

УДК 622 + 553.982.2.276.6

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2023

**Разработка геолого-статистического подхода к обоснованию месторождения-аналога для структуры, подготовленной к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОГТ 3D в Пермском крае**

Е.С. Колесников

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

**Development of a Geological and Statistical Approach to the Justification of an Analogue Field for a Structure Prepared for Deep Drilling by 3D Seismic in the Perm Krai**

Evgeniy S. Kolesnikov

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 01.12.2022. Принята / Accepted: 31.05.2023. Опубликовано / Published: 22.03.2024

**Ключевые слова:**

амплитуда структуры, геолого-разведочные работы, подтверждаемость структур глубоким бурением, оценка рисков, отражающий горизонт, геолого-статистический анализ, дискриминантный анализ.

При разработке проектной документации для проведения геолого-разведочных работ, включающей в себя обоснование заложения поисково-оценочной скважины с целью поиска и оценки залежей нефти в геологических структурах, возникает необходимость определения месторождения-аналога, характеризующегося схожим геологическим строением. В связи с этим появляется потребность разработки актуального геолого-статистического подхода, позволяющего наиболее точно определить месторождение-аналог на основе геолого-статистических данных.

Рассматривается геолого-статистический метод, который не только подтверждает характер соответствия структурных планов в целом, но и позволяет дифференцировать участки с различным геолого-структурным строением, характеризующиеся разной степенью соответствия структурных планов в пределах площади, изученной сейсморазведочными работами МОГТ 3D.

Характер значимости влияний показателей ОГ S, ОГ I<sup>к</sup>, ОГ I<sup>п</sup>, ОГ II<sup>к</sup> и ОГ III на ОГ II<sup>п</sup>, определенный в результате исследования, подтверждает соответствие структурных планов нижнего отдела карбониферозной системы (ОГ I<sup>к</sup>, I<sup>п</sup>, II<sup>к</sup>, II<sup>п</sup>) между собой и несоответствие их структурным планам пермских (ОГ S) и девонских терригенных отложений (ОГ III).

Для определения месторождения-аналога геологической структуры был проведен дискриминантный анализ по группам скважин, соответствие и принадлежность которых к разным месторождениям подтверждены регрессионным исследованием.

**Keywords:**

structure amplitude, geological exploration, confirmability of structures by deep drilling, risk assessment, seismic reflectors, geological and statistical analysis, discriminant analysis.

When developing design documentation for geological exploration, which includes the rationale for laying a prospecting and appraisal well in order to search for and evaluate oil deposits in geological structures, there is a need to identify an analogue field characterized by a similar geological structure.

In this regard, there is a need to develop an up-to-date geological and statistical approach that makes it possible to most accurately determine an analogue field based on geological and statistical data.

This article discusses the geological-statistical method, which not only confirms the nature of the correspondence of structural plans in general, but also allows us to differentiate areas with different geological and structural structures, characterized by different degrees of correspondence of structural plans within the area, that studied by 3D seismic exploration.

The nature of the influence significance of the indicators OG S, OG IK, OG IP, OG IIK and OG III on OG IIP, determined as a study result, confirmed the correspondence between structural plans of the Lower Carboniferous System (OG IK, IP, IIK, IIP) and inconsistency between structural plans of Permian (OG S) and Devonian terrigenous deposits (OG III).

To determine the analogue field of the geological structure, a discriminant analysis was carried out on groups of wells, the correspondence and belonging of which to different deposits was confirmed by a regression study.

© Колесников Евгений Сергеевич – геолог отдела геологии и лицензирования (тел.: +007 (912) 580 50 60, e-mail: zhenya.kolesnikov.1997@mail.ru).

© Evgeniy S. Kolesnikov – PhD Student at the Department of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (912) 580 50 60, e-mail: zhenya.kolesnikov.1997@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Колесников Е.С. Разработка геолого-статистического подхода к обоснованию месторождения-аналога для структуры, подготовленной к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОГТ 3D в Пермском крае // Недропользование. – 2023. – Т.23, №2. – С.52-57. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.1

Please cite this article in English as:

Kolesnikov E.S. Development of a Geological and Statistical Approach to the Justification of an Analogue Field for a Structure Prepared for Deep Drilling by 3D Seismic in the Perm Krai. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.2, pp.52-57. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.1

**Введение**

При разработке проектной документации для проведения геолого-разведочных работ, включающей в себя обоснование заложения поисково-оценочной скважины с целью поиска и оценки залежей нефти в геологических структурах, возникает необходимость определения месторождения-аналога, характеризующегося схожим геологическим строением [1–12].

