

РЕЗУЛЬТАТЫ ДИСПЕРСИОННОГО ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПРИ ОЦЕНКЕ ДОСТОВЕРНОСТИ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

А.С. Некрасов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми,
Пермь, Россия

Представлены результаты дисперсионного факторного анализа при разграничении карбонатных пород по структуре порового пространства. В качестве результативных признаков использовались радиус поровых каналов и их извилистость. Результаты анализа свидетельствуют о чувствительности величины радиуса поровых каналов к вариациям структуры порового пространства за исключением разграничения с «чисто» поровой структурой порового пространства и порово-кавернозной и кавернозной структурами, а также кавернозной и трещинной структурами карбонатных пород месторождений Башкирского свода (БС). Для месторождений Соликамской депрессии (СолД) вычисленные показатели достоверности (за исключением показателя, разграничивающего «чисто» поровую структуру порового пространства и порово-кавернозную) больше табличных, взятых при том или ином уровне значимости.

Что касается извилистости поровых каналов, то этот параметр информативен только для разграничения «чисто» поровых и трещинных, также кавернозных и трещинных коллекторов месторождений СолД.

Полученные результаты свидетельствуют о различии процессов каверно- и трещинообразования для фаменско-турнейских отложений месторождений БС и СолД. Кавернозность в фаменско-турнейских отложениях месторождений СолД развита равномерно и интенсивнее, чем на месторождениях БС. Микроописание образцов зерна, отобранных из месторождений СолД, подтверждают, что фаменско-турнейские известняки этих месторождений преобразованы сильнее, чем аналогичные породы месторождений БС. Это проявляется в интенсивности выщелачивания и приуроченности кавернозности и трещиноватости к плотным разностям пород. Максимум кавернозных пород в этих отложениях соответствует интервалу низкопористых (0–3 %), их доля – 60 %, в то время как кавернозные разности среди низкопористых ($K_p < 3\%$) на месторождениях БС составляют менее 2 %.

Ключевые слова: дисперсионный факторный анализ, показатель достоверности, фаменско-турнейские отложения, фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород, результативный признак, радиус поровых каналов, извилистость.

THE RESULTS OF DISPERSION FACTOR ANALYSIS IN VERIFYING A STRUCTURE OF PORE SPACE IN RESERVOIR ROCKS

A.S. Nekrasov

Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm,
Perm, Russian Federation

The paper offers some results of dispersion factor analysis in classifying carbonate rocks according to pore space. The radius of pore channels and pore tortuosity were chosen as effective parameters. The analysis demonstrates a correlation between a pore channel radius and pore space structure except for distinguishing 'pure' pore space and pore-cavernous/cavernous structures, as well as cavernous and fractured structures of carbonate rocks at the Bashkir anticline deposits. For deposits of the Solikamskaya depression the fidelity values obtained (except for the parameter distinguishing pore and pore-cavernous structures) are higher than tabular values for a certain significance level.

As for pore tortuosity of channels, this parameter is informative only to distinguishing 'pure' pore and fractured structures, as well as cavernous and fractured reservoirs located in the Solikamskaya depression.

The results testify to different processes of cavern and fracture formation in the Famennian-Tournaisian deposits of the Bashkir anticline and Solikamskaya depression. Cavernosity in the Famennian-Tournaisian deposits of the Solikamskaya depression is found to extend uniformly and more active than in the deposits of the Bashkir anticline. Microdescription of core samples taken from the Solikamskaya depression confirms that the Famennian-Tournaisian cement rocks of this location were transformed in a more expressed manner than their counterparts of the Bashkir anticline. This is shown by intensive desalination and relation of cavernosity and fracturing to compact variety. The maximum number of cavernous rocks in these deposits corresponds to poor-pore intervals (0-3 %), their portion being 60 %, while the cavernous varieties among poor-pore rocks ($K_p < 3\%$) in the Bashkir anticline makes less than 2 %.

Keywords: dispersion factor analysis, fidelity, Famennian-Tournaisian deposits, reservoir properties of carbonate rock, effective criterion, pore channel radius, pore tortuosity.

Введение

Выделенные типы и подтипы поровых разностей карбонатных пород, отличающихся строением порового пространства, дифференцируются по своим физическим и фильтрационно-емкостным свойствам. Однако принять однозначное решение о достоверности различия выделенных типов и подтипов не представляется возможным из-за значительного размаха фиксируемых параметров. Такая ситуация возникает, если карбонатный комплекс на изучаемой территории представлен разнофациальными отложениями, характеризующимися различными физическими и фильтрационными свойствами [1–7].

