

УДК 550.8.05

К.А. Хасанова, Д.А. Щетинкина

Уральский государственный горный университет,
Екатеринбург, Россия

**К ВОПРОСУ О ЗНАЧИМОСТИ ГЕНЕТИЧЕСКИХ
ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ
НА ПРИМЕРЕ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

Рассмотрены связи между генетическими факторами и гидравлическими типами коллекторов посредством факторного анализа. Выделены группы коллекторов с близкими характеристиками порового пространства. Рассчитаны величины собственных значений и веса факторов, выделены значимые связи.

Ключевые слова: факторный анализ, гидравлическая единица потока, класс коллектора.

K. A. Khasanova, D. A. Schetinkina

Ural State Mining University, Ekaterinburg, Russia

**TO THE QUESTION OF SIGNIFICANCE GENETIC FEATURES
FOR ALLOCATION ON THE EXAMPLE OF COLLECTORS
TEVLINSKO-RUSSKINSKOYE FIELD (WEST SIBERIA)**

This article examines the relationship between genetic factors and types of hydraulic reservoirs through factor analysis. Groups of collectors with similar characteristics of the pore space are distinguished. The values of the eigenvalues and weight factors identified significant relationships are calculated.

Keywords: factor analysis, the hydraulic unit of the flow, the class header.

В настоящее время существует большое количество сложнопостроенных залежей углеводородов, возникает потребность в дополнительных исследованиях, в том числе и генетических реконструкциях. Важная задача состоит в том, чтобы выделить связь между условиями образования объекта и его коллекторскими свойствами.

Объектом исследования послужила скважина Тевлинско-Русскинского месторождения (Западная Сибирь), изученная в интервале 2516–2569 м со сплошным отбором кернa. Произведены описание кернa и лабораторные исследования по изучению его фильтрационно-емкостных свойств и пр. Систематизированные данные представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств керна

№ п/п	Интервал от	Интервал до	Гранулометрический состав	Текстура	Фация	ПС	НГК	ИК	ГК	Пористость	Проницаемость
1	2516	2521,4	ма	пв	БПП	123,33	2,37	138,62	8,35	7,90	0,04
2	2521,4	2522,1	тз-ка	кв	БПВ	96,84	2,37	70,83	7,04	11,20	0,12
3	2522,1	2523	м-сз	кв	БМБ	93,63	2,39	57,27	7,90	19,88	347,16
4	2523,6	2526,3	тз-ка	к	БПК	97,97	2,73	60,61	7,58	18,30	45,13
5	2526,3	2527	ма	пв	БПП	98,92	2,74	65,48	7,09	17,15	13,19
6	2527	2527,3	тз-ка	кв	БПК	90,59	4,44	57,53	6,15	16,00	6,35
7	2527,3	2532,1	тмз-тз	кв	БМБ	87,19	4,29	57,01	6,85	18,80	63,76
8	2532,2	2533,3	тз	к	БПК	85,87	2,49	65,77	7,11	18,00	22,98
9	2533,3	2537,8	тз	м	БУЗ	89,28	2,33	78,66	6,94	18,27	15,18
10	2537,8	2538,2	тз	к	БМП	89,65	2,44	88,84	7,72	18,80	17,78
11	2538,2	2542	тз	кв	БМБ	87,95	2,78	105,93	7,77	18,57	36,95
12	2542	2543,7	тз	к	БМП	95,90	3,15	89,99	7,20	17,15	13,19
13	2543,7	2543,8	ма	пв	БПП	55,33	1,14	27,05	4,02	10,00	5,00
14	2543,8	2544,2	тз	лкв	БПА	115,76	2,30	57,42	7,34	17,15	13,19
15	2544,2	2544,4	ма	кв	БПП	57,79	1,23	33,52	4,19	10,00	5,00
16	2544,4	2549	тз	кв	БПА	102,34	2,76	98,95	7,61	19,50	32,23
17	2549	2549,3	ма-ка	лкв	БПВ	100,05	2,32	119,08	8,38	17,15	13,19
18	2549,3	2551	тз	м	БУЗ	111,59	2,13	128,96	8,01	19,22	15,64
19	2551	2560	тз-ма	пкв	БМП	113,68	2,50	113,06	8,45	20,24	27,38
20	2560	2569	ма-ка	лкв	БПВ	125,96	2,25	107,49	8,68	17,15	13,19

Пояснение: гранулометрический состав: ма – мелкозернистый алевролит, ка – крупнозернистый алевролит, тз – тонкозернистый песчаник, мз – мелкозернистый песчаник, сз – среднезернистый песчаник;

Текстура: м – массивная, пв – пологоволнистая, пкв – пологокосоволнистая, лкв – линзовидно-косоволнистая, кв – косоволнистая [1].

