый переход $4sp-s$) по закономерностям эффекта Штарка при одном и том же содержании кальция в пробах установлено, что формирование карбонатов кальция может происходить в щелочной ($pH \geq 7,0$) среде в условиях: а) наведенной поляризации — преобладание электрического вектора (E) (при $m=0$; $s=1/2$) и вертикальной (\uparrow) ориентации гибризированной орбитали связи CaO — CO_2 ; б) нормального теплового поля — преобладание магнитного вектора (H) (при $m=1$) и горизонтальной ориентации гибризированной орбитали связи при значении спина $s = 1/2$; в) измененного магнитного момента, связанного, по геофизическим данным, с изменением магнитной восприимчивости. По спектроскопическим данным этот эффект может быть связан с изменением значения спина валентного электрона атома кальция на $s = -1/2$ в условиях сравнительно повышенного теплового поля (правило Хунда) [3].

Следовательно, ориентировочные концентрации (C_{op}) кальция, полученные спектральным методом, могут быть далеки от истинных. Поэтому вычисляют отношение $C_{ист}/C_{op}$, названное «коэффициентом генетической информации» (КГИ). Его величина меняется квантометрически, и для минералов, сформировавшихся в окислительных ($Eh > 0$) условиях среды, может принимать значения 0,5; 0,67; 1,0 соответственно для поляризованных (\uparrow), нормальных и высокотемпературных кристаллов. В восстановительных ($Eh < 0$) условиях среды для поляризованных, нормальных и кристаллов с измененной магнитной восприимчивостью значения КГИ меняются, соответственно, как 0,17; 0,22; 0,33. Ориентировочную концентрацию кальция для проб с величиной потери при прокаливании (ППП) $4,0 \leq PPP \leq 9,9$ % определяют по аналитической линии CaI 300,68 нм, для проб с $PPP \geq 10$ % — по линии CaI 272,16 нм, появляющейся в спектре содержания CaO ≥ 10 %. По сочетанию значений КГИ и PPP в соответствии с установленными критериями судят о перспективности исследуемой площади.

Полученные значения КГИ в соответствии с точками отбора проб наносят на карту исследуемой площади; точки с близкими значениями КГИ соединяют изолиниями и выделяют соответственно продуктивную, непродуктивную зоны и зону водонефтяного контакта.

Таким образом, метод диагностики генезиса минералов дает возможность проследить изменение перекрывающих залежь пород, в том числе и поверхностных отложений, по изменению энергетического состояния элементов (как породообразующих, так и редких и рассеянных) в системе, выведенной из равновесия под воздействием тепловых, поляризационных, химических, биологических и других факторов, обеспечиваемых характером и интенсивностью миграционных процессов глубинных флюидов. Применение метода ДГМ позволило установить, что территория Куломбинского месторождения состоит из отдельных изолированных друг от друга литогеохимических объектов, каждый из которых подразделяется на пять основных зон, характеризующихся своими специфическими геохимическими показателями: а) центральный участок, часто приуроченный к сводам положительных неотектонических структур, — зона окварцевания и слабого вторичного Са-минералообразования; б) зона интенсивного формирования глинистых минералов и умеренного вторичного Са-минералообразования; в) зона активного вторичного карбонатообразования; г) зона предполагаемого ВНК с ее внутренними и внешними границами, которые соответствуют геохимическому и биогеохимическому барьерам; д) участки территории, не затронутые процессами вторичного минералообразования (поверхностные отложения не испытали воздействия углеводородных флюидов).