Дисперсионный анализ оценки достоверности различия выделенных типов и подтипов карбонатных пород

Техника расчетов при выполнении дисперсионного анализа показана на примере фаменско-турнейских отложений месторождений Башкирского свода (БС) (скв. 269 – Соловатовское, скв. 95 – Дозорцевское, скв. 112 – Дулеповское, скв. 118 – Софьинское), а также месторождений Соликамской депрессии (СолД) (скв. 377 – Уньвинское месторождение).

В технике статистических вычислений признаки статистической совокупности, которые рассматриваются как причины изменения другого признака, называются факторами [8, 9]. Признак, на который оказывается влияние, характеризуется как результативный. Признаки определяются задачами исследований, в одних случаях они рассматриваются как факторы, в других – как результативные признаки. Подразделение признаков имеет чисто условный характер.

В качестве результативного признака использовались показатели [10–12], определяемые по формулам

$$R_{\text{пор}} = \sqrt{\frac{K_{\text{пр.г}}}{K_{\text{п.о}}}}, \quad T_{\text{г}} = \sqrt{P_{\text{п}} \cdot K_{\text{п.о}}},$$

где $K_{\text{пр.г}}$ – коэффициент газопроницаемости; $K_{\text{п.о}}$ – коэффициент открытой пористости; $P_{\text{п}}$ – параметр пористости.

Показатель $R_{\text{пор}}$ отражает величину радиуса пор, а показатель $T_{\text{г}}$ – извилистость токопроводящих каналов.

Данные о радиусе поровых каналов и их извилистости заносились в таблицы, именуемые комбинационными (табл. 1, 2).

Т а б л и ц а 1

Значения радиуса поровых каналов (БС, скв. 269 – Соловатовское, скв. 95 – Дозорцевское, скв. 112 – Дулеповское, скв. 118 – Софьинское месторождения, пласт Т-Фм)

Радиус поровых каналов (известняки)		
Поровые	Кавернозные	Трещинные
A_1	A_2	A_3
3,4	2,19	1,68
1,33	7,4	33
3,08	2,6	25,7
2,62	8,4	32,6
10,2	18,2	13,9
10,5	15	4,3
1,67	11,7	17,4
3,45	27,8	13,6
1,83	4,3	38,6
1,29	9	1,12
1,12	5	1
1	4,9	2,2
Сумма всех дат ΣV		
41,5	116,5	185,1
Среднее арифметическое M_a		
3,5	9,7	15,4

Примечания: $n = a \cdot p = 3 \cdot 12 = 36$ – общее число наблюдений; $p = 12$ – повторность опыта; $M = \Sigma V/n = 9,5$.

Для сокращения количества обрабатываемых данных из общего массива определений $R_{\text{пор}}$ и $T_{\text{г}}$ случайным образом отобрано по 36 определений того и другого параметров, значения которых представлены в табл. 1, 2. Видно, что фактор A , влияние которого предполагается, представлен тремя группами A_1 – A_3 . Ко-

личество вариантов (групп) неограниченно, оно определяется условиями исследований. В приведенном комплексе фактор A имеет три варианта: A_1 – известняки поровые; A_2 – кавернозные; A_3 – трещинные.

Т а б л и ц а 2

Значения извилистости поровых каналов (БС, скв. 269 – Соловатовское, скв. 95 – Дозорцевское, скв. 112 – Дулеповское, скв. 118 – Софьинское месторождения, пласт Т-Фм)

Извилистость поровых каналов (известняки)		
Поровые	Кавернозные	Трещинные
A_1	A_2	A_3
2,5	2,9	2,73
2,9	2,5	3,75
3,4	3,2	2,66
3	2,6	1,4
2,7	2,6	2,8
2,3	2	2,6
4,4	2,5	2,5
2,7	2,3	2,7
2	2,8	3,9
2,4	2,7	3
2,6	2,8	2,5
3,3	2,6	3,2
Сумма всех дат ΣV		
34,2	31,5	33,7
Среднее арифметическое M_a		
2,8	2,6	2,8

Примечания: $n = a \cdot p = 3 \cdot 12 = 36$ – общее количество наблюдений; $p = 12$ – повторяемость опыта; $M = \Sigma V/n = 2,8$.

