

## О СВЯЗИ ХАРАКТЕРИСТИК ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД С ПЛОТНОСТЬЮ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ (на примере Пермского Прикамья)

С. В. Галкин

(ЗАО "ЛУКойл—Пермь"),

И. А. Козлова, В. И. Галкин, А. В. Растегаев, А. А. Козлов

(Пермский государственный технический университет)

В осадочном чехле Пермского Прикамья выделяются семь нефтегазоносных комплексов. Основная нефтегазоносность региона связана с отложениями ниже- и среднекаменноугольного нефтегазоносных комплексов (НГК). Источником формирования скоплений углеводородов (УВ) в этих комплексах считается нижележащая нефтегазоматеринская толща (НГМТ) позднедевонско-раннекаменноугольного возраста (Шаронов Л.В., 1971). В данной статье изучается взаимосвязь характеристик рассеянного органического вещества (РОВ) материнских пород с плотностью ресурсов УВ в осадочном разрезе Пермского Прикамья.

Изучение взаимосвязи РОВ пород с плотностью ресурсов УВ было выполнено в стратиграфическом диапазоне от франского до московского яруса включительно по 125 скважинам, где имелись определения характеристик РОВ и плотности ресурсов УВ ( $q$ ). Характер размещения этих скважин по площади исследования, оцененный по критерию Пирсона ( $\chi^2$ ),

Целью работы явилось исследование взаимного влияния характеристик и свойств рассеянного органического вещества пород на нефтегазоносность Пермского Прикамья. Для этого был предложен комплексный геохимический параметр, характеризующий осадочную толщ, как нефтегазоматеринскую. Установленные корреляционные связи геохимического критерия с распределением ресурсов углеводородов позволили получить модель нефтегазообразования в основных нефтегазоносных комплексах и перераспределения УВ в осадочном чехле.

показал, что их фактическое распределение не противоречит равномерному. Это обстоятельство позволяет считать, что выполненное сопоставление достаточно объективно описывает изучаемые процессы на территории Пермского Прикамья.

Для описания РОВ пород изучаемых толщ были использованы следующие характери-

стики — концентрация рассеянного органического вещества, содержание органического углерода ( $C_{орг.}$ ) в РОВ, количество хлороформенного битумоида (ХЛБ), отношение содержания ХЛБ к синбитумоиду (СБ), а также битумоидный коэффициент ( $\beta$ ). Все использованные геохимические показатели были собраны и систематизированы по данным литературных и фондовых источников (Коблова А.З., Дулепов Ю.А. и др., 1989). Основные статистические характеристики РОВ по изучаемым отложениям приведены в табл. 1.

Анализ геохимических характеристик РОВ, осредненные значения которых приведены в табл. 1, показал, что все рассматриваемые отложения в той или иной степени можно считать нефтематеринскими. Исходя из общепринятых геолого-геохимических критериев диагностики нефтематеринских пород (Родионова К.Ф., 1981), наиболее благоприятными в этом отношении можно считать франские и фаменские толщи как по содержанию органического вещества, так и по степени его преобразованности.

В дальнейшем была проанализирована связь геохимических показателей между собой и определено их влияние на распределение ресурсов углеводородов в основных НГК изучаемой территории. В качестве критерия, характеризующего нефтегазоносность осадочного разреза Пермского Прикамья, была выбрана относительная плотность ресурсов УВ на единицу площади —  $q$  (тыс. т/км<sup>2</sup>). Предварительная обработка данных показала, что для сопоставления с величиной  $q$  наиболее целесообразно использовать комплексный геохимический критерий —  $G_k$ , который определяли по формулам:

Таблица 1

Статистические характеристики геохимических параметров РОВ

Возраст отложений	$C_{орг.}$ , %	РОВ, %	ХЛБ, %	ХЛБ/СБ, доли единицы	$\beta$ , %
D <sub>3</sub> fr	$0.76 \pm 0.77$ 0,02...3,21	$1.01 \pm 1.02$ 0,03...4,28	$0.56 \pm 1.05$ 0,0002...5,1	$1.76 \pm 2.30$ 0,01...14,53	$24.36 \pm 25.08$ 0,10...100
D <sub>3</sub> fm	$0.44 \pm 0.67$ 0,00...4,06	$0.60 \pm 0.92$ 0,00...5,68	$0.12 \pm 0.29$ 0,00...1,80	$1.02 \pm 2.04$ 0,00...12,7	$11.09 \pm 14.71$ 0,00...89,90
C <sub>1</sub> t	$0.61 \pm 1.43$ 0,00...5,77	$0.82 \pm 1.90$ 0,00...7,69	$0.06 \pm 0.13$ 0,00...0,83	$0.72 \pm 1.64$ 0,00...12,7	$12.55 \pm 20.24$ 0,00...90,3
C <sub>1</sub> v	$0.80 \pm 0.61$ 0,00...2,48	$1.10 \pm 0.82$ 0,00...3,31	$0.05 \pm 0.05$ 0,00...0,21	$0.72 \pm 0.95$ 0,00...6,10	$4.77 \pm 5.51$ 0,00...23,60
C <sub>2</sub> ok-b	$0.18 \pm 0.21$ 0,01...1,06	$0.24 \pm 0.29$ 0,01...1,46	$0.01 \pm 0.03$ 0,0002...0,26	$0.57 \pm 0.53$ 0,01...2,60	$4.47 \pm 8.41$ 0,10...51,00
C <sub>2</sub> m	$0.21 \pm 0.15$ 0,02...0,04	$0.28 \pm 0.19$ 0,80...0,98	$0.02 \pm 0.11$ 0,00...1,25	$0.36 \pm 0.49$ 0,01...4,00	$5.30 \pm 12.84$ 0,10...86,00

Примечание. В числителе — среднее значение и среднеквадратичное отклонение, в знаменателе — размах значений.

а) для изучаемой толщи в целом —  
 $G_k = 0,428\beta_{fr} + 21,626ХлБ_{fm} + 17,283C_{орг.m} + 0,384\beta_{ok-b} -$   
 $- 7,291ХлБ/Сб_{ok} - 4,36ХлБ/Сб_v + 5,774 C_{орг.v} -$   
 $- 104,431 ХлБ_v + 0,502\beta_v - 1,194 ХлБ/Сб_{fm} + 0,26\beta_m -$   
 $- 2,732 ХлБ_{fr} + 2,284C_{орг.fr} - 0,137\beta_{fm} - 3,031 ХлБ/Сб_m -$   
 $- 0,924 ХлБ/Сб_{fr} + 25,229 ХлБ_{ok-b} + 3,025 C_{орг.ok-b} +$   
 $+ 0,568C_{орг.fm} + 23,117;$

б) для девонских отложений —  
 $G_{кД} = 0,432\beta_{fr} + 23,006 ХлБ_{fm} - 1,248 ХлБ/Сб_{fm} -$   
 $- 2,806 ХлБ_{fr} + 2,276 C_{орг.fr} - 0,148\beta_{fm} -$   
 $- 0,914 ХлБ/Сб_{fr} + 7,955;$

в) для каменноугольных отложений —  
 $G_{кС} = 17,277 C_{орг.m} + 0,26\beta_m + 0,384\beta_{ok-b} -$

$$- 7,291 ХлБ/Сб_{ok-b} + 4,359 ХлБ/Сб_v + 5,774C_{орг.v} -$$

$$- 104,44 ХлБ_v + 0,503\beta_v - 3,031 ХлБ/Сб_m +$$

$$+ 25,262 ХлБ_{ok-b} + 3,019 C_{орг.ok-b} + 15,367.$$

Из уравнений видно, что модель, описывающая полностью всю толщу, состоит из максимального числа геохимических показателей — 19. Для дифференцированных моделей по девонским и каменноугольным отложениям число показателей значительно сокращается (7 и 11).