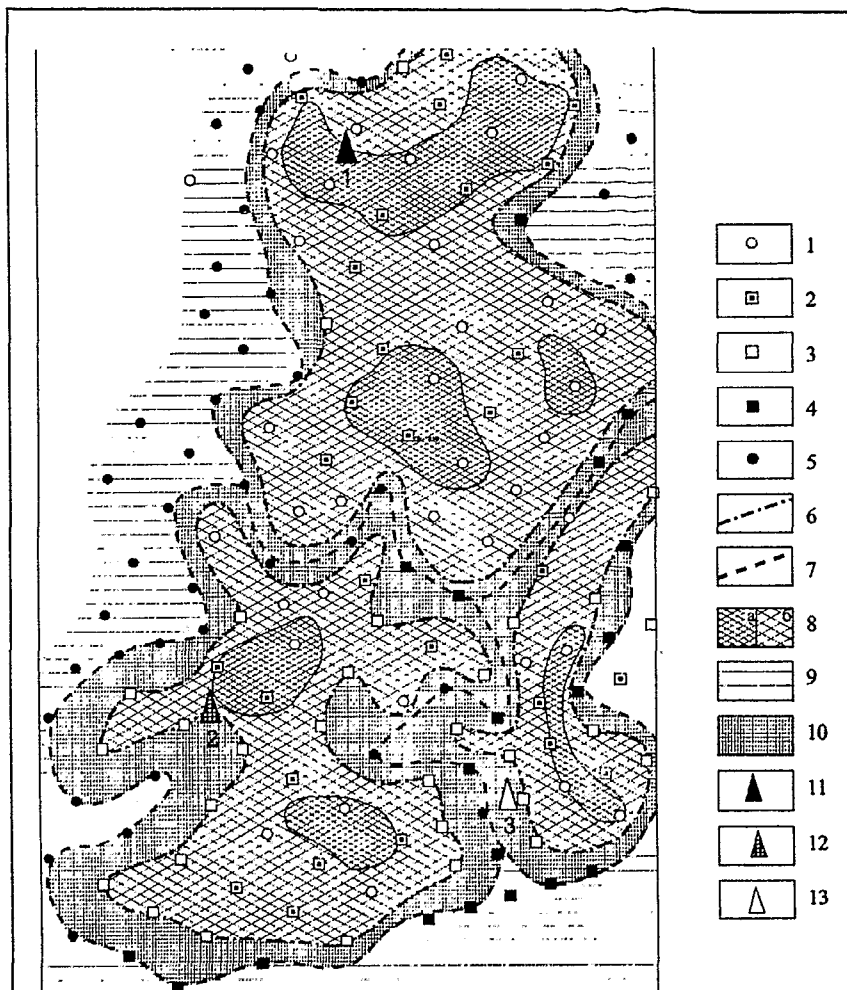
На рисунке приведен фрагмент верхнего геохимического поля одного из участков Куломбинского месторождения УВ. В качестве примера рассмотрим строение поверхностного газо- и литогеохимического поля на площади Нижнемадринской локальной структуры, выделенной по геолого-геоморфологическим признакам и морфометрическим построениям, на территории которой находится скв. 2 (К-8) с притоком воды. Анализируя распределение наиболее информативных в отношении поиска залежей углеводородов газовых компонентов, таких, как C_2H_6 , CH_4 и N_2 , по площади этой структуры и прилегающих к ней территорий можно установить, что непосредственно над центральными частями выделенного структурно-геоморфологического и геохимического объекта отмечаются пониженные концентрации углеводородных газов (C_2H_6 — 0,85...2,73 мг/кг, CH_4 — 1,27...5,01 мг/кг) и повышенные содержания азота (3,87...4,67 мг/кг). В районах же, расположенных близко к предполагаемой границе ВНК (в прибортовых частях локального поднятия), наблюдается обратная картина — повышенные абсолютные значения углеводородных компонентов (CH_4 — 29,97...47,68 мг/кг, C_2H_6 — 11,40...14,50 мг/кг) и пониженные концентрации азота (0,62...0,80 мг/кг). Наиболее четко установленная закономерность прослеживается вдоль южной, юго-западной и восточной границ структуры, где выделяется полукольцевая газогеохимическая аномалия по периферии поднятия. Несмотря на то, что концентрации углеводородных газов по контуру Нижнемадрин-

ской локальной антиклинальной структуры не превышают фоновые значения газовых показателей, установленные на территории южного блока Куломбинского месторождения (CH_4 — 48,057 мг/кг; C_2H_6 — 24,426 мг/кг), в контуре поднятия они на полтора-два порядка ниже средних концентраций, характерных для всей площади. Это свидетельствует (по аналогии с Юрубченским месторождением и другими эталонными площадями, где проводили геохимические исследования) о наличии на глубине литологической ловушки, над которой в поверхностном газогеохимическом поле фиксируются пониженные значения углеводородных газовых показателей в контуре предполагаемой залежи и повышенные концентрации углеводородных газов по ее периферии.

По данным ДГМ, в пределах наиболее возвышенного участка площади, соответствующего присводовой части локальной Нижнемадринской неотектонической структуры выделяется зона окремнения, в границах которой формируются вторичные кремнистые образования (опал, халцедон). При этом значения коэффициента генетической информации (КГИ), установленные в процессе анализа, для кремния (K_{Si}) равны соответственно 1,33, и 0,8. В то же время КГИ для алюминия ($K_{\text{Al}} = 0,8; 0,67$) могут свидетельствовать о разрушении структуры первичных полевых шпатов, как кальциевых, так и натриевых.