Количество отдельных вариантов каждого фактора обозначают строчными буквами латинского алфавита – a, b, c и т.д. [9]. Таким образом, для фактора A число вариантов равно 3 ($a = 3$).

Массив вариантов (дат), размещенных в ячейках таблицы, составляет статистический комплекс, определяющий структуру и форму комбинационной таблицы, позволяющей удобно разместить отдельные результаты наблюдений, со-

ставляющие комплекс. Наиболее удобным для выполнения анализа является такое распределение вариантов (дат) в ячейках комбинационной таблицы, когда в каждую ячейку попадает одинаковое число z вариантов (дат).

Число повторных испытаний для каждой комбинации факторов называют повторностью опыта и обозначают буквой p .

Повторность опыта зависит от надежности и достоверности анализируемых величин. В анализируемом комплексе повторность опыта равна 12 ($p = 12$), т.е. для каждой комбинации испытано по 12 образцов. Общее количество всех дат V (наблюдений), составляющих статистический комплекс, обозначают буквой n . Оно всегда равно произведению количества вариантов на повторность опыта:

$$n = a \cdot p = 3 \cdot 12 = 36.$$

Содержание дисперсионного анализа состоит в следующем [13, 14]. Отдельное значение (дата), характеризующее наблюдаемый признак, возникает в результате влияния совокупности факторов. Анализируя варьирование (рассеяние) наблюдений, т.е. варьирование дат статистической совокупности, вычисляем дисперсию, которая складывается из дисперсий, обусловленных действием каждого отдельного фактора. Так происходит при исследовании радиусов поровых каналов и их извилистости, обусловленных не только влиянием типа коллектора, но и плотности и перекристаллизации пород, их коллекторских свойств и целого ряда факторов, о существовании которых ничего не известно. Рассеяние измеренных параметров $R_{пор}$ и T_r обусловлено совместным влиянием каждого отдельного фактора, составляющего σ . Оценка влияния типа коллектора на значения радиусов поровых каналов и их извилистости заключается в том, чтобы определить ту часть общей дисперсии, которая действительно принадлежит этим факторам. Дис-

персионный анализ позволяет разложить дисперсию дат наблюдаемой совокупности на дисперсию, обусловленную влиянием выбранных факторов, и случайную (остаточную) дисперсию, вызванную влиянием всех неучтенных факторов. Исходя из этого при оценке существенности действия того или иного фактора применяют отношение меры варьирования каждого фактора и сочетаний факторов к мере варьирования под влиянием случайных факторов. Это отношение вычисляют следующим образом:

$$\Theta = \frac{\sigma^2}{\sigma_z^2},$$

где σ^2 – мера варьирования под действием какого-либо фактора или сочетаний факторов; σ_z^2 – мера случайного варьирования; Θ – показатель достоверности влияния.

Для выяснения вопроса о существенном или случайном влиянии изучаемых факторов на результаты исследования экспериментально полученные величины вычисленные $\Theta_{\text{выч}}$ сопоставляются с табличными $\Theta_{\text{табл}}$, вычисленными для разной степени вероятности в зависимости от числа степеней свободы. Вычисленное по экспериментальным данным $\Theta_{\text{выч}}$ считается существенным, если оно равно или превышает соответствующее табличное значение $\Theta_{\text{табл}}$ при принятой вероятности.

В практике экспериментальных работ обычно ограничиваются тремя градациями вероятности: 0,95; 0,99; 0,999. Соответственно этим градациям вероятности табличное значение Θ обозначают: Θ_5 при вероятности 0,95; Θ_1 при вероятности 0,99; Θ_{01} при вероятности 0,999.

В процессе дисперсионного анализа, кроме совместного влияния нескольких факторов, необходимо установить наличие или отсутствие влияния каждого фактора в отдельности.

При выполнении дисперсионного анализа вычисление дисперсии осуществляется по формуле

$$\sigma^2 = \frac{\sum(x-M)^2}{v},$$

где x – наблюдаемое значение величины; M – средняя арифметическая; v – число степеней свободы.

Число степеней свободы обозначает количество элементов варьирования, способных принимать произвольные значения, не меняющие общего уровня, около которого это варьирование происходит.

Предположим, что имеется пять значений какой-либо величины: $x = 8; 5; 7; 6; 4$.

