

УДК 550.8.053: 550.84.094.2

## ОСОБЕННОСТИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАГНИТОРАЗВЕДОЧНЫХ И ЛИТОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (НА ПРИМЕРЕ ИМБИНСКОЙ ГАЗОНОСНОЙ ПЛОЩАДИ)

**Соболев Игорь Станиславович,**

канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры геоэкологии и геохимии Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E mail: geolsob@yandex.ru

**Бредихин Николай Петрович,**

аспирант кафедры геоэкологии и геохимии Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E mail: bnp1991@mail.ru

**Меркулов Виталий Павлович,**

канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры проектирования объектов нефтегазового комплекса Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E mail: merkulovvp@hw.tpu.ru

**Орехов Александр Николаевич,**

канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизики Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: orekhovan@mail.tomsknet.ru

*Актуальность исследования обусловлена необходимостью разработки эффективных способов обработки и подходов к интерпретации магнитометрических и литохимических данных при поисках залежей углеводородов в геологических условиях Сибирской платформы. Одной из особенностей геологического разреза Сибирской платформы является широкое развитие продуктов позднепермско-триасового базальтового магматизма. На фоне осадочных образований эффузивные покровы и интрузивные тела основного состава выделяются резкими отличиями магнитных свойств и уровней накопления ряда химических элементов. В целом для областей эпигенетического влияния углеводородных залежей характерна невысокая контрастность изменений содержания химических элементов и магнитных характеристик осадочной толщи. Породы трапповой формации вносят существенный вклад в флуктуацию магнитного и геохимического поля и формируют собственные аномалии, мешающие выделению и идентификации магнитных и литохимических неоднородностей, связанных со скоплениями нефти и газа. Поэтому применение выработанных на нефтегазоносных территориях с сугубо терригенным чехлом процедур обработки магнитных и литохимических данных требует внесения изменений, направленных на разделение аномалий эпигенетического и магматического генезиса.*

**Цель работы:** создание алгоритма обработки магнитометрических и литохимических данных для выделения областей эпигенетического влияния углеводородных скоплений в условиях широкого развития продуктов позднепермско-триасового магматизма Сибирской платформы.

**Методы исследования.** Использовались результаты высокоточной магнитной съемки и литохимического опробования приповерхностных отложений на Имбинской газоносной площади Ангарской зоны складок.

**Результаты.** Разработаны специальные процедуры при применении полосовой фильтрации магнитометрических данных по методу Саксова–Нигарда и дифференциации литохимического поля с помощью показателей дисперсии и вариации геохимического спектра, направленные на идентификацию аномальных отклонений, обусловленных влиянием тел долеритов.

### **Ключевые слова:**

Магнитная съемка, литохимические пробы, трапповый магматизм, углеводородные залежи, полосовая фильтрация, геохимический спектр.

### **Введение**

Процессы вторичных минералого-геохимических изменений экзогенных пород, происходящих в результате воздействия углеводородных компонентов, продуктов их окисления и бактериального разложения, давно вызывают практический интерес в качестве косвенных поисковых признаков скоплений нефти и газа [1–3]. Эпигенетическое изменение физико-химических параметров среды, а также связанные с ним диагенетическое минералообразование и перераспределение химических элементов являются объектами изучения при реализации группы так называемых «полупрямых»

геохимических и геофизических методов поисков углеводородных месторождений [4–7].

Обсуждаемые в статье магнитометрические и литохимические исследования при поисках нефти и газа ориентированы на обнаружение в верхней части разреза аномалий, связанных с эпигенетическими процессами формирования железистых, титанистых, хлоридных, гипсовых, глинистых, карбонатных, силикатных, сульфидных новообразований, миграции и осаднении химических элементов и их соединений.

Аномальные отклонения в содержании химических элементов и развитие вторичной минера-

лизации объясняются специфическими физико-химическими параметрами среды в границах столба измененных пород над скоплениями углеводородов [5, 6, 8–10]. Высокие флюидоупорные свойства покрышек нефтегазовых ловушек и наличие субвертикальных зон повышенной проницаемости, связанных с процессами пластической деформации на крыльях антиклинальных складок и других структурных осложнений, обуславливает преобладание диффузионного или инфильтрационного механизмов массопереноса вещества. В контуре нефтегазоносности, где доминируют процессы диффузии, в приповерхностных горизонтах окислению подвергается в основном достигающий их метан и его газообразные гомологи. Главными продуктами реакции окисления являются  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . В области водоуглеводородного контакта, по сопряженным с ним зонам повышенной проницаемости, активны фильтрационные процессы миграции углеводородных и других соединений. В этих условиях дневной поверхности достигают более сложные углеводородные компоненты, усиливающие восстановительную обстановку за счет высвобождения при их расщеплении радикала  $(\text{OH})^-$  и образования  $\text{H}_2\text{S}$  в результате восстановления сульфатов десульфидирующими бактериями. Таким образом, в различных частях проекции залежей углеводородов в приповерхностных горизонтах происходит дифференциация геохимического поля по интенсивности миграционного потока и его составу. Как следствие, это отражается на кислотно-щелочных и окислительно-восстановительных параметрах среды, которые во многом определяют особенности вторичного преобразования осадочных пород. Согласно опубликованным данным в приповерхностных условиях проекция контура нефтегазоносности происходит аномальное отклонение рН и Eh, но для разных объектов приводятся противоположные данные об увеличении кислотности или щелочности, росте или снижении значений окислительно-восстановительного потенциала [5, 6, 11–16]. Направление изменений кислотно-щелочного и окислительно-восстановительного показателя в значительной мере связано с активностью деятельности микроорганизмов, содержанием гумуса и литологических особенностей пород верхней части разреза [10, 11, 14, 15]. Однако, по всей видимости, для процессов эпигенетического минералообразования и перераспределения химических элементов в зонах влияния водоуглеводородных контактов в первую очередь важно наличие контрастного рН-Eh градиента [14].

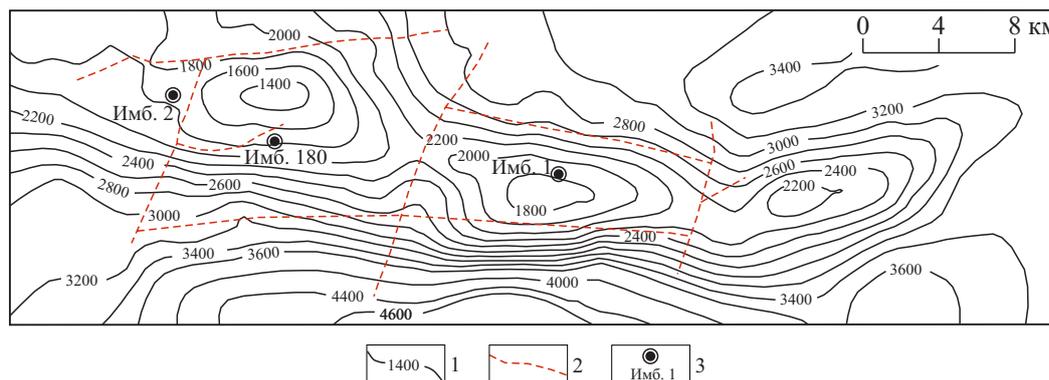
Генезис магнитных аномалий в области внедрения миграционного потока из залежи углеводородов связывают с реакциями, протекающими при участии сероводорода и уголекислоты, в результате которых, в зависимости от их количества, за счет окислов и гидроокислов железа терригенных образований в приповерхностной зоне над залежами могут возникать железистые минералы со слабы-

ми (гематит, гетит, сидерит) и сильными (магнетит, пирротин, грейгит, маггемит) магнитными свойствами, а также немагнитный пирит [9, 17–20]. Существенную роль в формировании магнитных минералов играют поглощающие углеводороды бактерии [21, 22]. В результате происходит как относительное увеличение, так и уменьшение магнитной восприимчивости осадочных пород с возникновением повышенной неоднородности высокочастотной составляющей аномального магнитного поля (так называемые микромагнитные аномалии) [4, 16, 23–32]. Кроме того, как правило, наблюдается характерная волнообразная аномалия магнитного поля с относительным понижением над залежью на 10–15 нТл, обусловленная общим понижением магнитных свойств в надзалежном пространстве за счет восстановительной обстановки.

Кроме железистых минералов, в результате изменений физико-химических параметров среды и биохимической деятельности микроорганизмов над скоплениями нефти и газа происходит вторичная карбонатизация, окремнение, сульфидизация, глинизация [1, 5, 6, 14, 33–38]. Метасоматические изменения пород, в свою очередь, сопровождаются перераспределением макро- и микроэлементов.

В литературе приводится информация о том, что над углеводородными скоплениями в приповерхностном горизонте в различных формах нахождения могут возникать аномалии Ca, Mg, Na, Al, Fe, Mn, Si [5, 6, 14, 36], V, Cr, Ni, Co, Zn, Cu, Mo, Pb, Ti [5, 6, 10, 38–47] Hg [41, 46, 48] Sr, Ba [42, 43, 49], Cl, Br, J [10, 11, 46, 50, 51], As, Cd, Se [46], Ba, Ce [6]. Обширные по фактическому и теоретическому материалу исследования касаются использования естественных радионуклидов как индикаторов нефтегазоносности, которые в данной статье не обсуждаются. Весьма широкий спектр химических элементов, образующих над скоплениями нефти и газа аномалии, по всей видимости, обусловлен их различной подвижностью, в том числе в зависимости от геологического строения территории, ее климатической принадлежности, ландшафтно-геохимических особенностей.