Характерной особенностью следующей зоны, широким кольцом охватывающей предыдущую, является постепенное увеличение доли глинистых минералов (иллит, смешанослойный иллит-монтмориллонит, хлорит) и карбонатных минералов в подпочвенных отложениях участка на фоне ослабления процессов формирования вторичных кремнистых образований. Внутри этой зоны устанавливаются следующие значения коэффициентов генетической информации для породообразующих элементов: КГИ для алюминия — $K_{\text{Al}} = 1,33$, КГИ для калия — $K_{\text{K}} = 1,8$ — показатель интенсивного формирования калиевых глинистых минералов. КГИ для линии кальция 272,16 нм ($K_{\text{Ca}} = 0,17$) — показатель умеренного вторичного карбонатообразования в геохимической системе под воздействием УВ и сопутствующих газов (в том числе CO_2).

Третья зона, узкой полосой окаймляющая две предыдущие, — зона интенсивного формирования вторичных минералов кальцита и доломита. Для указан-



Фрагмент поверхностного геохимического поля Куломбинского нефтегазоносного участка:

точки отбора проб в зонах с изменением пород вторичными процессами под влиянием УВ и сопутствующих газов: 1 — слабого карбонатообразования (КГИ для CaI 300,68 нм = 0,11...0,22) в условиях стрессового состояния системы, 2 — умеренного карбонатообразования (КГИ для CaI 272,16 нм = 0,22) в условиях слабого теплового поля, 3 — интенсивного карбонатообразования (КГИ для CaI 272,16 нм = 0,33) в условиях спин-спинового ($s = -1/2$) взаимодействия; точки отбора проб в зонах отсутствия залежи: 4 — с интенсивным карбонатообразованием в условиях бактерицидного окисления (КГИ для CaI 272,16 нм = 0,5) и подтока углекислого газа на границе залежи, 5 — с отсутствием вторичных процессов изменения пород (КГИ для CaI 300,6 нм = 0,67...1,0; линии границ залежи: 6 — внутренней (геохимический барьер), 7 — внешней (биохимический барьер); зоны, обусловленные значениями ГКИ для кальция: 8 — восстановительного эпигенеза в контуре залежи (в результате: а — стрессового состояния системы, б — умеренного теплового поля), 9 — окислительного эпигенеза, 10 — зона предполагаемого ВНК по геохимическим данным; пробуренные скважины: 11 — продуктивная нефтяная, 12 — с притоком воды, 13 — без притока

ных отложений наиболее значимым геохимическим показателем является КГИ для линии кальция 272,16 нм ($K_{\text{Ca}} = 0,33$) — показатель интенсивного карбонатообразования в условиях подтока углеводородных и неуглеводородных газов и несколько повышенных положительных значений геотермического поля. Зона в целом характеризуется почти полным отсутствием вторичных кремнистых образований и глинистых минералов (КГИ для натрия ($K_{\text{Na}} = 0,125; 0,083; 0,062$) — показатель нахождения Na в структуре вторичных карбонатов, КГИ для алюминия ($K_{\text{Al}} = 1$) — показатель нахождения Al в составе полевых шпа-

тов, КГИ для калия ($K_K = 1$) — показатель нахождения К в кристаллической решетке калиевых полевых шпатов, КГИ для кремния ($K_{Si} = 1$) — показатель нахождения Si в структуре полевых шпатов.

И наконец, выделяется зона предполагаемого водонефтяного контакта, внутренняя граница которой совпадает с внешней границей зоны вторичной цементации пород карбонатными минералами — так называемым геохимическим барьером. Вдоль внешней границы зоны КГИ для линии кальция 300,6 нм, принимающего значения 1,5; 1,0; 0,5, свидетельствуют о нахождении кальция в структуре Са-плагиоклазов, испытывающих либо воздействие повышенной температуры, либо повышенного давления. Обычное состояние Са в Са-плагиоклазе характеризуется $K_{Ca} = 1$. Это может быть показателем того, что система находится в условиях окислительного диagenеза и не подвергалась сколько-нибудь значительному воздействию УВГ. В свою очередь, КГИ для линии кальция 272,16 нм ($K_{Ca} = 0,5$) свидетельствует о формировании карбоната кальция в зоне бактериального окисления УВ (биогеохимический барьер).