Их средняя арифметическая

$$M = (8 + 5 + 7 + 6 + 4)/5 = 6.$$

Для выбора другой совокупности из пяти членов при условии, что средняя арифметическая будет равной шести, произвольно можно взять только четыре значения, но пятое должно быть таким, чтобы сумма всех дат равнялась 30. Следовательно, в данном случае число степеней свободы

$$v = n - 1 = 4.$$

Число v в разных случаях различно и применяется при сравнении дисперсий через показатели достоверности.

Отыскание сумм квадратов для характеристики варьирования по факторам

Основную сложность дисперсионного анализа составляет отыскание сумм, вызванных влиянием каждого фактора, необходимых для вычисления соответствующих дисперсий. В табл. 3, 4 приводится вычисление сумм квадратов новых дат и порядок вычисления этим способом суммы квадратов общего варьирования S_x .

В таблицах записывают значения уменьшенных дат и их квадратов по группам вариантов фактора A .

После определения квадратов дат подсчитывают суммы дат, и суммы их квадратов записывают внизу таблицы. Затем подсчитывают общую сумму всех дат $\sum V$ (с учетом их знака) и сумму их

квадратов $\sum V^2$. После этого вычисляют поправку H по формуле

$$H = \frac{\sum V^2}{n},$$

где n – общее для комплекса число наблюдений (дат).

Сумму квадратов отклонений общего варьирования находят по формуле

$$S_x = \sum V^2 - H.$$

Все эти вычисления размещают под табл. 3, 4.

Т а б л и ц а 3

Вычисление сумм S_x по уменьшенным датам (БС, скв. 269 – Соловатовское, скв. 95 – Дозорцевское, скв. 112 – Дулеповское, скв. 118 – Софьинское месторождения, пласт Т-Фм)

Радиус поровых каналов (известняки)					
Поровые		Кавернозные		Трещиноватые	
A_1		A_2		A_3	
V	V^2	V	V^2	V	V^2
-6,1	37,21	-7,31	53,44	-7,82	61,15
-8,17	66,75	-2,1	4,41	23,5	552,25
-6,42	41,22	-6,9	47,61	16,2	262,44
-6,88	47,332	-1,1	1,21	23,1	533,61
0,7	0,49	8,7	75,69	4,4	19,36
1	1	5,5	30,25	-5,2	27,04
-7,83	61,31	2,2	4,84	7,9	62,41
-6,05	36,60	18,3	334,89	4,1	16,81
-7,67	58,83	-5,2	27,04	29,1	846,81
-8,21	67,40	-0,5	0,25	-8,38	70,2244
-8,38	70,22	-4,5	20,25	-8,5	72,25
-8,5	72,25	-4,6	21,16	-7,3	53,29
$\sum = -72,50$	560,60	2,49	621,0	71,7	2577,6

$$\sum V = 1,69; \sum V^2 = 3759,2; H = 0,08; S_x = \sum V^2 - H = 3759,12.$$

Порядок вычислений суммы квадратов отклонений по фактору A приведен в табл. 5, 6.

В первом столбце табл. 5, 6 записывают обозначения вариантов фактора A (A_1, A_2, A_3); во втором – суммы итогов

дат по каждому варианту ($\sum Va_1, \sum Va_2$ и $\sum Va_3$), условно обозначенные в таблицах без знака суммы \sum ; в третьем столбце записывают число дат отдельных вариантов исследуемого фактора; в четвертом – частные средние арифметические, полученные путем деления итогов дат на их число; в пятом – квадраты итогов дат по отдельным вариантам.

Т а б л и ц а 4

Вычисление сумм S_x по уменьшенным датам (БС, скв. 269 – Соловатовское, скв. 95 – Дозорцевское, скв. 112 – Дулеповское, скв. 118 – Софьинское месторождения, пласт Т-Фм)