Полученные комплексные геохимические показатели  $G_k$ ,  $G_{кД}$  и  $G_{кС}$  позволили провести их сопоставление с величиной  $q$  в пределах девонско-турнейского, визейского, окско-башкирского и московского НГК. Средние значения суммарного геохимического критерия и плотности ресурсов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Взаимосвязи между  $G_k$  и  $q$  по комплексам и тектоническим элементам

Число ТЭ	Тектонические элементы	Среднее значение параметров		Нефтегазоносные толщи	Уравнение регрессии	Значение $r$ ; знак "+" или "-" отражает значимую или незначимую связь
		$q$ , тыс. т/км <sup>2</sup>	$G_k$			
3	КС, РакС, СПО	46,9	33,5±1,5	$D_3-C_1t$	$q=-83,71+2,70 G_k$	0,94; -
				$C_1v$	$q=54,06-1,47 G_k$	-0,89; -
				$C_1ok-b$	$q=348,95-9,83 G_k$	-0,81; -
				$C_2m$	$q=7,52-0,11 G_k$	-0,14; -
4	КС, РакС, СПО, ПС	92,6	34,2±1,8	$D_3-C_1t$	$q=-57,75+1,92 G_k$	0,90; -
				$C_1v$	$q=-480,0+14,73 G_k$	0,72; -
				$C_1ok-b$	$q=-488,0+15,56 G_k$	0,57; -
				$C_2m$	$q=-109,3+3,43 G_k$	0,74; -
5	КС, РакС, СПО, ПС, КЧС	84,1	34,8±2,2	$D_3-C_1t$	$q=-17,17+0,70 G_k$	0,43; -
				$C_1v$	$q=-319,5+9,92 G_k$	0,65; -
				$C_1ok-b$	$q=-72,36+3,11 G_k$	0,14; -
				$C_2m$	$q=-25,28+0,92 G_k$	0,25; -
6	КС, РакС, СПО, ПС, КЧС, ВисВ	78,7	35,4±2,3	$D_3-C_1t$	$q=11,53+0,54 G_k$	0,39; -
				$C_1v$	$q=-222,6+7,04 G_k$	0,55; -
				$C_1ok-b$	$q=33,5+0,03 G_k$	0,01; -
				$C_2m$	$q=-5,39+0,33 G_k$	0,10; -
7	КС, РакС, СПО, ПС, КЧС, ВисВ, ЮСД	74,8	35,8±2,4	$D_3-C_1t$	$q=-42,68+1,47 G_k$	0,49; -
				$C_1v$	$q=-131,1+4,35 G_k$	0,38; -
				$C_1ok-b$	$q=67,13-0,95 G_k$	-0,06; -
				$C_2m$	$q=-11,84+0,53 G_k$	0,18; -
8	КС, РакС, СПО, ПС, КЧС, ВисВ, ЮСД, СолД	95,6	36,8±3,8	$D_3-C_1t$	$q=-194,0+5,77 G_k$	0,86; +
				$C_1v$	$q=-199,3+6,29 G_k$	0,70; -
				$C_1ok-b$	$q=-15,16+1,37 G_k$	0,14; -
				$C_2m$	$q=-22,08+0,83 G_k$	0,43; -
9	КС, РакС, СПО, ПС, КЧС, ВисВ, ЮСД, СолД, ВКВ	98,1	38,3±5,6	$D_3-C_1t$	$q=-64,89+2,17 G_k$	0,51; -
				$C_1v$	$q=-88,81+3,21 G_k$	0,56; -
				$C_1ok-b$	$q=0,51+0,94 G_k$	0,15; -
				$C_2m$	$q=-6,63+0,39 G_k$	0,32; -

Число ТЭ	Тектонические элементы	Среднее значение параметров		Нефтегазоносные толщи	Уравнение регрессии	Значение $r$ ; знак "+" или "-" отражает значимую или незначимую связь
		$q$ , тыс. т/км <sup>2</sup>	$G_k$			
10	КС, РакС, СПО, ПС, КЧС, ВисВ, ЮСД, СолД, ВКВ, БКВ	99,0	39,6±6,7	$D_3-C_1t$	$q=-51,69+1,81 G_k$	0,53; -
				$C_1v$	$q=-45,20+2,01 G_k$	0,44; -
				$C_1ok-b$	$q=20,88+0,37 G_k$	0,08; -
				$C_2m$	$q=-0,35+0,22 G_k$	0,23-
11	КС, РакС, СПО, ПС, КЧС, ВисВ, ЮСД, СолД, ВКВ, БКВ, БС	9	41,9±9,8	$D_3-C_1t$	$q=-55,72+1,91 G_k$	0,71; +
				$C_1v$	$q=-156,1+4,92 G_k$	0,81; +
				$C_1ok-b$	$q=-32,02+1,77 G_k$	0,46; -
				$C_2m$	$q=-47,60+1,46 G_k$	0,77; +

Примечания: 1. Тектонические элементы (ТЭ): КС — камский свод, РакС — Ракшинская седловина, СПО — северные земли Пермской области, ПС — Пермский свод, КЧС — Косьюинско-Чусовская седловина, ВисВ — Висимская впадина, ЮСД — Юрюзано-Сылвенская депрессия, СолД — Соликамская депрессия, БКВ — Бымско-Кунгурская впадина, ВКВ — Верхнекамская впадина, БС — Башкирский свод.