Во время проведения исследований Имбинская газоносная площадь представляла для авторов статьи особый интерес с точки зрения адаптации методики обработки и интерпретации магнитных и литохимических данных к условиям Сибирской платформы. В отличие от геологического разреза Западно-Сибирской плиты, дополнительным затрудняющим выделение эпигенетических аномалий фактором явились силлы долеритов, залегающие на различных стратиграфических уровнях, вплоть до выхода на дневную поверхность. Это потребовало применения специальных процедур обработки магнитного и геохимического полей с целью снижения влияния этих магнитовозмущающих и контрастно выделяющихся по содержанию ряда химических элементов магматических образований.



**Рис. 1.** Структурная карта по отражающему горизонту Б (по ООО «Богучанская геофизическая экспедиция», 2009): 1) изогипсы кровли тэтэрской свиты ( $\epsilon, tt$ , м); 2) тектонические нарушения; 3) скважины

**Fig. 1.** Structural map of the reflecting horizon B (by the «Boguchanskaya geophysical expedition», 2009); 1) teterskaya strata top contour line ( $\epsilon, tt$ , m); 2) tectonic disturbances; 3) wells

### Краткое описание геологического строения Имбинской газоносной площади

Территориально Имбинская газоносная площадь расположена в бассейне нижнего течения р. Ангары, в 10 км северо-восточнее районного центра пос. Богучаны Красноярского края. В структурно-тектоническом отношении площадь исследований охватывает Имбинское поднятие, являющееся одной из локальных структур Ангарской зоны складок. По отражающему горизонту Б (кровля тэтэрской свиты) поднятие представляет собой вытянутую в широтном направлении антиклинальную складку размерами  $52 \times 7$  км с амплитудой 1290 м и площадью  $296 \text{ км}^2$  (рис. 1).

В строении геологического разреза, вскрытого тремя скважинами на максимальную глубину 3011 м, выделяют два структурных яруса, соответствующих формированию фундамента и осадочного чехла и разделенных существенным стратиграфическим несогласием. Нижний структурный ярус охватывает объем архей – протерозойских пород, входящих в состав фундамента, а верхний включает платформенные образования от рифея (верхний протерозой) до современных осадочных образований (табл. 1).

Серией поперечных разломов Имбинское поднятие разбито на четыре блока, ступеневато поднимающихся в северо-западном направлении. Неодинаковая амплитуда вертикальных тектонических движений различных сегментов отчетливо прослеживается в изменениях глубин границ свит по скважинам (табл. 1) и особенностями стратиграфии выходящих на дневную поверхность отложений (рис. 2).

Продукты триасового магматизма локализованы на двух уровнях. Первый связан с отложениями усольской свиты, второй охватывает верхнюю часть разреза. Фиксируется резкое увеличение мощности силлов с 74 м (крайняя восточная скв. Имб-1) до 153 м (центральная скв. Имб-180) и далее на запад до 332 м (скв. Имб-2) в сторону границы выклинивания. В этом же направлении установлен и подъем горизонтов вмещающих пород на

119 м в подтрапповой и на 394 м в надтрапповой толще. Более контрастный подъем надтрапповой толщи практически полностью обусловлен увеличением мощности интрузии [52]. Участки распространения тел долеритов в верхней части разреза контрастно выражены положительными формами рельефа местности и трассируются единичными скальными выходами.

В Ангарской зоне складок выделяется снизу вверх четыре нефтегазоносных комплекса (НГК) [53]:

- прогнозируемый рифейский;
- вендский с продуктивными горизонтами в аleshинской, чистяковской и мошаконской свитах (табл. 1);
- верхневендско–нижнекембрийский с газоносными пластами собинской свиты;
- кембрийский с потенциальной продуктивностью бельской и ангарской свит.

В скважинах Имбинской площади притоки газа получены из отложений чистяковской, редколесной, катангской и собинской свит.

### Методика выполнения работ

Высокоточная магнитная съемка и литохимическое опробование проводилось по нерегулярной сети сейсморазведочных профилей и полевых дорог (рис. 3).

Магнитные измерения осуществлялись протонными магнитометрами МПП-203М шагом 25 м с одновременной регистрацией вариации магнитного поля.

Отбор литохимических проб проводился с помощью ручного бура с глубины 0,5–0,7 м. Шаг опробования составил 500–1000 м. Всего было отобрано 421 проба.

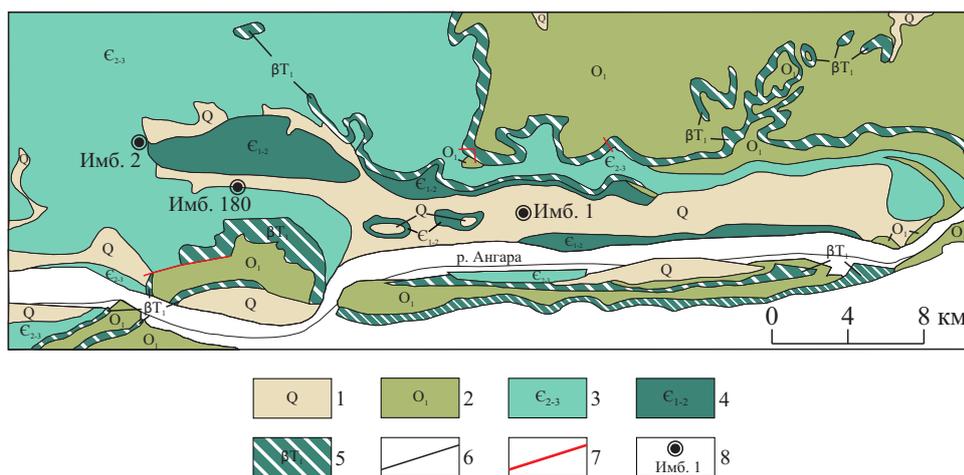
Литохимические пробы анализировались эмиссионным спектральным полуколичественным анализом (ЭСПА) с определением концентраций тридцати двух химических элементов.

Кроме того, на Имбинской площади выполнен комплекс наземных радиохимических исследований, главные результаты которых приведены в публикации [54].

**Таблица 1.** Генерализованная стратиграфическая колонка для Имбинской площади с разбивкой интервалов глубин залегания (м) стратиграфических подразделений по скважинам

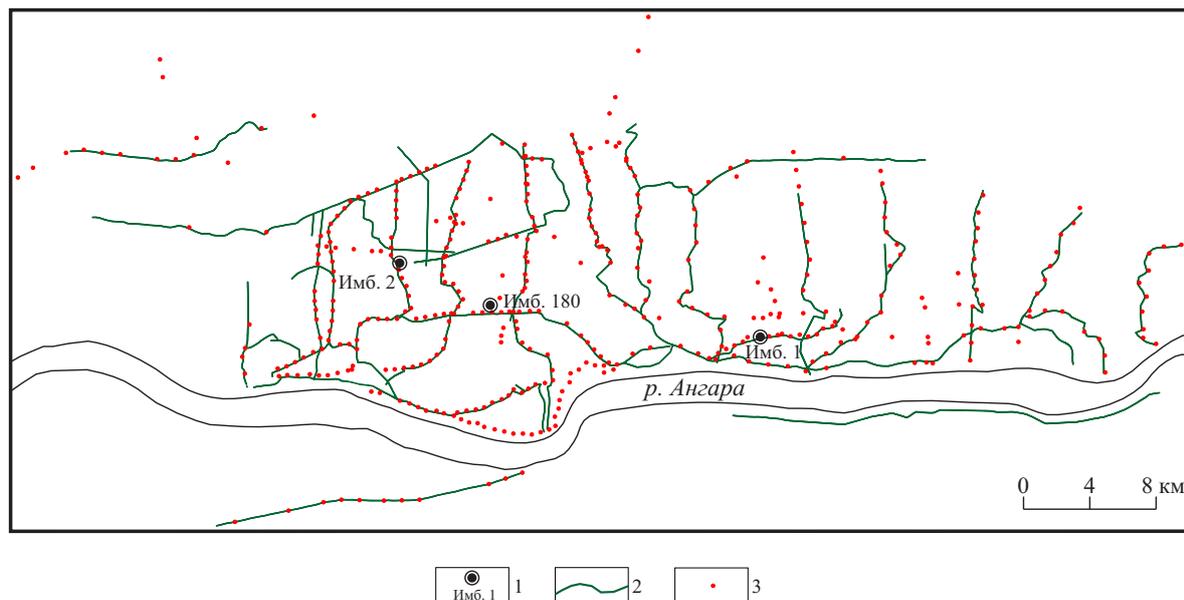
**Table 1.** Generalized stratigraphic column for Imbinsk area with well depth interval partition (m) of stratigraphic units