Извилистость поровых каналов (известняки)					
Поровые		Кавернозные		Трещиноватые	
A_1		A_2		A_3	
V	V^2	V	V^2	V	V^2
-0,3	0,09	0,1	0,01	-0,07	0,005
0,1	0,01	-0,3	0,09	0,95	0,90
0,6	0,36	3,2	10,24	-0,14	0,020
0,2	0,04	-0,2	0,04	-1,4	1,96
-0,1	0,01	-0,2	0,04	0	0
-0,5	0,25	-0,8	0,64	-0,2	0,04
1,6	2,56	-0,3	0,09	-0,3	0,09
-0,1	0,01	-0,5	0,25	-0,1	0,01
-0,8	0,64	0	0	1,1	1,21
-0,4	0,16	-0,1	0,01	0,2	0,04
-0,2	0,04	0	0	-0,3	0,09
0,5	0,25	-0,2	0,04	0,4	0,16
$\sum = 0,6$	4,4	0,7	11,4	0,14	4,5

$$\sum V = 1,44; \sum V^2 = 20,3; H = 0,06; S_x = \sum V^2 - H = 20,24.$$

Выше указано, что для суждения о существенном или случайном характере влияния изучаемого фактора на результаты исследования необходимо меру варьирования, зависящую от него, сопоставить с мерой варьирования, зависящей от случайных факторов, т.е. вычислить показатель достоверности и для оценки степени достоверности сравнить его с соответствующим табличным показателем

Т а б л и ц а 5

Вычисление суммы S_a по уменьшенным датам (БС, скв. 269 – Соловатовское, скв. 95 – Дозорцевское, скв. 112 – Дулеповское, скв. 118 – Софьинское месторождения, пласт Т-Фм). Радиус поровых каналов

A	V_a	n_a	M_{cp}	V_a^2
Поровые	-72,5	12	-6,04	5256,25
Кавернозные	2,49	12	0,21	6,20
Трещинные	71,7	12	5,98	5140,89
$\sum V_a$	1,69	36	-	10403
$\sum V_a^2$	-	-	-	10403
H	-	-	-	0,08

$$S_a = \frac{V_a^2}{n_a} - H = 866,84; S_z = S_x - S_a = 3759,12 - 866,84 = 2892,3.$$

Т а б л и ц а 6

Вычисление суммы S_a по уменьшенным датам (БС, скв. 269 – Соловатовское, скв. 95 – Дозорцевское, скв. 112 – Дулеповское, скв. 118 – Софьинское месторождения, пласт Т-Фм). Извилистость поровых каналов

A	V_a	n_a	M_{cp}	V_a^2
Поровые	0,6	12	0,05	0,36
Кавернозные	0,7	12	0,06	0,49
Трещинные	0,14	12	0,01	0,02
$\sum V_a$	1,44	36	-	-
$\sum V_a^2$	-	-	-	0,9
H	-	-	-	0,04

$$S_a = \frac{V_a^2}{n_a} - H = 0,035; S_z = S_x - S_a = 20,24 - 0,035 = 20,22.$$

достоверности $\Theta_{табл.}$. Для этого необходимо вычислить число степеней свободы:

$$v_x = n - 1 = 36 - 1 = 35;$$

$$v_a = a - 1 = 3 - 1 = 2;$$

$$v_z = v_x - v_a = 35 - 2 = 33,$$

где n – общее число дат в комплексе, равное 36; a – число вариантов фактора A , равное 3.

Вычисление показателей достоверности деления коллекторов на типы и подтипы по величине радиуса поровых каналов и их извилистости

После определения сумм квадратов отклонений и числа степеней свободы вычисляют квадрат меры варьирования по формуле

$$\sigma^2 = \frac{S}{v},$$

где S – какая-либо сумма квадратов отклонений; v – соответствующее ей число степеней свободы.

Для анализируемого комплекса (радиус поровых каналов)

$$S_a = 866,8, v_a = 2;$$

$$\sigma_a^2 = \frac{S_a}{v_a} = \frac{866,8}{2} = 433,4;$$

$$S_z = 2892,8;$$

$$v_z = 33;$$

$$\sigma_z^2 = \frac{S_z}{v_z} = \frac{2892,8}{33} = 87,6.$$

После чего показатель достоверности будет

$$\Theta_{выч} = \frac{\sigma_a^2}{\sigma_z^2} = \frac{433,4}{87,6} = 4,95.$$

В таблице пограничных значений [15] находим, что при числе степеней свободы $v_a = 2$ и $v_z = 33$ $\Theta_{табл} = 3,3$.