2. Нефтегазоносные толщи:  $D_3-C_1t$  — верхнедевонско-турнейская,  $C_1v$  — визейская,  $C_1ok-b$  — окско-башкирская,  $C_2m$  — московская.

Изучение взаимосвязей этих показателей проводили по следующей схеме: первоначально строили статистическую модель по тектоническим элементам (ТЭ), имеющим минимальные значения величины  $G_k$  (КС — Камский свод, РакС — Ракшинская седловина, СПО — северные площади Пермской области), затем постепенно добавляли данные по ТЭ, для которых  $G_k$  имеет более высокие значения.

Из табл. 2 видно, что полученные связи имеют различную направленность и статистически незначимы. При этом подчеркнем, что высокая корреляционная связь ( $r = 0,94$ ) установлена только для самого нижнего НГК. В рассматриваемом варианте средние значения величины  $q$  достаточно различны: минимальная плотность ресурсов характерна для визейского комплекса (4,6 тыс. т/км<sup>2</sup>), максимальная — для окско-башкирского (19,5 тыс. т/км<sup>2</sup>). При привлечении к анализу данных по Пермскому своду (ПС) наблюдаются, во-первых, значения  $r$  одного знака и близкие по тесноте связи и, во-вторых, увеличение плотности ресурсов для нижне- и среднекаменноугольных отложений ( $C_1$  и  $C_2$ ).

При включении в анализ данных по Косьюинско-Чусовской седловине (КЧС) последовало ослабление корреляционных связей между  $q$  и  $G_k$  при незначительном изменении средних значений  $q$  (см. табл. 2). При использовании данных с учетом Висимской впадины (ВисВ) наблюдается дальнейшее ослабление связей между  $q$  и  $G_k$  по всем изучаемым нефтегазоносным комплексам. При этом плотность ресурсов практически не меняется с расширением территории исследований. Аналогичные результаты получены и при привлечении данных по Юрюзано-Сылвенской депрессии (ЮСД) (см. табл. 2).

При дальнейшем увеличении площади исследований в анализ включали данные по тектоническим элементам, имеющим более высокие средние значения комплексного геохимического критерия, а также обладающим значительной плотностью ресурсов УВ

(Соликамская депрессия — СолД, Бымско-Кунгурская впадина — БКВ, Верхнекамская впадина — ВКВ, Башкирский свод — БС). При этом была отмечена тенденция увеличения связи  $r$  между  $q$  и  $G_k$ . Анализ корреляционных связей между  $q$  и  $G_k$  (при числе тектонических элементов от 8 до 11) показал минимальные их изменения для отложений окско-башкирского НГК — от 0,14 до 0,46 и максимальные для визейского НГК — от 0,44 до 0,81 (см. табл. 2).

Таким образом, результаты анализа свидетельствуют о том, что предложенный показатель контролирует региональную нефтегазоносность изучаемой территории и его можно учитывать при зональной оценке перспектив Пермского Прикамья.

Далее был выполнен анализ для каждого НГК изучаемой территории. Предварительно проанализирован вклад каждого комплекса в суммарную величину  $q$  в зависимости от числа ТЭ. Как видно из табл. 2, с увеличением количества ТЭ дифференциация плотности ресурсов по комплексам уменьшается. При относительно небольших значениях  $G_k$  (<36), которые характерны для территорий с меньшей плотностью ресурсов (47...75 тыс. т/км<sup>2</sup>), максимальный вес имеет окско-башкирский НГК, занимая в среднем от 33 до 50,7 % при числе ТЭ от 3 до 7. Минимальный вклад у самого нижнего НГК — девонско-турнейского (7,8...14,9 %). При значениях  $G_k > 36$  плотность ресурсов  $q$  варьирует от 95 до 130 тыс. т/км<sup>2</sup> при числе тектонических элементов от 8 до 11. В этом диапазоне максимальный вес имеют визейский и окско-башкирский НГК, минимальным по величине ресурсов является московский комплекс.