Для выделения связи между генетическими факторами и гидравлическими типами коллекторов использован факторный анализ, параметрами которого послужили: гранулометрический состав, текстура, фация, методы геофизического исследования скважин (такие как самопроизвольная поляризация (ПС), естественная радиоактивность (ГК), индукционный каротаж (ИК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК)), гидравлическая единица потока и класс коллектора.

Гидравлическая единица коллектора (потока) определяется как «представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от свойств других пород» [2]. Помимо петрофизических параметров гидравлические единицы отражают пространственные характеристики, подчеркивая литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Однако следует учитывать, что один и тот же тип коллектора может образовываться в различных фациальных обстановках, и, наоборот, как правило, в пределах одной фации присутствует несколько гидравлических единиц потока. Возможность гидравлических единиц потока НУ характеризовать неоднородность ФЕС резервуара в пространстве позволяет выбрать ее в качестве базового элемента при построении математической модели коллектора. Выделение гидравлической единицы потока базируется на расчете параметра индикатора гидравлической единицы (*Flow zone indicator*) FZI по пористости и проницаемости:

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\frac{\phi}{1-\phi}},$$

где ϕ – пористость (porosity, в долях единицы); k – проницаемость (permeability, в мД) [3, 4, 5, 6].

Выделены группы коллекторов с близкими характеристиками порового пространства. Определены диапазоны, которые характеризуются близкими значениями FZI (табл. 2). Для исследуемого месторождения рассчитаны величины гидравлических единиц коллектора (потока), которые показаны в табл. 3.

Таблица 2

Определение групп коллекторов

Гранулометрический состав	FZI			Тип коллектора (НУ)
	min	max	средний	
Мелко-, среднезернистый песчаник	1,25	1,25	1,25	5
Мелко-, тонкозернистый песчаник	0,55	0,55	0,55	4
Тонкозернистый песчаник	0,26	0,42	0,34	3
Тонкозернистый песчаник-мелкозернистый алевролит	0,35	0,35	0,35	
Крупнозернистый алевролит-мелкозернистый песчаник	0,26	0,26	0,26	2
Крупнозернистый алевролит-тонкозернистый песчаник	0,03	0,47	0,25	
Мелкозернистый алевролит	0,02	0,26	0,14	1

Таблица 3

Расчетные гидравлические единицы коллектора

№ п/п	Гидравлическая единица потока (FZI)	Класс коллектора (НУ)
1	0,02	1
2	0,03	1
3	1,25	5
4	0,47	3
5	0,26	2
6	0,19	2
7	0,55	4
8	0,34	2
9	0,27	2
10	0,29	2
11	0,42	3
12	0,26	2
13	0,20	2
14	0,26	2
15	0,20	2
16	0,38	3
17	0,26	2
18	0,27	2
19	0,35	3
20	0,26	2

Вся исходная информация метризована в однородную числовую форму. Для описательной информации произведено стандартное кодирование, а для цифровых данных – поинтервальная номинализация в соответ-

ствии с характером распределения параметров. Таким образом, геологические признаки получают собственные цифровые характеристики (дескрипторы), которые формируются в соответствии с построенным словарем – тезаурусом (табл. 4). Для придания равномерности исходным данным значения всех признаков оценивались по одинаковой девятибалльной шкале. На следующем этапе по выборочной совокупности вычислена корреляционная матрица системы используемых признаков (табл. 5).

Корреляционная матрица показала, что значимыми связями обладают гранулометрический состав с фацией, проницаемостью, параметром гидравлической единицы потока и классом коллектора; параметры геофизического исследования скважин. Исходя из корреляционной матрицы, можно сделать вывод о значимости генетического подхода при выделении коллекторов [2].