Результаты литогеохимических исследований позволяют сделать следующий вывод: в приповерхностных породах рассматриваемого участка наблюдается зональное распределение продуктов вторичного минералообразования (а также комплексного состава и концентраций породообразующих элементов), которое обусловлено эффектами наложенной поляризации, появившейся вследствие стрессового состояния системы, и связано с изменениями Eh и pH среды, возникшими в результате воздействия вертикального потока флюидов (содержащих углеводородные и неуглеводородные газы) на приповерхностные отложения.

Для локального прогноза большое значение имеет сопоставление данных о строении комплексов пород, которые содержат залежи нефти и газа (литогеохимических ловушек), с данными о строении пород верхней геохимической зоны. В тех районах Западной и Восточной Сибири, где подробно изучали распределение минерального состава, а также закономерности изменения физических свойств пород (по разрезу и простиранию), содержащих залежи углеводородов, было установлено, что распределение вещественного состава, пористости, проницаемости и других свойств пород носит зональный характер [4, 5]. Невыдержанность по простиранию минерального состава пластов обеспечивается постепенным переходом песчаного материала (расположенного в центральных частях структурно-литогеохимических ловушек) в глинистые массы, которые в свою очередь в периферийных частях цементируются карбонатным материалом, образуя на пограничных участках ловушек зоны выклинивания коллекторов. При этом пористость пород изменяется синхронно зональному изменению литогеохимического состава ловушек, т. е. постепенно уменьшается от центральных участков к зоне вторичной цемента-

ции пород карбонатными минералами (кальцитом и доломитом).

Таким образом, если учитывать, что поверхностное литогеохимическое поле также имеет зональное строение, аналогичное строению литологических ловушек (в центральной части поля фиксируется зона возникновения кремнистых образований, которые постепенно по простиранию замещаются глинами, формирующими зону вторичной глинизации, затем постепенное повышение концентраций карбонатных минералов формирует зону образования вторичного кальцита и доломита и т. д.), то можно сделать достаточно обоснованное предположение, что поверхностное литогеохимическое поле отражает сложное зональное строение, размеры и степень кольматации ловушки. Другими словами, при наложении в плане контуров неотектонического поднятия, границ газогеохимической аномалии и размеров выделенных зон поверхностного литогеохимического поля можно не только проектировать на глубину вероятную залежь углеводородов, но и устанавливать ее возможные размеры.

Возвращаясь к местоположению скв. 2 (К-8), можно сказать, что с позиции геохимических оценок эта скважина расположена неудачно, так как попадает в предполагаемую зону вторичной цементации пород ловушки карбонатными минералами (подтверждаемую зоной формирования кальцита и доломита на территории поверхностного литогеохимического поля). В более выгодных условиях находится продуктивная нефтяная скв. 1 (Ur-102), расположенная на северо-востоке изучаемой территории, так как попадает в зону формирования вторичных кремнистых образований предполагаемой ловушки.

Не всегда в верхнем геохимическом поле наблюдается полный набор перечисленных выше закономерно меняющихся зон. Именно такая ситуация возникла при изучении литогеохимического поля Собинского месторождения. Отличительной особенностью подпочвенных отложений месторождения являются повышенные значения ППП (потери при прокаливании) при чрезвычайно слабо протекающих процессах вторичного, в том числе карбонатного, минералообразования. О последнем свидетельствует отсутствие в спектрах подпочвенных отложений линии CaI 272,16 нм, обычно появляющейся при концентрации $CaO \geq 10\%$. Данные химического анализа также свидетельствуют о том, что в подпочвенных отложениях Собинского месторождения концентрация CaO не превышает 10 %.

Как показали исследования, влажность породы резко меняет ее сорбционные свойства, в результате чего все процессы вторичного минералообразования ослабевают. При этом КГИ для всех (кроме Са и Mg) породообразующих элементов сохраняет значения, характерные для минеральных образований, формирующихся в условиях окислительного эпигенеза. По данным рентгено-структурного анализа минеральный состав подпочвенных отложений Собинского месторождения УВ в контуре залежи представлен плагиок-