Система/System	Свита/Strata	Нефтегазоносный комплекс Oil-and-gas bearing complex	Скважины/Wells		
			Имб-180	Имб-1	Имб-2
Четвертичная Quaternary	–	–	–	0–18	–
Ордовикская Ordovician	Ийская (O <sub>1s</sub> )/Iiskaya	–	–	–	–
	Усть-кутская (O <sub>1uk</sub> )/Ust-kutskaya		–	–	–
Кембрийская Cambrian	Эвенкийская (Є <sub>2-3ev</sub> )/Evenskiyskaya	Кембрийский Cambrian	0–158	18–176	0–31
	Литвинцевская (Є <sub>2lit</sub> )/Letvintsevskaya		158–252	176–281	31–62
	Ангарская (Є <sub>1-2an</sub> )/Angarskaya		252–443	281–470	62–275
	Булайская (Є <sub>1bul</sub> )/Bulayskaya		443–516	470–545	275–336
	Бельская (Є <sub>1bls</sub> )/Belskaya		516–1006	545–1120	336–815
	Усольская (Є <sub>1us</sub> )/Usolskaya	Верхневендско – нижнекембрийский Upper Vendian – Low Cambrian	1006–1958	1120–1988	815–2005
Тэтэрская (Є <sub>1tt</sub> )/Teterskaya	1958–2032		1988–2068	2005–2075	
Вендская Vendian	Собинская (Vsb)/Sobinskaya	Вендский Vendian	2032–2202	2068–2172	2075–2241
	Катангская (Vktg)/Katangskaya		2202–2382	–	2241–2411
	Редколесная (Vrd)/Redkolesnaya		2382–2422	–	2411–2453
	Мошаконская (Vms)/Moshakovskaya		2422–2486	–	2453–2526
	Чистяковская (Vcs)/Chistyakovskaya		2486–2598	–	2526–2632
	Алешинская (Val)/Aleshinskaya		2598–2894	–	2632–2752
Рифейская Riphean	Джурская (R <sub>3</sub> )/Dzhurskaya	Рифейский Riphean	2894–2990	–	2752–2858
	Красногорская (R <sub>3</sub> )/Krasnogorskaya		2990–3011	–	2858–3006
Ангарский комплекс (βT <sub>1</sub> )/Angara complex Слабодифференцированные интрузии, силлы, неправильные тела долеритов Poorly differentiated intrusions, sills, irregular dolerites bodies					
Верхняя часть разреза/Upper part of the section			Имб-180	Имб-1	Имб-2
0–185			1632–1785	1743–1859	1560–1835



**Рис. 2.** Геологическая карта (по А.Е. Березий и Г.Ф. Борзенко, 1967): 1) четвертичная система; 2) нижний ордовик в составе ийской и усть-кутской свит; 3) средний–верхний кембрий в составе эвенкийской свиты; 4) нижний–средний кембрий в составе ангарской свиты; 5) Ангарский комплекс: слабодифференцированные интрузии, силлы, неправильные тела долеритов; 6) геологические границы; 7) тектонические нарушения; 8) скважины

**Fig. 2.** Geological map (by A.E. Bereziy, G.F. Borzenko, 1967): 1) quaternary system; 2) lower ordovician in Iiskaya and Ust-kutskaya strata; 3) middle–upper Cambrian in Evinkiyskaya strata; 4) lower–middle Cambrian in Angarskaya strata; 5) Angara complex: poorly differentiated intrusions, sills, irregular dolerite bodies; 6) geological boundaries; 7) tectonic disturbances; 8) wells



**Рис. 3.** Карта с положением профилей магнитной съемки и точек литохимического опробования: 1) скважины; 2) профили магнитной съемки; 3) точки отбора литохимических проб

**Fig. 3.** Map with the position of magnetic survey profiles and points of lithochemical sampling: 1) wells; 2) magnetic survey profiles; 3) lithochemical sampling points

#### Литохимические исследования

Обработка и интерпретация литохимических данных при выделении эпигенетических аномалий, обусловленных влиянием скоплений нефти и газа, предполагает решение постоянной группы задач, связанных с существенным влиянием мешающих природных факторов.

Известна связь уровней накопления большинства химических элементов с гранулометрическим составом осадочных отложений, которая выражается в их преимущественном накоплении в пелитовом веществе по сравнению с псаммитовым [55]. Эта закономерность также правомерна для терригенных образований Имбинской площади. На дневной поверхности территории съемки обнажаются отложения кембрийской, ордовикской и четвертичных систем, принадлежащие различным плитным структурным подъярусам. Геодинамические обстановки осадконакопления сказываются на степени гомогенизации осадочного материала, определяют его источники и направления сноса, что также влияет на минеральный состав и уровни накопления химических элементов. Весьма ярко на фоне геохимических характеристик терригенных отложений верхней части разреза по содержанию группы химических элементов выделяются участки, где почвообразующими породами являются интрузии основного состава (рис. 4). Учитывая то, что в таких местах высокие концентрации характерны и для компонентов, способных выступать индикаторами залежей углеводородов, при математической обработке этому моменту уделялось особое внимание. В частности, принадлежность проб к областям развития коры выветривания по телам долеритов идентифицировалась с

привлечением геологической (геологические границы тел долеритов) и топографической (повышенные формы рельефа) карт, а также данных гамма-радиометрии ( $M\bar{D} \leq 6$  мкР/ч).

Существенные отклонения средних содержания ряда элементов, связанные с литолого-стратиграфическим фактором, учитывались путем перехода к коэффициентам концентрации химических элементов, рассчитанных внутри выборочных совокупностей, сформированных по этому признаку.

Во вводной части данной статьи обращалось внимание на то, что у различных авторов указывается на способность порядка двадцати химических элементов формировать аномалии в областях эпигенетического воздействия скоплений нефти и газа. При этом спектр элементов-индикаторов непостоянен для разных континентов и ландшафтных обстановок значительно удаленных друг от друга территорий. Поэтому при литохимических поисках нефти и газа, учитывая вариативность геохимических причин возникновения аномалий, всегда существует проблема выбора наиболее информативных элементов и расчетных показателей, указывающих на наличие углеводородных залежей.

В условиях, когда перечень элементов-индикаторов поискового объекта достаточно четко не определен, нами часто используются показатели дисперсии (ДГС) и вариации геохимического спектра (ВГС) проанализированных элементов [56]:

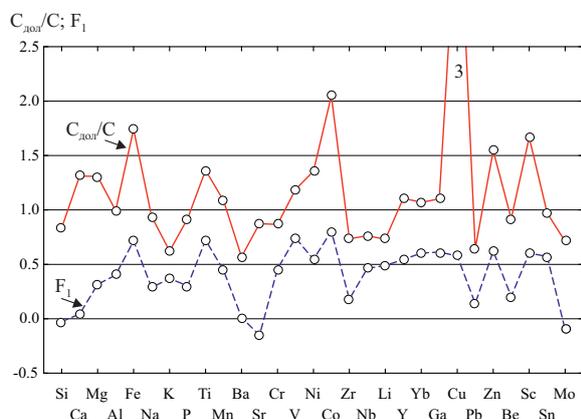
$$ДГС = \frac{\sum (kk_i - 1)^2}{N - 1};$$

$$ВГС = \frac{\sqrt{ДГС_{(1)}}}{kk} \cdot 100 \%,$$

где  $kk_i$  – коэффициент концентрации  $i$ -элемента в геологических образованиях; – средняя величина коэффициентов концентрации элементов в данных образованиях;  $N$  – количество проанализированных элементов.

Заложенный в расчет этих показателей эффект аккумуляции отклонений содержаний всех проанализированных химических элементов от фонового уровня индивидуально для каждой пробы делает их весьма эффективным инструментом выявления слабо проявленных литохимических аномалий.

Однако, в случае многовариантности причин возникновения сопоставимых по амплитуде аномалий химических элементов, выявленные литохимические неоднородности требуют дополнительного анализа. Хорошим примером подобной ситуации является геохимическое поле Имбинской площади. В частности, математический анализ массива литохимических данных методом главных компонент показал, что значимую нагрузку (нагрузка  $\geq 0,7$ ) оказывает только первый фактор, а коррелирующие с ним элементы включают в свой спектр и те, которые концентрируются в долеритах (рис. 4). То есть, даже после ввода (принятия) поправок на литолого-стратиграфическую неоднородность горизонта опробования наибольший вклад в математически объясненную дисперсию геохимического поля вносят химические элементы, чьи повышенные концентрации в грунтах с высокой степенью вероятности будут определяться наличием интрузивных образований.



**Рис. 4.** Графики значений факторной нагрузки первого фактора ( $F_1$ ) и отношения среднего содержания химических элементов в литохимических пробах в местах выходов долеритов к их среднему содержанию в подпочвенных терригенных образованиях Имбинской площади ( $C_{\text{дол}}/C$ )

**Fig. 4.** Graphs of factor loading values of the first factor ( $F_1$ ) and the ratios of the average content of chemical elements in lithochemical samples in dolerite output points to the average content of the rest stratigraphic differences ( $C_{\text{дол}}/C$ )

Изучение особенностей концентрирования химических элементов в пробах, характеризующихся значениями показателя ВГС  $\geq 50$  %, позволило

выделить несколько специализированных групп (табл. 2).