Таблица 4

Цифровые характеристики геологических признаков

№ п/п	Гранулометрический состав	Текстура	Фация	ПС	НГК	ИК	ГК	Пористость	Проницаемость	Гидравлическая единица потока (FZI)	Класс коллектора (НУ)
1	1	2	1	8	3	9	9	1	1	1	1
2	4	5	2	5	3	3	6	3	1	1	1
3	7	5	5	5	3	2	8	7	6	9	5
4	4	6	3	5	4	2	7	6	5	3	3
5	1	2	1	5	4	3	6	6	3	2	2
6	4	5	3	4	7	2	5	5	2	2	2
7	6	5	5	4	7	2	6	6	5	4	4
8	5	6	3	4	3	3	7	6	4	3	2
9	5	1	7	4	3	4	6	6	3	2	2
10	5	6	6	4	3	5	8	6	3	2	2
11	5	5	5	4	4	7	8	6	5	3	3
12	5	6	6	5	5	5	7	6	2	2	2
13	1	2	1	1	1	1	1	2	3	2	2
14	5	4	4	7	3	2	7	6	3	2	2
15	1	5	1	1	1	1	1	7	2	2	2
16	5	5	4	6	4	6	8	2	5	3	3
17	2	4	2	5	3	8	9	6	3	2	2
18	5	1	7	7	3	9	8	7	3	2	2
19	3	3	6	7	3	8	9	7	4	3	3
20	2	4	2	9	3	7	9	6	3	2	2

Таблица 5

Расчетная корреляционная матрица системы

	Гранулометрический состав	Текстура	Фация	ПС	НГК	ИК	ГК	Пористость	Проницаемость	Гидравлическая единица потока (FZI)	Класс коллектора (НУ)
Гранулометрический состав	1,00	0,40	0,76	0,06	0,43	-0,03	0,32	0,32	0,54	0,55	0,56
Текстура	0,40	1,00	-0,01	-0,20	0,31	-0,23	0,05	0,16	0,26	0,26	0,28
Фация	0,76	-0,01	1,00	0,15	0,27	0,21	0,38	0,46	0,36	0,28	0,38
ПС	0,06	-0,20	0,15	1,00	0,14	0,58	0,82	-0,03	-0,04	-0,06	-0,08
НГК	0,43	0,31	0,27	0,14	1,00	0,40	0,24	0,09	0,18	0,10	0,28
ИК	-0,03	-0,23	0,21	0,58	0,40	1,00	0,61	-0,07	-0,07	-0,18	-0,05
ГК	0,32	0,05	0,38	0,82	0,24	0,61	1,00	0,12	0,24	0,15	0,14
Пористость	0,32	0,16	0,46	-0,03	0,09	-0,07	0,12	1,00	0,33	0,34	0,39
Проницаемость	0,54	0,26	0,36	-0,04	0,18	-0,07	0,24	0,33	1,00	0,76	0,89
FZI	0,55	0,26	0,28	-0,06	0,10	-0,18	0,15	0,34	0,76	1,00	0,91
НУ	0,56	0,28	0,38	-0,08	0,28	-0,05	0,14	0,39	0,89	0,91	1,00

Коэффициенты корреляции являются значимыми при их абсолютном значении не менее 0,54, менее значимые – при 0,42.

На следующем этапе рассчитаны факторные нагрузки (табл. 6), а также установлена внутренняя структура многомерного пространства, которая представлена графически (рисунок).

Таблица 6

Расчетные факторные нагрузки

	Фактор 1	Фактор 2
Гранулометрический состав	-0,83	0,02
Текстура	-0,39	-0,29
Фация	-0,67	0,25
ПС	-0,12	0,86
НГК	-0,44	0,31
ИК	-0,08	0,85
ГК	-0,43	0,79
Пористость	-0,53	-0,11
Проницаемость	-0,83	-0,21
Гидравлическая единица потока (FZI)	-0,80	-0,31
Класс коллектора (НУ)	-0,87	-0,26
Общая дисперсия	4,06	2,55
Доля фактора	0,37	0,23