Для извилистости поровых каналов

$$S_a = 0,02, v_a = 2;$$

$$\sigma_a^2 = \frac{S_a}{v_a} = \frac{0,02}{2} = 0,01;$$

$$S_z = 20,2;$$

$$v_z = 33;$$

$$\sigma_z^2 = \frac{20,2}{33} = 0,61;$$

$$\Theta_{\text{выч}} = \frac{\sigma_a^2}{\sigma_z^2} = 0,016.$$

Таким образом, на основании полученных показателей достоверности с вероятностью 95 случаев из 100 ($3,3 < 4,95$) можно утверждать, что по величине радиуса поровых каналов карбонатные коллекторы делятся на типы, в то время как деление на типы по величине извилистости поровых каналов не представляется возможным, так как $0,02 < 3,3$.

Проверим степень отличия подтипов кавернозно-поровых и трещинно-поровых пород от подтипа «чисто» поровых пород.

Для этого преобразуем вычисленные по уменьшенным датам условные средние арифметические M в фактические средние арифметические M_a по формуле

$$M_a = M + C,$$

где C – величина, на которую уменьшены фактические значения дат. После чего вычислим показатель достоверности по формуле

$$\Theta = \frac{n_1 n_2}{n_1 + n_2} \cdot \frac{(M_1 - M_2)^2}{\sigma_z^2}.$$

В результате получим:

- при A_1 и A_2 $\Theta_{\text{выч}}$ равняется 2,6;
- A_1 и A_3 – 9,9;
- A_2 и A_3 – 2,3;
- A_1 и A_{23} – 7,6;
- A_1 и A_{12} – 0,9.

Таким образом, сравнивая $Q_{\text{табл}}$ с расчетным, можно утверждать, что различие $R_{\text{п}}$ между поровым (ПК) и кавернозным (КК) коллекторами нельзя считать доказанным, так как $2,6 < 3,3$, в то время как между ПК и трещинным (ТК) ошибочность заключения составляет 1 из 1000 ($9,9 > 8,66$), различие между КК и трещинным (ТК) также не доказано, так как $2,3 < 3,3$, в то время как ошибочность заключения между ПК и ТК 1 случай из 100 ($7,6 > 5,35$), между поровым и кавернозно-поровым различие не доказано, так как $0,9 < 3,3$ (табл. 7).

Т а б л и ц а 7

Результаты дисперсионного факторного анализа значений показателя радиуса поровых каналов месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии

Тектонический элемент	Месторождение	Номер скв.	Пласт	Название подтипов карбонатных пород (действующий фактор)	Число определений	Показатель достоверности Θ		Вероятность разграничения
						$\Theta_{\text{выч}}$	$\Theta_{\text{табл}}$	
Башкирский свод	Соловатовское Дозорцевское Дулеповское Софьинское	269 95 112 118	Т-Фм	«Чисто» поровый	12	2,6	3,3	Не доказано
				Кавернозный	12			
				«Чисто» поровый	12	9,9	8,7	
		Трещинный		12				
		«Чисто» поровый		12	7,6	5,4	0,99	
		Кавернозно-трещинный		12				
		«Чисто» поровый		12	0,9	3,3	Не доказано	
		Порово-кавернозный		12				
		Кавернозный		12	2,3	3,3	Не доказано	
Трещинный	12							

Окончание табл. 7

Тектонический элемент	Месторождение	Номер скв.	Пласт	Название подтипов карбонатных пород (действующий фактор)	Число определений	Показатель достоверности Θ		Вероятность разграничения
						$\Theta_{\text{выч}}$	$\Theta_{\text{табл}}$	
Соликамская депрессия	Уньвинское	377	Т-Фм	«Чисто» поровый	12	3,7	3,5	0,95
				Кавернозный	12			
				«Чисто» поровый	12	21,3	11,28	0,999
				Трещинный	12			
				«Чисто» поровый	12	22,6	11,3	0,999
				Кавернозно-трещинный	12			
				«Чисто» поровый	12	1,4	3,5	Не доказано
				Порово-кавернозный	12			
				Кавернозный	12	7,2	6,0	0,99
Трещинный	12							

Таблица 8

Результаты дисперсионного факторного анализа значений показателя извилистости поровых каналов месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии

Тектонический элемент	Месторождение	Номер скв.	Пласт	Название подтипов карбонатных пород (действующий фактор)	Число определений	Показатель достоверности Θ		Вероятность разграничения
						$\Theta_{\text{выч}}$	$\Theta_{\text{табл}}$	
Башкирский свод	Соловатовское Дозорцевское Дулеповское Софьинское	269 95 112 118	Т-Фм	«Чисто» поровый	12	0,1	3,3	Не доказано
				Кавернозный	12			
				«Чисто» поровый	12	0,0001	3,3	Не доказано
				Трещинный	12			
				«Чисто» поровый	12	2,1	3,3	Не доказано
				Кавернозно-трещинный	12			
				«Чисто» поровый	12	0,1	3,3	Не доказано
				Порово-кавернозный	12			
				Кавернозный	12	0,1	3,3	Не доказано
Трещинный	12							
Соликамская депрессия	Уньвинское	377	Т-Фм	«Чисто» поровый	12	0,09	3,5	Не доказано
				Кавернозный	12			
				«Чисто» поровый	12	6,7	6,0	0,99
				Трещинный	12			
				«Чисто» поровый	12	2,1	2,5	Не доказано
				Кавернозно-трещинный	12			
				«Чисто» поровый	12	1,4	3,5	Не доказано
				Порово-кавернозный	12			
				Кавернозный	12	15,1	3,7	0,95
Трещинный	12							

Вычислим показатель достоверности для извилистости поровых каналов (табл. 8):

- при A_1 и A_2 $\Theta_{\text{выч}}$ равняется 0,1;
- A_1 и $A_3 - 0,0001$;
- A_2 и $A_3 - 0,1$;
- A_1 и $A_{23} - 0,01$;
- A_1 и $A_{12} - 0,1$.

Заключение

Результаты анализа свидетельствуют о чувствительности величины радиуса поровых каналов к вариациям структуры порового пространства как для платформенной части Пермского Прикамья, так и месторождений Соликамской депрессии (СолД), что касается извили-

стости поровых каналов, то этот параметр информативен только для разграничения «чисто» поровых и трещинных, также кавернозных и трещинных коллекторов и месторождений СолД (см. табл. 7, 8).

Для месторождений платформенной части Пермского Прикамья деление карбонатных коллекторов на подтипы по величине извилистости поровых каналов не представляется возможным [16].

Изложенное в настоящей работе по существу представляет собой описание алгоритма расчетов на персональном компьютере при проведении дисперсионного факторного анализа, что позволит значительно сократить требуемое для расчетов время.

Список литературы

1. Михайлов Н.Н. Изучение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. – М.: Недра, 1987. – 152 с.
2. Митрофанов В.П., Злобин А.А., Бейзман В.Б. О кавернозности карбонатных продуктивных отложений Соликамской депрессии // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2002. – № 3. – С. 37–43.
3. Уорсинг А., Геффнер Дж. Методы обработки экспериментальных данных: пер. с англ. – М.: Изд-во иностр. литературы, 1953. – 345 с.
4. A modified shrinking core model for the reaction between acid and hetero-granular rough mineral particles / X. Li, Z. Yang, J. Zhao, Y. Wang, R. Song, Y. He, Z. Su, T. Lei // Hydrometallurgy. – 2015. – № 153. – P. 114–120. DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.03.001
5. Wei N.N. Factors evaluation of particle size distribution of heavy oil emulsion // Advanced Materials Research. – 2013. – № 800. – P. 389–392. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.800.389
6. Xu P., Qiu S., Yu B., Jiang Z. Prediction of relative permeability in unsaturated porous media with a fractal approach // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2013. – № 64. – P. 829–837. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2013.05.003
7. Cai J., Hu X., Standnes D.C., You L. An analytical model for spontaneous imbibition in fractal porous media including gravity // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2012. – № 414. – P. 228–233. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2012.08.047
8. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
9. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтегазопромысловых геологии. – М.: Недра, 1977. – 428 с.
10. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 592 с.
11. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. – М.: Недра, 1990. – 186 с.
12. Zheng B., Li J.-H. A new fractal permeability model for porous media based on Kozeny-Carman equation // Natural Gas Geoscience. – 2015. – № 26(1). – P. 193–198. DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2015.01.0193
13. Математические методы в газонефтяной геологии и геофизике: монография / М.М. Элланский, А.И. Холин, Г.Н. Зверев, А.П. Петров. – М.: Недра, 1972. – 208 с.
14. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.
15. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
16. Поталов В.П. Закономерности пространственного изменения коллекторских свойств основных продуктивных горизонтов северных районов Среднего Поволжья: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – М., 1985. – 18 с.