В связи с этим появляется потребность разработки актуального геолого-статистического подхода, позволяющего наиболее точно определить месторождение-аналог на основе геолого-статистических данных.

**Статистическая дифференциация скважин по принципу отношения к разным геолого-разведочным площадям**

Для определения месторождения-аналога в программном обеспечении Statistica была выполнена пошаговая множественная регрессия для групп разного количества поисковых скважин  $l$ , пробуренных на рассматриваемой геолого-разведочной площади, а также на прилегающих площадях. Регрессия выполнялась для  $l$  от 3 до 27 шт. включительно. Ранжирование выборки было произведено в порядке возрастания абсолютной отметки ОГ II<sup>П</sup> [10–24].

В табл. 1 представлены результаты регрессионного исследования. Жирным шрифтом выделены статистически значимые показатели, для которых значение  $p$ -критерия, характеризующего вероятность ошибки первого рода (т.е. вероятность случайности полученного результата), меньше или равно 0,05.

Значение коэффициента множественной корреляции  $R^2$ , характеризующего тесноту линейной зависимости одной переменной от других, начинает увеличиваться в диапазоне  $l$  от 3 до 9, далее, при  $l$  от 10 до 27 значение коэффициента достигает своего максимума 0,997–0,999 и практически не меняется. Постепенное увеличение коэффициента объясняется тем, что чем больше значений переменных используется в анализе, тем точнее описывается уравнение регрессии и, как следствие, тем

сильнее прослеживается связь между зависимой и независимыми переменными.

Стандартная ошибка  $SE$  показывает, насколько выборочная средняя может отличаться от среднего генеральной совокупности. Статистическая модель применима к рассматриваемой геологической структуре «S», поскольку максимальная стандартная ошибка, встречающаяся в регрессионном анализе в диапазоне  $l$  от 19 до 27, равна 5,30 м, а амплитуда структуры «S» по ОГ II<sup>П</sup> равна 14 м.

В диапазоне  $l$  от 27 до 19 модель контролируется статистически значимыми показателями ОГ II<sup>К</sup> и ОГ I<sup>П</sup>.

Величина стандартной ошибки  $SE$  в данном диапазоне постепенно увеличивается с 4,52 до 5,30 м. Коэффициент множественной корреляции  $R^2$  колеблется в районе значения 0,998.

Данная модель подтверждает принадлежность участвующих в ней скважин месторождению «А».

Первое перестроение модели наблюдается в диапазоне  $l$  от 18 до 13: модель продолжает контролироваться статистически значимыми показателями ОГ II<sup>К</sup> и ОГ I<sup>П</sup>, также начинает оказывать статистически значимое влияние на модель показатель ОГ I<sup>К</sup>.

Величина стандартной ошибки  $SE$  в данном диапазоне колеблется от 3,64 до 3,93 м. Коэффициент множественной корреляции  $R^2$  колеблется в районе значения 0,999.

Данная модель подтверждает принадлежность участвующих в ней скважин месторождению «В».

Второе перестроение модели наблюдается в диапазоне  $l$  от 12 до 10: модель продолжает контролироваться статистически значимыми показателями ОГ I<sup>П</sup> и ОГ I<sup>К</sup>.

Значения величины стандартной ошибки  $SE$  находятся в диапазоне от 3,53 до 3,85 м. Коэффициент множественной корреляции  $R^2$  колеблется в районе значения 0,998.

Данная модель подтверждает принадлежность участвующих в ней скважин месторождению «С».

Третье перестроение модели наблюдается в диапазоне  $l$  от 9 до 8: модель продолжает контролироваться статистически значимым показателем ОГ I<sup>П</sup>, влияние показателя ОГ I<sup>К</sup> ослабевает.