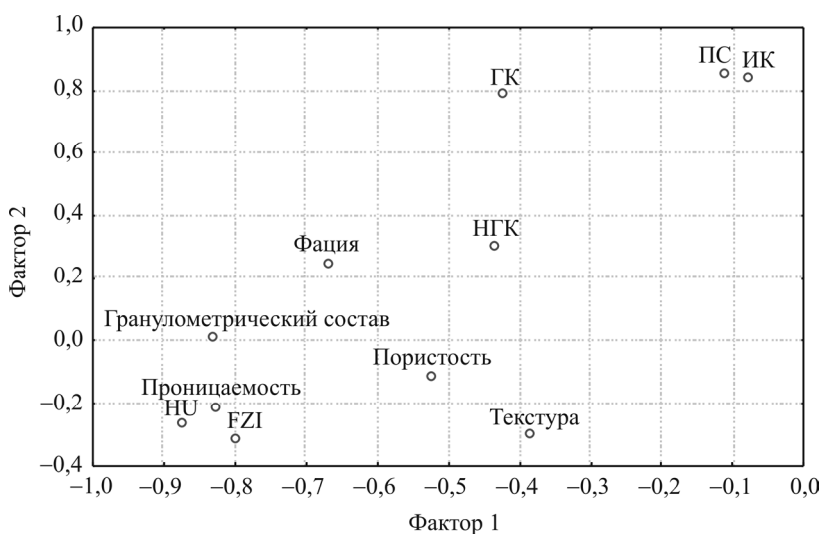


Рис. Внутренняя структура многомерного пространства

Величины собственных значений и веса факторов показывают, что исследуемые характеристики определяются действием двух основных факторов. Первый ($F_1 = 37\%$) отражает вклад гранулометрическо-

го состава, фации, проницаемости, гидравлической единицы потока и класса коллектора. Таким образом, можно сделать вывод о взаимосвязи гранулометрического состава и гидродинамических показателей (к которым «присоединяется» и фация в нашей интерпретации). Эти результаты дают возможность отображать гидродинамическую модель объекта, позволяющую обеспечить эффективную разработку залежи с максимальной отдачей углеводородов.

Фактор F_2 , на общую долю которого приходится 23 %, отражает взаимосвязь параметров геофизического исследования скважин, которые не показывают значимых связей с гидродинамическими показателями. Эти данные могут свидетельствовать либо о невысоком качестве записи и/или об отсутствии возможности использования их при построении геологической модели.

Библиографический список

1. Алексеев В.П. Литологические этюды. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 149 с.
2. Йереског К.Г., Клован Д.И., Реймент Р.А. Геологический факторный анализ. – Л.: Недра, 1980. – 223 с.
3. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №5. – С. 66–70.
4. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Методика комплексного анализа данных керн и ГИС с целью литологической классификации терригенных коллекторов // Каротажник. – 2010. – № 3. – С. 83–128.
5. Basoi R.E., Shanin N., Dawood S.E. Reservoir rock typing from crest to flank is there a link // SPE paper 117728, presented at the 2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. November 3–6. 2008. – UAE, Abu Dabi, 2008. – 22 p.
6. Kaseem A.L., Mike O.O. A robust Approach to flow unit zonation // SPE paper 98830, presented at the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja. August 1–3. 2005. – Nigeria, Abuja, 2005. – 15 p.

References

1. Alekseev V. P., Lithology Etudes. Yekaterinburg: Publ. UGGU, 2006. – 149 p.

2. Yereskog K. G., Klovan D. I., Reyment R. A. Geological Factor Analysis. – L.: Nedra, 1980. – 223 p.

3. Mangazeev V. P., Belozero V.B. Method to display a digital geological model of lithofacies characteristics of terrigenous reservoir // Oil Industry. – 2006. – Number 5. – P. 66–70.

4. Khabarov A. V., Volokitin J. E. Methodology of complex analysis of core data and GIS to classify lithology of terrigenous reservoirs // Karotazhnik. – 2010. – № 3. – P. 83–128.

5. Basoi R. E., Shanin N., Dawood S. E. Reservoir rock typing from crest to flank is there a link // SPE paper 117 728, presented at the 2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – November 3–6. – 2008. – UAE, Abu Dabi, 2008. – 22 p.

6. Kaseem A. L., Mike O. O. A robust Approach to flow unit zonation // SPE paper 98830, presented at the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja. August 1–3. 2005. – Nigeria, Abuja, 2005. – 15 p.

Об авторах

Хасанова Ксения Альфитовна (Екатеринбург, Россия) – магистрант кафедры литологии и геологии горючих ископаемых Уральского государственного горного университета (620149, г. Екатеринбург, ул. Онуфриева, 8, e-mail: pinkyroller@mail.ru).

Щетинкина Дарья Александровна (Екатеринбург, Россия) – студент кафедры литологии и геологии горючих ископаемых Уральского государственного горного университета (620085, г. Екатеринбург, ул. Селькоровская, 4, e-mail: dashenka-shhetinkina@rambler.ru).

About the authors

Khasanova Ksenia Alfitovna (Ekaterinburg, Russia) – graduate, Ural State Mining University (Onufrieva Street, 8, Ekaterinburg 620149, e-mail: pinkyroller@mail.ru).

Schetinkina Darya Alexandrovna (Ekaterinburg, Russia) – a student at the department of geology and lithology of fossil fuels, Ural State Mining University (Selkorovskaya Street 4, Ekaterinburg, 620085, e-mail: dashenka-shhetinkina@rambler.ru).

Получено 14.03.2012