**Таблица 2.** Геохимическая специализация литохимических проб (выборка с ВГС  $\geq 50$  %)

**Table 2.** Geochemical specialization of lithochemical samples (sampling with geochemical spectrum variation  $\geq 50$  %)

Номер группы Group number	Геохимический ряд, ранжированный по значениям коэффициентов концентрации ( $KK \geq 1,5$ ) Geochemical series ranked by concentration coefficient values ( $KK \geq 1,5$ )	Количество проб Sample amount
1	Ca (2,5); Li (2,0); Mg (1,9); K (1,5)	21
2	Cu (1,9); Ni (1,7); Ti (1,5); Co (1,5)	14
3	Ca (3,4); Cu (2,7); Sc (1,9); Mg (1,8); Li (1,8); Ni (1,6)	10
4	Cr (3,0); Zr (1,6)	2
5	Дефицит содержания большинства проанализированных элементов Deficiency of the content of the elements analyzed	6

Примечание: в скобках приведены средние значения коэффициента концентрации.

Note: average values of the concentration coefficient are given in brackets.

Первая группа, объединяющая литофильные щелочные и щелочноземельные металлы, за исключением кальция и магния, не проявляет склонность к увеличению уровней накопления в грунтах Имбинской площади на участках выхода тел долеритов. Калий и кальций входит в состав породообразующих минералов, относительный рост содержания которых в осадочных породах является характерным для областей эпигенетического влияния залежей нефти и газа [5, 6, 14, 36].

Вторая группа включает литофильные, халькофильные и сидерофильные элементы, высокие содержания которых характерны для местных интрузивных образований.

По особенностям геохимического спектра выделяется третья ассоциация смешанной специализации, представленная элементами первой и второй групп.

Появление двух единичных проб с высоким содержанием хрома и циркония видимо обусловлено наличием локальных геологических неоднородностей.

Высокие значения показателя ВГС для пятой группы связаны с относительно низкими значениями концентраций всех проанализированных элементов и характерны для существенно опесчаненных отложений в пределах отдельных возвышенных форм рельефа.

Особенности локализации проб с высокой вариацией геохимического спектра и их геохимическая специализация позволяют говорить, что аномальные изменения геохимического поля, связанные с залежами углеводородов, с наибольшей степенью вероятности проявляются в процессах концентрирования химических элементов первой

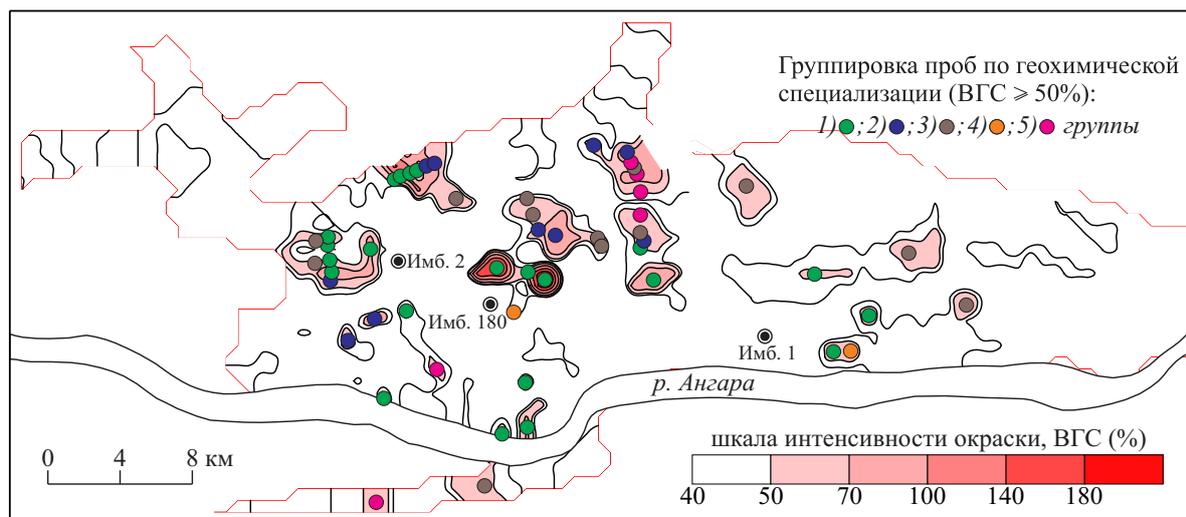


Рис. 5. План изолиний показателя вариации геохимического спектра

Fig. 5. Plan of isolines of geochemical spectrum variation index

группы. Аномалии этой группы располагаются по периферии области, близко совпадающей с положением антиклинальной структуры по отражающему горизонту Б, намечая контрастную субкольцевую аномалию в районе скважины Имп-2 (рис. 5). Участки высокой ВГС, сформированные пробами второй и третьей группы, проявляют тенденцию пространственной близости с выходящими на поверхность силами долеритов.

#### Магнитометрические исследования

Основная сложность применения магнитной съемки при поисках месторождений нефти и газа заключается в том, что вторичное образование минералов железа происходит в осадочном чехле, который оказывает существенно меньшее влияние на магнитное поле по сравнению с породами фундамента. На сегодняшний день большинство исследователей, занимающихся этим вопросом, склоняются к тому, что основную поисковую информацию несет высокочастотная составляющая магнитного поля, в большей мере отражающая пространственную дифференциацию слабоманитных свойств пород верхней части разреза [20, 23, 26, 32].

Разделение магнитного поля на составляющие пород фундамента и осадочного чехла в основном осуществляется способами полосовой фильтрации [23, 26, 27, 57, 58]. Так, в геологических условиях Западно-Сибирской плиты для выявления влияния пород фундамента на магнитное поле достаточно процедуры математического осреднения в скользящем окне с подобранными параметрами [26].

Особенностью Сибирской платформы является повсеместное наличие в осадочном разрезе тел продуктов магматизма основного состава, которые существенно влияют на показания магнитных данных. Из-за этого возникает необходимость исключения влияния на магнитное поле не только соста-

вляющей от фундамента, но и компоненты, связанной с телами интрузивов и эффузивов, локализованных на различных стратиграфических уровнях.

Поскольку магматические образования преимущественно залегают субгоризонтально, также целесообразно применять способы полосовой фильтрации.

Из-за различной мощности высокомагнитных интрузивных образований и их глубины залегания окно фильтрации должно изменяться в зависимости от этих параметров. Поэтому было принято решение расчет остаточного магнитного поля осуществить по способу, предложенному Свендом Саксовым и Куртом Нигардом [59]. Достоинством этого способа является возможность изменять окно осреднения по двум параметрам. По методу Саксова–Нигарда остаточное магнитное поле на точке профиля определяется как разность между средними значениями поля по двум концентрическим окружностям, центр которых находится в точке расчета, нормированная на разность двух радиусов:

$$F(\Delta T) = \frac{\Delta T(r_1) - \Delta T(r_2)}{r_1 - r_2},$$

где  $\Delta T(r_1)$ ,  $\Delta T(r_2)$  – среднее значение магнитного поля на окружностях радиусами  $r_1$  и  $r_2$ .

Осреднение по малой окружности радиуса  $r_2$  проводилось для того, чтобы на дальнейшие вычисления влияние случайной ошибки в центральной точке было минимальным. Радиус  $r_1$  выбирался в зависимости от глубины интересующего нас интервала. Оценка глубины локализации магматических образований проводилась нами по априорным геологическим данным. В работе [60] показано, что лучше всего, когда центр этого интервала соответствует глубине  $Z$  (в нашем случае центр интервала локализации интрузивов), равной

$$Z = r_1 + r_2.$$

Для разделения магнитного поля на частотные составляющие трансформанты магнитного поля были рассчитаны двумя способами.

Двумерный вариант метода Саксова–Нигарда применялся для выделения высокоамплитудных низкочастотных магнитных аномалий. Благодаря тому, что окно осреднения получалось большим во всех точках, это также позволило выделить низкочастотную составляющую пород фундамента. Высокочастотные микроаномалии магнитного поля в этом варианте расчета значительно затухают. При дальнейшем расчете стандартного отклонения остаточного магнитного поля области развития магматических пород характеризуются аномально высокими значениями трансформант.

Для выделения высокочастотных микроаномалий магнитного поля остаточное поле рассчитывалось как разность наблюдаемого и осредненного (окно осреднения 150 м (7 точек)) магнитных полей. Размер линейного окна осреднения позволил учитывать локальные компоненты магнитного поля, обусловленные верхней частью разреза. Но, как показывает анализ, вместе с этим сохранилось и влияние низкочастотных высокоамплитудных аномалий, вызванных сильномагнитными магматическими породами.

Оценка неоднородности разностного магнитного поля посредством расчета стандартного отклонения в скользящем окне продемонстрировала, что области высоких значений этого показателя создают пространственно локализованные аномалии, приуроченные как к участкам прогнозируемых эпигенетических изменений в верхней части разреза, так и к ранее выделенным аномалиям, отождествляемым с телами долеритов.

Чтобы разделить аномалии по их генезису из стандартного отклонения магнитного поля, рассчитанного вторым путем, было вычтено стандартное отклонение, рассчитанное по методу Саксова–Нигарда. Предварительно данные стандартного отклонения магнитного поля, рассчитанного

двумя способами, были приведены к одному уровню. В результате вычисления разностного дисперсионного параметра области локализации эпигенетических образований характеризуются высокими положительными значениями, а зоны расположения магматических пород создают отрицательные аномалии.