лазом, калиевым полевым шпатом, кварцем, в меньшей степени слюдой, каолинитом, хлоритом. Имеются в составе этих отложений небольшие количества монтмориллонита и смешанослойных глинистых минералов. На границе предполагаемого ВНК, кроме плагиоклаза и кварца как основных компонентов фазового состава, возрастает количество смектитов, в основном монтмориллонита с переменным количеством воды, как типичного минерала гидролиза алюмосиликатов. В этих же условиях формируется цеолит (каркасный алюмосиликат, обладающий полостями, занятыми крупными ионами и молекулами воды). Вероятно, некоторая "обводненность" этого типа осадков связана с формированием содержащих воду минералов. Обнаружены также следы хлорита, сидерита и кальцита. Наличие указанного фазового состава отложений связано с тем, что породы основного магматизма, типичным минералом которых является Са-плагиоклаз, неравномерно и недостаточно изменены вторичными процессами под воздействием подтока глубинных флюидов, содержащих углеводородные газы и CO_2 . Об этом свидетельствует отсутствие в спектре пород линии CaI 272,16 нм, появляющейся при процессах умеренного и интенсивного карбонатообразования, как это имело место на ранее изученных месторождениях Байкитской антеклизы.

Тем не менее методом ДГМ с помощью коэффициента генетической информации (КГИ для линии CaI 300,68 нм) на территории Собинского нефтегазоконденсатного месторождения обнаружено воздействие вертикально мигрирующих УВ и сопутствующих газов, приводящее к следующей последовательности вторичных процессов в условиях восстановительного эпигенеза:

1) разрушение Са-плагиоклазов и процесс слабого Са-минералообразования в контуре залежи; 2) слабое формирование карбоната кальция на геохимическом и биогеохимическом барьерах в одинаково щелочных, но разных окислительно-восстановительных условиях среды, контролируемых подтоком углеводородных и сопутствующих газов.

Границы литогеохимических аномалий на территории Собинского месторождения были установлены по значениям коэффициента генетической информации для аналитической линии CaI 300,68 нм. Критерием для выделения аномальных литогеохимических полей в пределах Катангской седловины следует признать квантометрически меняющиеся значения $K_{\text{Ca}} = 0,17; 0,22; 0,33 + 0,05$, характеризующие наличие слабого вторичного Са-минералообразования в условиях щелочно-восстановительного эпигенеза и отсутствие этого процесса в окислительных условиях при

значениях $K_{\text{Ca}} > 0,5$ (0,67; 1,0; 1,5), определяющих границы локальных перспективных объектов. Именно в пределах территорий с подобными параметрами поверхностного литогеохимического поля расположены продуктивные скважины с высокими (по меркам этого месторождения) дебитами нефти и газа (скв. 12, 18, 21, 22).

В заключение анализа особенностей геохимических полей, связанных с залежами углеводородов, следует сказать, что закономерное зональное распределение вторичных минералов верхней геохимической зоны, обусловленное воздействием глубинных флюидов на приповерхностные отложения, позволяет проектировать на глубину зоны, благоприятные для обнаружения залежей углеводородов (участки формирования в поверхностных отложениях опала, халцедона и интенсивного образования глинистых минералов), что способствует достаточно обоснованному локальному прогнозу и выделению наиболее перспективных участков в пределах исследуемых площадей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. 2176407 РФ, Кл. G 01 V 9/00. Способ прямых геохимических поисков залежей углеводородов / Л.Д. Малюшко, А.И. Ларичев, Ю.И. Коробов и др. // БИ. — 2001. — № 33.
2. Петрофизика: Учеб. для вузов / Под ред. Г.С. Вахромеева. — Томск: Изд. Томского ун-та, 1997. — С. 399.
3. Пат. 1163302 СССР, Кл. G 01 V 9/00. Способ определения генезиса карбонатных пород. Л.Д. Малюшко. // БИ. — 1985. — № 23.
4. Муромцев В.С., Журавлева А.В. Методика построения геолого-геофизической модели песчаных тел — ловушек нефти и газа и ее использование для прогноза пород-коллекторов на неразбуренных территориях // Развитие теории и методики создания геолого-петрофизических моделей нефтегазоносных объектов различного генезиса с целью локального прогноза: Сб. науч. тр. — Л.: ВНИГРИ, 1990. — С. 7—29.
5. Неуймина Л.Д., Петрова Г.В. Литолого-петрофизическая характеристика модели нефтегазоносных объектов, образованных турбидитными потоками (на примере Приобского месторождения Западной Сибири) // Развитие теории и методики создания геолого-петрофизических моделей нефтегазоносных объектов различного генезиса с целью локального прогноза: Сб. науч. тр. — Л.: ВНИГРИ, 1990. — С. 42—48.