На основании изложенного были построены модели для определения плотности ресурсов УВ по значениям  $G_k$ ,  $G_{кД}$  и  $G_{кС}$ .

Для девонско-турнейского НГК ( $D_3-C_1t$ ) прогнозную плотность ресурсов УВ определили по формулам:

$$q_{D_3-C_1t}^p = 2,03 G_k - 50,87 \text{ при } r = 0,72, t_p > t_i;$$

$$q^p_{D_3-C_1t} = 3,17 G_{KD} - 26,83 \text{ при } r = 0,68, t_p > t_i.$$

Следует отметить, что при расчетах по  $G_K$  полученные прогнозные данные хорошо совпадают с фактическими для БС, БКВ, ПС и ЮСД. При использовании в прогнозе величины  $G_{KD}$  хорошее соответствие реальных ресурсов с прогнозными отмечено для БС, ВисВ, ПС, РакС и ЮСД.

Анализ полученных значений  $q^p_{D_3-C_1t}$  показал, что наилучшие результаты дает использование суммарного геохимического критерия  $G_K$ .

При исследовании визейского НГК ( $C_{1v}$ ) для прогноза были использованы все комплексные геохимические критерии. Плотность ресурсов вычисляли по зависимостям:

$$q^p_{C_{1v}} = 4,51 G_K - 115,44 \text{ при } r = 0,75, t_p > t_i.$$

$$q^p_{C_{1v}} = 7,01 G_{KD} - 61,13 \text{ при } r = 0,70, t_p > t_i.$$

$$q^p_{C_{1v}} = 6,77 G_{KC} - 102,97 \text{ при } r = 0,60, t_p > t_i.$$

При использовании  $G_K$  наилучшие результаты получены по ВисВ и КС, при использовании величины  $G_{KD}$  прогнозные ресурсы, рассчитанные по этой формуле, соответствуют фактическим для ТЭ с невысокой плотностью ресурсов — ВисВ, РакС и КС и, наконец, при прогнозе плотности ресурсов через показатель  $G_{KC}$  хорошее совпадение ресурсов получено лишь для территории КС. В целом для визейского НГК значение  $q^p_{C_{1v}}$  лучше всего описывается величиной  $G_K$  (суммарной геохимической характеристикой всей толщи —  $D_3-C_2$ ), т. е. на плотность распределения ресурсов в этом нефтегазоносном комплексе имели влияние не только девонско-турнейская как основная, но и нефтематеринские толщи каменноугольного возраста.

При определении плотности ресурсов окско-башкирского НГК ( $C_{2ok-b}$ ) по комплексным геохимическим критериям было установлено, что для этих отложений наилучшие результаты прогноза получены при использовании величины  $G_{KD}$ :

$$q^p_{C_{2ok-b}} = 3,32 G_{KD} - 10,46, \text{ при } r = 0,62; t_p > t_i.$$

Эти данные свидетельствуют о том, что залежи углеводородов в окско-башкирском нефтегазоносном комплексе сформировались в основном за счет нижележащих девонских нефтематеринских толщ. Аналогичные статистические расчеты, проведенные для московского НГК ( $C_{2m}$ ), позволили установить статистические связи различной силы между плотностью ресурсов ( $q^p_{C_{2m}}$ ) и расчетными геохимическими критериями ( $G_K, G_{KD}, G_{KC}$ ), составляющие соответственно 0,76; 0,70 и 0,52. Выявленные закономерности позволяют сделать вывод о том, что плотность ресурсов контролируется величиной  $G_K$ . Полученное расчетное уравнение имеет вид:

$$q^p_{C_{2m}} = 1,41 G_K - 37,55 \text{ при } r = 0,76, t_p > t_i.$$

Для московского НГК, несмотря на высокий коэффициент корреляции между  $q^p$  и  $G_K$ , хорошее сов-