По результатам расчета разницы стандартного отклонения магнитного поля была построена итоговая карта (рис. 6). Положительные аномальные зоны разностного дисперсионного параметра, картирующего области эпигенетических преобразований, пространственно коррелируют с данными литохимических исследований.

### Заключение

Широкое распространение продуктов триасового магматизма в геологическом разрезе Сибирской платформы является весомым фактором влияния на характеристики магнитного и приповерхностного литохимического поля. При использовании методов магнитометрии и литохимии для поисков залежей углеводородов без учета этой особенности существенно повышается риск выделения «ложных», не связанных с вторичными преобразованиями, аномалий. Обсуждаемые в статье процедуры обработки и интерпретации магнитных и литохимических данных могут использоваться как вариант идентификации областей вторичных эпигенетических изменений минерального состава в геологических условиях Сибирской платформы. Для магнитной съемки важно наличие информации о глубинах интервалов локализации магнитовозмущающих объектов с целью корректного подбора параметров фильтрации. Основные поисковые критерии выделения эпигенетических аномалий удается получить не по абсолютным значениям измеряемых параметров, а используя характеристику их рассеяния. По пространственному взаимоотношению эпигенетических магнитных и литохимических аномалий залежи газа Имбинская площадь

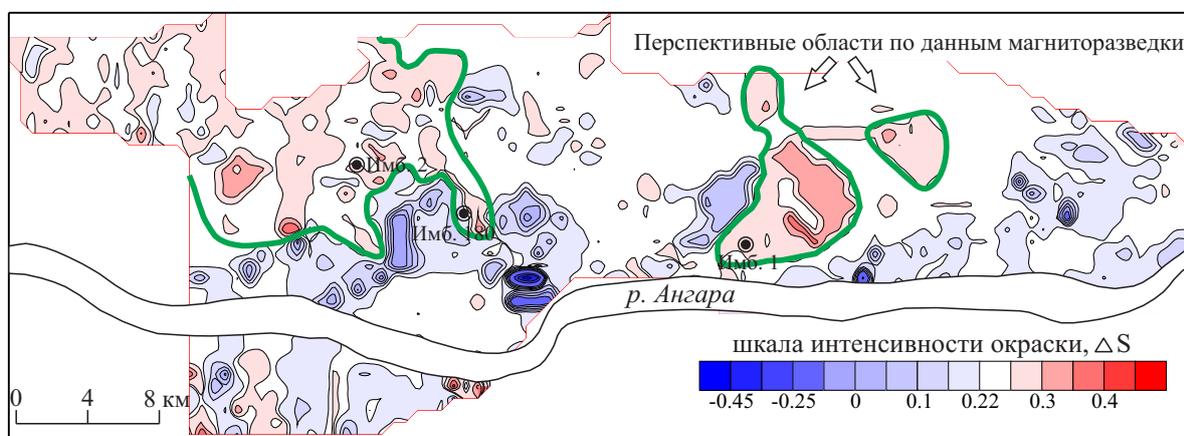


Рис. 6. План изолиний разностного дисперсионного параметра ( $\Delta S$ )

Fig. 6. Plan of isolines of differential disperse parameter ( $\Delta S$ )

схожа с углеводородными скоплениями в антиклинальных ловушках различных регионов мира. В таких случаях аномальные отклонения в виде повышенной дисперсии высокочастотной составляющей

магнитного поля фиксируются в контуре нефтегазоносности, а геохимические неоднородности тяготеют к области влияния водоуглеводородных контактов, формируя эффект «галло».

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Карцев и др. – М.: Гостоптехиздат, 1954. – 430 с.
2. Rosaire E.E. A perspective of exploration for petroleum // *Geophysics*. – 1940. – V. 5. – № 3. – P. 259–271.
3. Groth P.K., Groth L.W. Bibliography for surface and near-surface hydrocarbon prospecting methods. – Denver, Groth Geochemistry Services (for the Association of Petroleum Geochemical Explorationists), 1994. – 143 p.
4. Березкин В.М., Киричек М.А., Кунарев А.А. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1978. – 223 с.
5. Литогеохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа / под ред. О.Л. Кузнецова. – М.: Недра, 1987. – 184 с.
6. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа / под ред. Е.В. Каруса. – М.: Недра, 1986. – 336 с.
7. Boleneus D. Guidelines for surface geochemical surveying // *Oil and Gas Journal*. – 1994. June 6. – P. 59–64.
8. Schumacher D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments / Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams // *Hydrocarbon migration and its near surface expression. The American Association of Petroleum Geologists Memoir*. – 1996. – V. 66. – P. 71–89.
9. Saunders D.F., Burson K.R., Tompson C.K. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations // *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1999. – V. 83. – № 1. – P. 170–185.
10. Sikka D.B., Shives R.B.K. Radiometric surveys of the Redwater oil field, Alberta: Early surface exploration case histories suggest mechanisms for the development of hydrocarbon-related geochemical anomalies, in Surface exploration case histories / Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing / Eds. D. Schumacher, L.A. LeSchack // *The American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology № 48 and SEG Geophysical References Series*. – 2002. – № 11. – P. 243–297.
11. Славин П.С. О почвенно-геохимическом методе поисков нефти // Геохимические методы поисков нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – С. 15–42.
12. Применение геохимических полей распределения микроэлементов для оценки нефтегазоносности малоизученных площадей Юрубчено-Тохомской зоны А.И. Сурнин, А.И. Ларичев, Ю.Г. Гладкий, Г.Е. Полякова, А.С. Черевко // *Геохимия*. – 2003. – № 10. – С. 1133–1136.
13. Дорогокупец Т.И., Романкевич М.Е. О связи Eh и pH перекрывающих пород с нефтегазоносностью подстилающих отложений // *Научно-методические основы и опыт использования геохимических методов поисков месторождений нефти и газа*. – М.: ВНИИЯГТ, 1985. – С. 79–81.
14. Процессы формирования аномальных литогеохимических эффектов над месторождениями углеводородов / А.В. Петухов, Т.И. Дорогокупец, О.В. Зверева, И.С. Капина. – М.: ВНИИ Геоинформсистем, 1988. – 24 с.
15. Якимов А.С., Швыдкий Э.К., Вассерман В.А. Новые представления о формировании естественных электрических полей углеводородных залежей // *Геология нефти и газа*. – 2007. – № 1. – С. 39–45.
16. Pirson S.J. Oil is confined in the Earth by redox potential barriers // *Oil and Gas Journal*. – 1980. – V. 76. – № 27. – P. 152–161.
17. Еремин В.Н. Магнитная зональность осадочных пород и пространственное распределение минералов железа в зонах влияния углеводородов // *Геология нефти и газа*. – 1986. – № 4. – С. 28–32.
18. Foote R.S. Relationship of near-surface magnetic anomalies to oil- and gas-producing areas / Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams // *Hydrocarbon migration and its nearsurface expression. The American Association of Petroleum Geologists Memoir*. – 1996. – V. 8. – P. 111–126.
19. Elmore R.D., McCollum R., Engle M.H. Evidence of a relationship between hydrocarbon migration and diagenetic magnetic minerals – implications for petroleum exploration // *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*. – 1989. – V. 5. – P. 1–17.
20. Reynolds R.L., Fishman N.S., Hudson M.R. Sources of aeromagnetic anomalies over Cement oil field (Oklahoma), Simpson oil field (Alaska) and Wyoming-Igano-Utah thrust belt // *Geophysics*. – 1995. – V. 56. – № 5. – P. 606–617.
21. McCabe C., Sassen R., Saffer B. Occurrence of secondary magnetite within biodegraded oil // *Geology*. – 1987. – V. 15. – P. 7–10.
22. Machel H.G., Burton E.A. Chemical and microbial processes causing anomalous magnetization in environments affected by hydrocarbon seepage // *Geophysics*. – 1991. – V. 56. – P. 598–605.
23. Pirson S.J. Computerised magnetoelectric exploration-case history: Giddings field in Texas // *Oil and Gas Journal*. – 1978. – V. 76. – № 25. – P. 168–178.
24. Machel H.G. Magnetic contrasts as a result of hydrocarbon seepage and migration / Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams // *Hydrocarbon migration and its near-surface expression: The American Association of Petroleum Geologists Memoir*. – 1996. – V. 66. – P. 99–109.
25. Каштанов В.А. Локальный нефтепрогноз по данным аэромагнитной съемки // *Геология нефти и газа*. – 1998. – № 12. – С. 7–12.
26. Меркулов В.П. Магнитные поля месторождений нефти и газа и возможности их использования при картировании залежей углеводородов // *Известия Томского политехнического университета*. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 218–224.
27. Relationship between magnetic anomalies and hydrocarbon microseepage above the Jingbian gas field, Ordos basin, China / Q. Liu, L. Chan, Q. Liu, H. Li, F. Wang, S. Zhang, X. Xia, T. Cheng // *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 2004. – V. 88. – № 2. – P. 241–251.
28. Donovan T.J., Forgey R.L., Roberts A.A. Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields // *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1979. – V. 63. – P. 245–248.
29. Low-Altitude aeromagnetic reconnaissance for petroleum in the Atctic National Wildlife Refuge, Alaska / T.J. Donovan, J.D. Hendricks, A.A. Roberts, P.T. Eliason // *Geophysics*. – 1994. – V. 49 (8). – P. 1338–1353.
30. Wollleben J.A., Greenle D.W. Successful application of micro-magnetic data to focus hydrocarbon exploration, in Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing / Eds. D. Schumacher, L.A. LeSchack // *The American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology № 48 and SEG Geophysical References Series*. – 2002. – № 11. – P. 175–191.
31. Aldana M., Costanzo-Alvarez V., Diaz M. Magnetic and mineralogical studies to characterize oil reservoirs in Venezuela Magnetic