References

1. Mikhailov N.N. Izuchenie fizicheskikh svoystv gornykh porod v okoloskvazhinnoi zone [Study of physical rock properties in borehole environment]. Moscow: Nedra, 1987. 152 p.
2. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A., Beizman V.B. O kavernoznosti karbonatnykh produktivnykh otlozhenii Solikamskoi depressii [On cavern porosity of carbonate pay zones in the Solikamskaya depression]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflyanykh mestorozhdenii*, 2002, no. 3, pp. 37-43.
3. Uorsing A., Geffner Dzh. Metody obrabotki eksperimental'nykh dannykh [Methods of processing experimental data]. Moscow: Izdatel'stvo inostrannoi literatury, 1953. 345 p.

4. Li X., Yang Z., Zhao J., Wang Y., Song R., He Y., Su Z., Lei T. A modified shrinking core model for the reaction between acid and hetero-granular rough mineral particles. *Hydrometallurgy*, 2015, no. 153, pp. 114-120. DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.03.001
5. Wei N.N. Factors evolution of particle size distribution of heavy oil emulsion. *Advanced Materials Research*, 2013, no. 800, pp. 389-392. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.800.389
6. Xu P., Qiu S., Yu B., Jiang Z. Prediction of relative permeability in unsaturated porous media with a fractal approach. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2013, no. 64, pp. 829-837. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2013.05.003
7. Cai J., Hu X., Standnes D.C., You L. An analytical model for spontaneous imbibition in fractal porous media including gravity. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2012, no. 414, pp. 228-233. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2012.08.047
8. Dement'ev L.F. *Matematicheskie metody i EVM v neftegazovoi geologii* [Mathematical methods and computers in oil-gas geology]. Moscow: Nedra, 1987. 264 p.
9. Dement'ev L.F., Zhdanov M.A., Kirsanov A.N. *Primenenie matematicheskoi statistiki v neftegazopromyslovoi geologii* [Application of mathematical statistics in oil-and-gas geology]. Moscow: Nedra, 1977. 428 p.
10. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. *Opredelenie fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod* [Determining physical properties of oil-aqueous rock]. Moscow: Nedra-Biznesstsentr, 2007. 592 p.
11. Tul'bovich B.I. *Petrofizicheskoe obespechenie effektivnogo izvlecheniia uglevodorodov* [Petrophysical data for efficient hydrocarbon extraction]. Moscow: Nedra, 1990. 186 p.
12. Zheng B., Li J.-H. A new fractal permeability model for porous media based on Kozeny-Carman equation. *Natural Gas Geoscience*, 2015, no. 26(1), pp. 193-198. DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2015.01.0193
13. Ellanskii M.M., Kholin A.I., Zverev G.N., Petrov A.P. *Matematicheskie metody v gazonetianoi geologii i geofizike* [Mathematical methods in oil-gas geology and geophysics]. Moscow: Nedra, 1972. 208 p.
14. Kobzar' A.I. *Prikladnaia matematicheskaia statistika. Dlia inzhenerov i nauchnykh rabotnikov* [Applied mathematical statistics. For engineers and researchers]. Moscow: Fizmatlit, 2006. 816 p.
15. Pomorskii Iu.L. *Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh* [Methods of statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960. 174 p.
16. Potapov V.P. *Zakonomernosti prostranstvennogo izmeneniia kollektorskikh svoystv osnovnykh produktivnykh gorizontov severnykh raionov Srednego Povolzh'ia* [Regularities in dimensional variation of reservoir properties of the main deposits in the northern parts of the Middle Volga]. Abstract of the thesis of the candidate of geological and mineral sciences. Moscow, 1985. 18 p.

Об авторе

Некрасов Александр Сергеевич (Пермь, Россия) – доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а; e-mail: Aleksandr.Nekrasov@pnn.lukoil.com).

About the author

Aleksandr S. Nekrasov (Perm, Russian Federation) – Doctor of Geologic-Mineralogical Sciences, Senior Researcher, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPINeft” in Perm (614010, Perm, Geroev Hasana st., 9a, e-mail: Aleksandr.Nekrasov@pnn.lukoil.com).

Получено 04.06.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Некрасов А.С. Результаты дисперсионного факторного анализа при оценке достоверности структуры порового пространства карбонатных пород-коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 25–34. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.3

Please cite this article in English as:

Nekrasov A.S. The results of dispersion factor analysis in verifying a structure of pore space in reservoir rocks. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 16, pp. 25-34. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.3