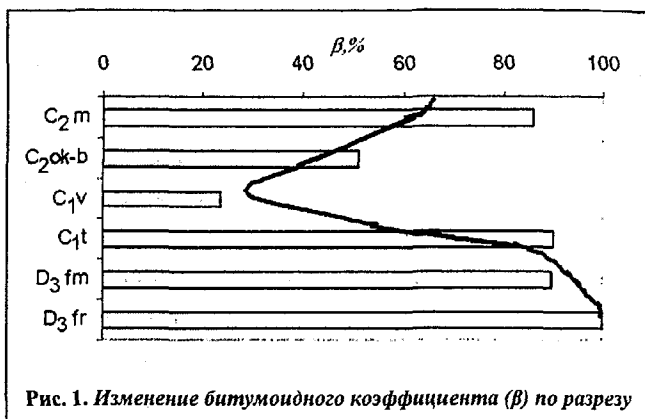


Рис. 1. Изменение битумоидного коэффициента ( $\beta$ ) по разрезу

падение прогнозной и фактической плотностей ресурсов получено лишь по БКВ, СолД и ЮСД.

В результате анализа по всем комплексам установлено, что из рассматриваемых геохимических показателей лучшую связь с плотностью ресурсов имеет комплексный критерий  $G_K$ , который, по мнению авторов, наиболее реально отражает нефтегазоносность территории как по разрезу, так и по площади. Поэтому для оценки нефтегазоперспективности всего изучаемого разреза рекомендуется использовать зависимость:

$$q^p_{D_3-C_2} = 9,87 G_K - 231,72 \text{ при } r = 0,77, t_p > t_i.$$

По данной формуле для всех рассматриваемых тектонических элементов Пермского Прикамья достигнуто хорошее совпадение прогнозной и фактической плотностей ресурсов, т. е. полученная модель наиболее полно описывает взаимосвязи между характеристиками органического вещества анализируемых толщ и плотностью распределения ресурсов по разрезу. Все вышеизложенное убедительно показывает, что нефтегазоносность рассматриваемых комплексов связана с преобразованием РОВ девонских и каменноугольных отложений. Наличие нескольких НГК в изучаемом разрезе, по мнению авторов, определяется в основном процессами вертикальной миграции генерированных УВ из нижележащих материнских толщ позднедевонского и частично раннекаменноугольного возраста. В пользу этого утверждения говорит многомерная статистическая регрессионная модель, описывающая связь суммарной плотности ресурсов с битумоидным коэффициентом каждой толщи:

$$q^p_{D_3-C_2} = 2,70 \beta_{fr} + 3,57 \beta_m + 1,43 \beta_t + 5,33 \beta_v - 1,78 \beta_{fm} + 2,70 \text{ при } r = 0,63;$$

$F_p/F_t = 3,16; p < 0,000000; fr$  — франская,  $m$  — московская,  $t$  — турнейская,  $v$  — визейская,  $fm$  — фаменская толщ.

Данная модель получена с помощью пошагового анализа с коэффициентом корреляции ( $r$ ) на первом шаге — 0,52, на втором — 0,56, на третьем — 0,60, на четвертом — 0,62 и на пятом — 0,63, т. е. формирование модели началось с максимального битумоидного коэффициента франских отложений, которые и являются основными нефтематеринскими для всего разреза. На рис. 1 приведено изменение значений