- and mineralogical studies to characterize oil reservoirs in Venezuela // *The Leading Edge*. – 2003. – V. 22 (6). – P. 526–529.
32. Magnetic enhancement caused by hydrocarbon migration in the Mawangmiao Oil Field, Jiangnan Basin, China / Q. Liu, Q. Liu, L. Chan, T. Yang, X. Xia, T. Cheng // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2006. – V. 53. – № 1–2. – P. 25–33.
  33. Donovan T.J. Petroleum microseepage at Cement, Oklahoma – evidence and mechanisms // *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1974. – V. 58. – P. 429–446.
  34. Al-Shaieb Z., Cairns J., Puckette J. Hydrocarbon induced diagenetic aureoles: Indicators of deeper leaky reservoirs // *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*. – 1994. – V. 10. – P. 24–48.
  35. Goldhaber M.B., Reynolds R.L. Relations among hydrocarbon reservoirs, epigenetic sulfidization, and rock magnetization: examples from south Texas coastal plain // *Geophysics*. – 1991. – V. 56. – P. 748–757.
  36. Малюшко Л.Д., Коробов Ю.И. Метод ДГМ (диагностики генезиса минералов) – эффективный физико-химический способ локального прогноза залежей УВ при прямых поисках нефти и газа // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2006. – № 7. – С. 45–50.
  37. Khan S.D., Jacobson S., Remote sensing and geochemistry for detecting hydrocarbon microseepages // *Geological Society of America Bulletin*. – 2008. – V. 120. – № 1/2. – P. 96–105.
  38. Petrovic A., Khan S.D., Thurmond A.K. Integrated hyperspectral remote sensing, geochemical and isotopic studies for understanding hydrocarbon-induced rock alterations // *Marine and Petroleum Geology*. – 2012. – V. 35. – P. 292–308.
  39. Алексеев Ф.А. Радиометрический метод поисков нефти, состояние метода и опыт его применения // *Разведка и разработка полезных ископаемых*. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 51–56.
  40. Tedesco S.A. *Surface Geochemistry in Petroleum Exploration*. – New York: Chapman & Hal, 1995. – 256 p.
  41. Duchscherer Jr W. *Geochemical Hydrocarbon Prospecting*. – Tulsa, OK: Pennorthwestell Publ. Co., 1984. – 278 p.
  42. Geochemical evidences of trace metal anomalies for finding hydrocarbon microseepage in the petroliferous regions of the Tataraka and Pasarlapudi areas of Krishna Godavari Basin, India / M.A. Rasheed, M. Lakshmi, P.L.S. Rao, M.S. Kalpana, A.M. Dayal, D.J. Patil // *Petroleum Science*. – 2013. – V. 10. – № 1. – P. 19–29.
  43. Application of trace metal anomalies for recognition of petroleum prospects in surface sediments of Kutch and Saurashtra Basins, India / B.A. Radha, P.L. Srinivasa, M.A. Rasheed, D.J. Patil, A.M. Dayal // *Journal Geological Society of India*. – 2012. – V. 80. – P. 802–812.
  44. Correlation of trace elements with hydrocarbon microseepage / P.L. Srinivasa, D. Srinu, M.A. Rasheed, M.S. Kalpana, D.J. Patil, A.M. Dayal // *Journal Geological Society of India*. – 2013. – V. 82. – P. 666–674.
  45. Глубинное минерогенетическое изучение территорий комплексом современных методов геохимии и геофизики / С.Г. Алексеев, С.А. Вешев, Н.А. Ворошилов, Е.Г. Маргович, М.Б. Штокаленко // *Разведка и охрана недр*. – 2011. – № 12. – С. 40–48.
  46. Соболев И.С. О возможности изучения элементного состава снегового покрова при геохимическом картировании зон и областей внедрения глубинных флюидов (нефтегазопроисковый аспект) // *Геология нефти и газа*. – 2013. – № 1. – С. 68–77.
  47. Закономерности формирования и распределения геофизических и геохимических полей / Л.М. Зорькин, Е.В. Карус, Л.С. Кондратов, О.Л. Кузнецов, А.В. Петухов, Г.В. Рогоцкий, В.Г. Чахмачев, И.А. Чиркин, В.Г. Тыминский // *Советская геология*. – 1978. – № 1. – С. 94–104.
  48. Игнатов А.П., Бровчук И.Ф., Бородин В.А. Ртуть – индикатор углеводородов при геохимических поисках нефти и газа // *Докл. АН СССР*. – 1989. – Т. 306. – № 2. – С. 443–447.
  49. Sun Z., Xie X. Nationwide oil and gas geochemical exploration program in China // *Journal of Geochemical Exploration*. – 2014. – V. 139. – P. 201–206.
  50. The use of iodine in geochemical exploration for hydrocarbons / S. Alexan, J. Fausnaugh, C. Goudge, S. Tedesco // *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*. – 1986. – V. 2. – P. 49–72.
  51. Tedesco S.A., Goudge C.K. Application of iodine surface geochemistry in the Denver-Julesburg Basin // *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*. – 1989. – V. 5. – P. 71–83.
  52. Носкова Е.С. Морфология интрузий траппов Байкитской антеклизы (Сибирская платформа) и их возможное влияние на нефтегазоносность // *Матер. конф. 2-е Яншинские чтения*. – М., 2002. – С. 107–110. URL: <http://geo.web.ru/tectonics/yanshin/chart2/10/index.html> (дата обращения: 14.01.2015).
  53. Присяяно-Енисейская синеклиза – объект газопроисковых работ на юго-западе Сибирской платформы / Н.В. Мельников, А.С. Ефимов, Е.В. Смирнов, Г.Д. Назимков, Л.В. Медюхина // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. – 2010. – № 2. – С. 13–20.
  54. Особенности проведения радиогеохимической съемки при поисках месторождений нефти и газа в условиях Сибирской платформы (на примере Имбинской площади) / И.С. Соболев, Л.П. Рихванов, В.И. Олешко, И.Н. Лебедянский // *Состояние и проблемы геологического изучения недр и развития минерально-сырьевой базы Красноярского края: Матер. докл. науч. конф.* – Красноярск, 2003. – С. 115–121.
  55. Гавшин В.М. Радиогеохимическая специфика крупных осадочных бассейнов Западной и Средней Сибири // *Геология и радиогеохимия Средней Сибири*. – Новосибирск: Наука, 1985. – С. 173–192.
  56. Поцелуев А.А., Быстров И.И., Гаврилов Р.Ю. Показатели дисперсии и вариации геохимического спектра как критерии неоднородности геохимического поля // *Прикладная геохимия: сб. статей*. – М.: Изд-во ИМГРЭ, 2002. – Вып. 3. – С. 419–428.
  57. Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации. – М.: Недра, 1986. – 342 с.
  58. Sedimentary basins reconnaissance using the magnetic Tilt-Depth method / A. Salem, S. Williams, E. Samson, D. Fairhead, D. Ravat, R.J. Blakely // *Exploration Geophysics*. – 2010. – V. 41. – № 3. – P. 198–209.
  59. Saxov S., Nygaard K. Residuals Anomalies and Depth Estimation // *Geophysics*. – 1953. – V. 18. – № 4. – P. 913–928.
  60. Сажина И.Б. Интерпретация гравиметровой съемки в Крымском и Абинском районах Краснодарского края // *Прикладная геофизика*. – 1957. – Т. 17. – С. 203–210.

Поступила 06.02.2015 г.