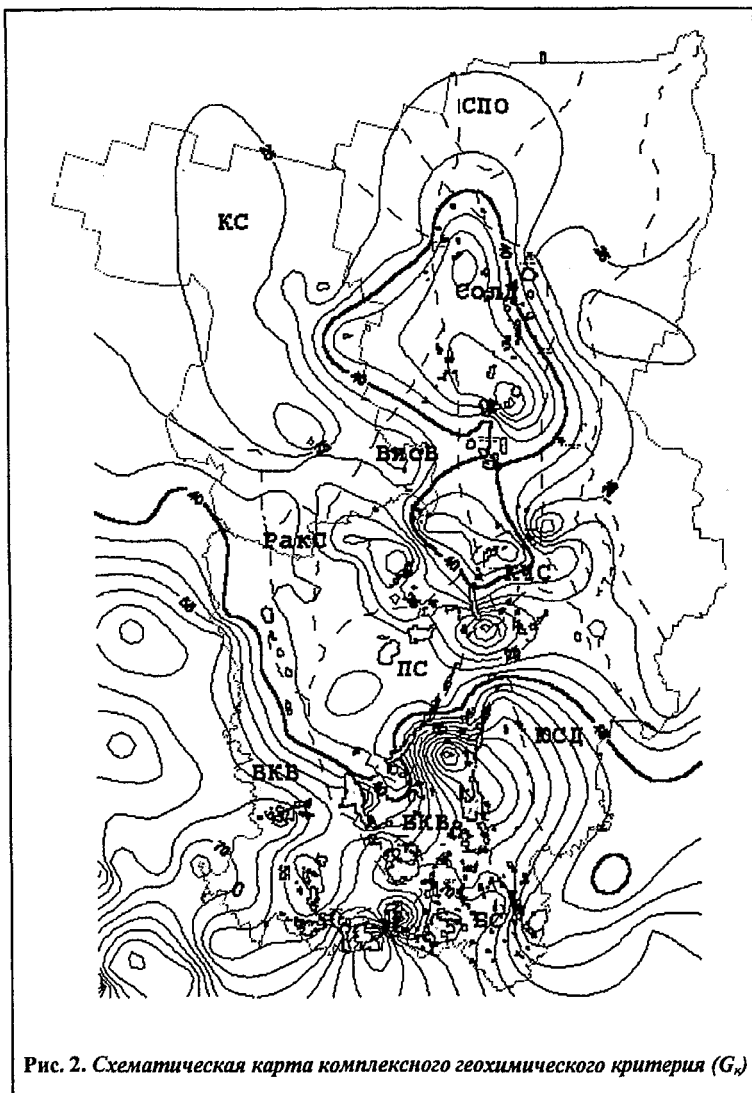


Рис. 2. Схематическая карта комплексного геохимического критерия ( $G_k$ )

битумоидного коэффициента по разрезу (показан размах значений и линия тренда). Если всем исследуемым толщам, начиная с нижней франской до верхней московской, присвоить индексы от 1 до 6, то

тальной мере контролируют нефтегазоносность недр и могут быть использованы для оценки перспектив нефтегазоносности территории на региональном и зональном уровнях.

УДК 551.735.15

## ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ БАШКИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

О. Е. Кочнева

(Пермский государственный технический университет)

Изучением карбонатных резервуаров занимались многие ученые — К. И. Багринцева, Г. А. Максимович, Е. М. Сметова, Н. В. Беляева и др.

Преобразование карбонатных коллекторов рассматривается на фоне литолого-тектонических усло-

В формировании пород-коллекторов башкирских отложений большую роль играют микро-структуры карбонатных пород, которые отражают фациальные обстановки осадконакопления.

вий, которые влияют на трансформацию минеральных компонентов и распределение путей движения флюидов.

В ряду литологических факторов большое значение имеют преобразование структур и возникновение

между коэффициентом  $\beta$  и условными значениями ( $N$ ) будет получена логарифмическая зависимость вида:

$$\beta = 22,31 - 24,961 \log(N).$$

Для зональной оценки плотности распределения ресурсов была построена схематическая карта комплексного геохимического критерия ( $G_k$ ), приведенная на рис. 2. Из карты видно, что изолинией "40" оконтуриваются зоны с максимальной плотностью ресурсов УВ, что соответствует их фактическому распределению. Таким образом, критерий  $G_k$  может быть использован и в локальном прогнозе нефтегазоносности структур, после предварительного анализа его распределения в пределах нефтяных и пустых структур. Исследования, проведенные авторами на примере 149 нефтегазоносных и 127 пустых структур Пермского Прикамья, позволили вычислить вероятность отнесения их к своему классу в зависимости от значений  $G_k$  —  $P(W_1/G_k)$ . Данная зависимость подтверждает существование значимой корреляционной связи между этими параметрами и имеет вид:

$$P(W_1/G_k) = 0,32 + 0,0042 G_k \text{ при } r = 0,61, t_p > t_l.$$

Таким образом, выполненные авторами исследования позволили выявить роль геохимической составляющей в нефтегазообразовательном процессе и, используя комплексный геохимический критерий ( $G_k$ ), обосновать его взаимосвязь с распределением ресурсов УВ по площади и разрезу. Статистические модели, построенные на примере Пермского Прикамья, показывают, что предложенные геохимические критерии в значи-