UDC 550.8.053: 550.84.094.2

## FEATURES OF PROCESSING AND INTERPRETATION OF MAGNETIC AND LITHOCHEMICAL DATA WHILE EXPLORING OIL AND GAS FIELDS IN SIBERIAN PLATFORM CONDITIONS (BY THE EXAMPLE OF IMBINSKAYA GAS-BEARING AREA)

Igor S. Sobolev,

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E mail: geolsob@yandex.ru

Nikolay P. Bredikhin,

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E mail: bnp1991@mail.ru

Vitaliy P. Merkulov,

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E mail: merkulovvp@hw.tpu.ru

Aleksandr N. Orekhov,

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E mail: orekhovan@mail.tomsknet.ru

*The relevance of the discussed issue is caused by the necessity to develop the effective ways of processing and approaches to interpretation of magnetic and lithochemical data in the search for hydrocarbon deposits in geological conditions of the Siberian platform. One of the features of Siberian platform geological section is the extensive development of products of late Permian-Triassic basaltic magmatism. Against the background of sedimentary formations the effusive rocks and intrusive bodies of the basic structure are differentiated by sharp differences in magnetic properties and levels of accumulation of some chemical elements. In general, the areas of epigenetic influence of hydrocarbon deposits are characterized by high contrast in the change of chemical elements content and magnetic characteristics of sedimentary sequence. Rocks of trap formation contribute significantly to the fluctuations of magnetic field and geochemical anomalies and form their own ones, preventing isolation and identification of magnetic and lithochemical irregularities associated with oil and gas accumulations. Therefore, the application of the developed procedures for oil and gas areas with purely terrigenous cover for processing magnetic and lithochemical data requires the changes in division anomalies of epigenetic and magmatic origin.*

*The main aim of the research is to develop the algorithm for processing magnetic and lithochemical data to allocate the areas of epigenetic influence of hydrocarbon accumulations in conditions of wide development of products of the Triassic magmatism in Siberian platform.*

**Research methods.** *The authors have used the results of high-resolution magnetic survey and lithochemical sampling of surface sediments in Imbinskaya gas-bearing area of the Angara folds region.*

**Results.** *The authors developed special procedures when applying bandpass filtering of magnetic data by the method of Saxov-Nygaard and differentiating lithochemical field by indicators of dispersion and variance of geochemical spectrum for identification of anomalous variations caused by the influence of dolerite bodies.*

### Key words:

*Magnetic survey, lithochemical samples, trap magmatism, hydrocarbon deposits, bandpass filtering, geochemical spectrum.*

### REFERENES

1. Kartsev A.A. *Geokhimicheskie metody poiskov i razvedki neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geochemical methods of prospecting and exploration of oil and gas fields]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1954. 430 p.
2. Rosaire E.E. A perspective of exploration for petroleum. *Geophysics*, 1940, vol. 5, no. 3, pp. 259 – 271.
3. Groth P.K., Groth L.W. *Bibliography for surface and near-surface hydrocarbon prospecting methods*. Denver, Groth Geochemistry Services (for the Association of Petroleum Geochemical Explorationists), 1994. 143 p.
4. Brezkin V.M., Kirichek M.A., Kunarev A.A. *Primenenie geofizicheskikh metodov razvedki dlya pryamykh poiskov mestorozhdeniy nefti i gaza* [Application of geophysical exploration methods for direct exploration of oil and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 223 p.
5. *Litogeokhimicheskie issledovaniya pri poiskakh mestorozhdeniy nefti i gaza* [Lithochemical research in the search for oil and gas]. Ed. by O.L. Kuznetsov. Moscow, Nedra Publ., 1987. 184 p.
6. *Fiziko-khimicheskie osnovy pryamykh poiskov zalezhey nefti i gaza* [Physical-chemical basis of direct exploration of oil and gas]. Ed. by E.V. Karus. Moscow, Nedra Publ., 1986. 336 p.
7. Boleneus D. Guidelines for surface geochemical surveying. *Oil and Gas Journal*, 1994, June 6, pp. 59–64.
8. Schumacher D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams. *Hydrocarbon migration and its near surface expression: The American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 1996, vol. 66, pp. 71–89.
9. Saunders D.F., Burson K.R., Tompson C.K. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1999, vol. 83, no. 1, pp. 170–185.
10. Sikka D.B., Shives R.B.K. Radiometric surveys of the Redwater oil field, Alberta: Early surface exploration case histories suggest mechanisms for the development of hydrocarbon-related geochemical anomalies, in Surface exploration case histories, Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing. Eds. D. Schumacher, L.A. LeSchack. *The American Association of Pet-*

- roleum Geologists Studies in Geology no. 48 and SEG Geophysical References Series, 2002, no. 11, pp. 243–297.
11. Slavin P.S. O pochvenno-geokhimicheskom metode poiskov nefiti [Geochemical methods of oil and gas exploration]. *Geokhimicheskie metody poiskov nefiti i gaza* [Geochemical techniques for oil and gas exploration]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1953. pp. 15–42.
  12. Surnin A.I., Larichev A.I., Gladkiy Yu.G., Polyakova G.E., Che-revko A.S. Primenenie geokhimicheskikh poley raspredeleniya mikroelementov dlya otsenki neftegazonnosti maloizuchennykh ploshadey Yurubcheno-Tokhomskoi zony [Application of geochemical fields of distribution of trace elements to assess oil and gas potential of poorly known areas in Yurubcheno-Tokhomskaya zone]. *Geochemistry International*, 2003, no. 10, pp. 1133–1136.
  13. Dorogokupets T.I., Romankevich M.E. O svyazi Eh i Ph perekryvayushchikh porod s neftegazonnostyu podstilayushchikh otlozheniy. *Nauchno-metodicheskie osnovy i opyt ispolzovaniya geokhimicheskikh metodov poiskov mestorozhdeniy nefiti i gaza* [On the relationship between Eh and pH overburden with oil-gas deposits underlying. Scientific-methodical bases and experience in the use of geochemical methods of prospecting for oil and gas]. Moscow, VNIYaGG Publ., 1985. pp. 79–81.
  14. Petukhov A.V., Dorogokupets T.I., Zvereva O.V., Kapina I.S. *Protsessy formirovaniya anomalnykh litogeokhimicheskikh effektiv nad mestorozhdeniyami uglevodorodov* [Processes of formation of anomalous lithochemical effects above hydrocarbon deposits]. Moscow, VNIgeoinformatsion Publ., 1988. 24 p.
  15. Yakimov A.S., Shvydkiy E.K., Vasserman V.A., Novye predstavleniya o formirovani estestvennykh elektricheskikh poley uglevodorodnykh zalezhey [New ideas on formation of natural electric fields of hydrocarbon deposits]. *Russian Geology and Geophysics*, 2007, no. 1, pp. 39–45.
  16. Pirson S.J. Oil is confined in the Earth by redox potential barriers. *Oil and Gas Journal*, 1980, vol. 76, no. 27, pp. 152–161.
  17. Eremin V.N. Magnitnaya zonalnost osadochnykh porod i prostranstvennoe raspredelenie mineralov zheleza v zonakh vliyaniya uglevodorodov [Magnetic zoning of sedimentary rocks and spatial allocation of iron minerals in the areas of influence of hydrocarbons]. *Russian Geology and Geophysics*, 1986, no. 4, pp. 28–32.
  18. Foote R.S. Relationship of near-surface magnetic anomalies to oil- and gas-producing areas. Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams. *Hydrocarbon migration and its nearsurface expression: The American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 1996, vol. 8, pp. 111–126.
  19. Elmore R.D., McCollum R., Engle M.H. Evidence of a relationship between hydrocarbon migration and diagenetic magnetic minerals – implications for petroleum exploration. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, 1989, vol. 5, pp. 1–17.
  20. Reynolds R.L., Fishman N.S., Hudson M.R. Sources of aeromagnetic anomalies over Cement oil field (Oklahoma), Simpson oil field (Alaska) and Wyoming-Igano-Utah thrust belt. *Geophysics*, 1995, vol. 56, no. 5, pp. 606–617.
  21. McCabe C., Sassen R., Saffer B. Occurrence of secondary magnetite within biodegraded oil. *Geology*, 1987, vol. 15, pp. 7–10.
  22. Machel H.G., Burton E.A. Chemical and microbial processes causing anomalous magnetization in environments affected by hydrocarbon seepage. *Geophysics*, 1991, vol. 56, pp. 598–605.
  23. Pirson S.J. Computerised magnetolectric exploration-case history: Giddings field in Texas. *Oil and Gas Journal*, 1978, vol. 76, no. 25, pp. 168–178.
  24. Machel H.G. Magnetic contrasts as a result of hydrocarbon seepage and migration. Eds. D. Schumacher, M.A. Abrams. *Hydrocarbon migration and its near-surface expression: The American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 1996, vol. 66, pp. 99–109.
  25. Kashtanov V.A. Lokalny nefteprognoz po dannym aeromagnetnoi semki [Local oilforecast by the data of aeromagnetic survey]. *Russian Geology and Geophysics*, 1998, no. 12, pp. 7–12.
  26. Merkulov V.P. Magnitnye polya mestorozhdeniy nefiti i gaza i vozmozhnosti ikh ispolzovaniya pri kartirovani zalezhey uglevodorodov [Magnetic fields of oil and gas deposits and the possibility of their use in mapping hydrocarbon deposits]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2002, vol. 305, no. 6, pp. 218–224.
  27. Liu Q., Chan L., Liu Q., Li H., Wang F., Zhang S., Xia X., Cheng T. Relationship between magnetic anomalies and hydrocarbon microseepage above the Jingbian gas field, Ordos basin, China. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2004, vol. 88, no. 2, pp. 241–251.
  28. Donovan T.J., Forgy R.L., Roberts A.A. Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1979, vol. 63, pp. 245–248.
  29. Donovan T.J., Hendricks J.D., Roberts A.A., Eliason P.T. Low-Altitude aeromagnetic reconnaissance for petroleum in the Atctic National Wildlife Refuge, Alaska. *Geophysics*, 1994, vol. 49 (8), pp. 1338–1353.
  30. Wolleben J.A., Greenle D.W. Successful application of micromagnetic data to focus hydrocarbon exploration, in Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing. Eds. D. Schumacher, L.A. LeSchac. *The American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology no. 48 and SEG Geophysical References Series*, 2002, no. 11, pp. 175–191.
  31. Aldana M., Costanzo-Alvarez V., Diaz M. Magnetic and mineralogical studies to characterize oil reservoirs in Venezuela Magnetic and mineralogical studies to characterize oil reservoirs in Venezuela. *The Leading Edge*, 2003, vol. 22 (6), pp. 526–529.
  32. Liu Q., Liu Q., Chan L., Yang T., Xia X., Cheng T. Magnetic enhancement caused by hydrocarbon migration in the Mawangmiao Oil Field, Jiangnan Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, vol. 53, no. 1–2, pp. 25–33.
  33. Donovan T.J. Petroleum microseepage at Cement, Oklahoma – evidence and mechanisms. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1974, vol. 58, pp. 429–446.
  34. Al-Shaieb Z., Cairns J., Puckette J. Hydrocarboninduced diagenetic aureoles: Indicators of deeper leaky reservoirs. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, 1994, vol. 10, pp. 24–48.
  35. Goldhaber M.B., Reynolds R.L., Relations among hydrocarbon reservoirs, epigenetic sulfidization, and rock magnetization: examples from south Texas coastal plain. *Geophysics*, 1991, vol. 56, pp. 748–757.
  36. Malysheko L.D., Korobov Yu.I. Metod DGM (diagnostiki genezisa mineralov) – effektivny fiziko-khimicheskii sposob lokalnogo prognoza zalezhey UV pri pryamykh poiskakh nefiti i gaza [DGM method (diagnostic genesis of minerals) is the effective physicochemical method of local forecast of hydrocarbon deposits in direct search of oil and gas]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2006, no. 7, pp. 45–50.
  37. Khan S.D., Jacobson S. Remote sensing and geochemistry for detecting hydrocarbon microseepages. *Geological Society of America Bulletin*, 2008, vol. 120, no. 1/2, pp. 96–105.
  38. Petrovic A., Khan S.D., Thurmond A.K. Integrated hyperspectral remote sensing, geochemical and isotopic studies for understanding hydrocarbon-induced rock alterations. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, vol. 35, pp. 292–308.
  39. Alekseev F.A. *Radiometricheskii metod poiskov nefiti, sostoyanie metoda i opyt ego primeneniya. Razvedka i razrabotka poleznykh iskopaemykh* [Radiometric method of finding oil, the state of the method and experience in its application]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1958. pp. 51–56.
  40. Tedesco S.A. *Surface Geochemistry in Petroleum Exploration*. New York, Chapman & Hal, 1995. 256 p.

41. Duchscherer Jr W. *Geochemical Hydrocarbon Prospecting*. Tulsa, OK, Pennorthwestell Publ. Co., 1984. 278 p.
42. Rasheed M.A., Lakshmi M., Rao P.L.S., Kalpana M.S., Dayal A.M., Patil D.J. Geochemical evidences of trace metal anomalies for finding hydrocarbon microseepage in the petroliferous regions of the Tatipaka and Pasarlapudi areas of Krishna Godavari Basin, India. *Petroleum Science*, 2013, vol. 10, no. 1, pp. 19–29.
43. Radha B.A., Srinivasa P.L., Rasheed M.A., Patil D.J., Dayal A.M. Application of trace metal anomalies for recognition of petroleum prospects in surface sediments of Kutch and Saurashtra Basins, India. *Journal Geological Society of India*, 2012, vol. 80, pp. 802–812.
44. Srinivasa P.L., Srinu D., Rasheed M.A., Kalpana M.S., Patil D.J., Dayal A.M. Correlation of trace elements with hydrocarbon microseepage. *Journal Geological Society of India*, 2013, vol. 82, pp. 666–674.
45. Alekseev S.G., Veshev S.A., Voroshilov N.A., Margovich E.G., Shtokalenko M.B. Glubinnoe mineralogicheskoe izuchenie territoriy kompleksom sovremennykh metodov geokhimii i gefiziki [Deep mineragenous study within the complex of modern methods of geochemistry and geophysics]. *Prospect and protection of mineral resources*, 2011, no. 12, pp. 40–48.
46. Sobolev I.S. O vozmozhnosti izucheniya elementnogo sostava snegovogo pokrova pri geokhimicheskom kartirovaniy zon i oblastey vnedreniya glubinnyykh flyuidov (neftegazoposkovyi aspect) [On the possibility of studying the elemental composition of snow cover for geochemical mapping zones and areas of implementation of deep fluids (oil and gas exploration aspect)]. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, no. 1, pp. 68–77.
47. Zorkin L.M., Karus E.V., Kondratov L.S., Kuznetsov O.L., Petukhov A.V., Rogotskiy G.V., Chakhmaev V.G., Chirkin I.A., Tyminskiy V.G. Zakonomernosti formirovaniya i raspredeleniya geofizicheskikh i geokhimicheskikh poley [Regularities of formation and distribution of geophysical and geochemical fields]. *Soviet geology*, 1978, no. 1, pp. 94–104.
48. Ignatov A.P., Borovchuk I.F., Borodin V.A. Rtut – indikator uglevodorodov pri geokhimicheskikh poiskakh nefiti i gaza [Mercury is an indicator of hydrocarbon in geochemical prospecting of oil and gas]. *Doklady AN SSSR*, 1989, vol. 306, no. 2, pp. 443–447.
49. Sun Z., Xie X. Nationwide oil and gas geochemical exploration program in China. *Journal of Geochemical Exploration*, 2014, vol. 139, pp. 201–206.
50. Alexan S., Fausnaugh J., Goudge C., Tedesco S. The use of iodine in geochemical exploration for hydrocarbons. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, 1986, vol. 2, pp. 49–72.
51. Tedesco S.A., Goudge C.K. Application of iodine surface geochemistry in the Denver-Julesburg Basin. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, 1989, vol. 5, pp. 71–83.
52. Noskova E.S. Morfologiya intruziy trappov Baikitskoy anteklizy (Sibirskaya platforma) i ikh vozmozhnoe vliyaniye na neftegazoposkovost [Morphology of trap intrusions in Baikitskaya anticline (Siberian platform) and their possible impact on oil and gas potential]. *Materialy konferentsii. 2 Yanshinskije chteniya* [Proc. of the conference. 2<sup>nd</sup> Yashkinskie readings]. Moscow, 2002. pp. 107–110. Available at: <http://geo.web.ru/tectonics/yanshin/chart2/10/index.html> (accessed 14 January 2015).
53. Melnikov N.V., Efimov A.S., Smirnov E.V., Nazimkov G.D., Medyukhina L.V. Prisayano-Eniseyskaya sinekliza – obekt gazoposkovykh rabot na yugo-zapade Sibirskoy platformy [Prisayano-Eniseyskaya syncline is the object of gas exploration in the south-west of Siberian Platform]. *Geology and mineral resources of Siberia*, 2010, no. 2, pp. 13–20.
54. Sobolev I.S., Rikhvanov L.P., Oleshko V.I., Lebedyanskiy I.N. Osobennosti provedeniya radoigekhimicheskoy semki pri poiskakh mestorozhdeniy nefiti i gaza v usloviyakh Sibirskoy platformy (na primere Imbinskoy ploshchadi) [Features of radiogeochemical survey in prospecting oil and gas in conditions of Siberian platform (by the example of Imbinskaya area)]. *Sostoyaniye i problemy geologicheskogo izucheniya nedr i razvitiya mineralno-syrovoy bazy Krasnoyarskogo kraya. Materialy doklada nauchnoy konferentsii* [Proc. of the conference State and problems of geological survey of assets and development of mineral base of Krasnoyarsk territory]. Krasnoyarsk, 2003. pp. 115–121.
55. Gavshin V.M. Radiokhimicheskaya spetsifika krupnykh osadochnyykh basseynov Zapadnoy i Sredney Sibiri [Radiogeochemical specifics of large sedimentary basins of Western and Middle Siberia]. *Geologiya i radiogekhimiya Sredney Sibiri* [Geology and radiogeochemistry of Middle Siberia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1985. pp. 173–192.
56. Potseluev A.A., Bystrov I.I., Gavrilov R.Yu. *Pokazateli dispersii i variatsii geokhimicheskogo spektra kak kriterii neodnorodnosti geokhimicheskogo polya. Prikladnaya geokhimiya* [Measures of dispersion and geochemical spectrum variations as the criteria of heterogeneity of a geochemical field]. Moscow, IMGRE Press, 2002. Vol. 3, pp. 419–428.
57. Nikitin A.A. *Teoriticheskie osnovy obrabotki geofizicheskoy informatsii* [Theoretical foundations of processing geophysical information]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 342 p.
58. Salem A., Williams S., Samson E., Fairhead D., Ravat D., Blakeley R.J. Sedimentary basins reconnaissance using the magnetic Tilt-Depth method. *Exploration Geophysics*, 2010, vol. 41, no. 3, pp. 198–209.
59. Saxov S., Nygaard K. Residuals Anomalies and Depth Estimation. *Geophysics*, 1953, vol. 18, no. 4, pp. 913–928.
60. Sazhina I.B. Interpretatsiya gravimetricheskoy semki v Krymskom i Abinskom rayonakh Krasnodarskogo kraya [Interpretation of gravimetric surveying in Crimean and Abinsk districts of Krasnodar region]. *Prikladnaya geofizika*, 1957, vol. 17, pp. 203–210.

Received: 06 February 2015.