Таблица 1

Результаты регрессионного исследования

Месторождение	$l$ , шт.	Св. член	Коэффициенты при показателях, доли ед.					$R^2$ , доли ед.	$p$ -критерий, доли ед.	$SE$ , м
			ОГ S	ОГ I <sup>К</sup>	ОГ I <sup>П</sup>	ОГ II <sup>К</sup>	ОГ III			
«D»	3	-2630,30	-0,06		-1,07					
	4	-2073,05	-0,02			0,05				
	5	<b>-1481,18</b>	0,04				0,693	0,194592	1,314	
	6	<b>-1215,69</b>	0,05		0,25		0,783	0,240577	1,388	
	7	-699,373	0,071	0,779			0,829	0,098265	2,206	
	8	146,611			<b>1,075</b>	0,250	0,798	0,079233	3,037	
	9	713,295			<b>1,493</b>	0,313	0,966	0,000308	3,178	
«C»	10	796,744		<b>-2,098</b>	<b>3,275</b>	0,461	0,997	2,76E <sup>-08</sup>	3,530	
	11	464,455		<b>-1,780</b>	<b>2,962</b>	0,306	0,998	6,43E <sup>-10</sup>	3,793	
	12	504,928		<b>-1,682</b>	<b>2,870</b>	0,325	0,998	1,79E <sup>-11</sup>	3,850	
	13	-22,225		<b>-1,131</b>	<b>2,188</b>	0,219	0,999	4,93E <sup>-13</sup>	3,774	
«B»	14	-7,070		<b>-1,162</b>	<b>2,192</b>	0,249	0,999	1,26E <sup>-14</sup>	3,641	
	15	40,114		<b>-1,106</b>	<b>1,983</b>	<b>0,397</b>	0,999	1,26E <sup>-15</sup>	3,927	
	16	30,805		<b>-1,081</b>	<b>1,975</b>	<b>0,379</b>	0,999	3,99E <sup>-17</sup>	3,808	
	17	36,436		<b>-1,073</b>	<b>1,946</b>	<b>0,399</b>	0,999	1,14E <sup>-18</sup>	3,679	
	18	34,503		<b>-1,036</b>	<b>1,898</b>	<b>0,407</b>	0,999	3,32E <sup>-20</sup>	3,567	
«A»	19	<b>85,053</b>	-0,086		<b>0,298</b>	<b>0,915</b>	0,998	7,6E <sup>-19</sup>	5,297	
	20	<b>94,193</b>	-0,085		0,271	<b>0,941</b>	0,998	3,96E <sup>-20</sup>	5,235	
	21	<b>91,669</b>	-0,086		<b>0,277</b>	<b>0,935</b>	0,998	1,63E <sup>-21</sup>	5,098	
	22	<b>92,963</b>	-0,092		<b>0,275</b>	<b>0,939</b>	0,998	7,19E <sup>-23</sup>	4,986	
	23	<b>93,478</b>	-0,094		<b>0,276</b>	<b>0,938</b>	0,998	2,94E <sup>-24</sup>	4,867	
	24	<b>92,954</b>	-0,094		<b>0,278</b>	<b>0,936</b>	0,998	1,18E <sup>-25</sup>	4,750	
	25	<b>91,558</b>	-0,093		<b>0,280</b>	<b>0,935</b>	0,998	5,09E <sup>-27</sup>	4,654	
	26	<b>95,399</b>	-0,094		<b>0,266</b>	<b>0,947</b>	0,998	2,76E <sup>-28</sup>	4,611	
	27	246,681	-0,090		<b>0,257</b>	<b>0,930</b>	0,089	0,998	3,65E <sup>-28</sup>	4,515

Таблица 2

Качественная характеристика дискриминантного анализа

$l = 23$	Лямбда Уилкса, доли ед.	Частная лямбда, доли ед.	$F$ -критерий – (3.18)	$p$ -критерий, доли ед.	Толерантность	$R^2$
ОГ I <sup>K</sup>	0,002	0,189	25,780	0,000	0,642	0,358
ОГ S	0,005	0,068	81,908	0,000	0,291	0,709
ОГ III	0,006	0,063	88,912	0,000	0,133	0,867
ОГ I <sup>II</sup>	0,003	0,134	38,713	0,000	0,119	0,881

Таблица 3

Апостериорные вероятности

N	Группа	Апостериорные вероятности			
		Группа «А» ( $p = 0,36$ )	Группа «В» ( $p = 0,24$ )	Группа «С» ( $p = 0,12$ )	Группа «D» ( $p = 0,28$ )
3	«D»	0,000	0,000	0,000	1,000
4	«D»	0,000	0,000	0,000	1,000
5	«D»	0,000	0,000	0,000	1,000
6	«D»	0,000	0,000	0,000	1,000
7	«D»	0,000	0,000	0,000	1,000
8	«D»	0,000	0,000	0,000	1,000
9	«D»	0,000	0,000	0,000	1,000
10	«S»	0,000	0,000	0,000	1,000
11	«C»	0,000	0,000	1,000	0,000
12	«C»	0,000	0,000	1,000	0,000
13	«C»	0,000	0,000	1,000	0,000
14	«B»	0,000	1,000	0,000	0,000
15	«B»	0,000	1,000	0,000	0,000
16	«B»	0,000	1,000	0,000	0,000
17	«B»	0,000	1,000	0,000	0,000
18	«B»	0,000	1,000	0,000	0,000
19	«B»	0,000	1,000	0,000	0,000
20	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
21	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
22	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
23	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
24	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
25	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
26	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
27	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000
28	«A»	1,000	0,000	0,000	0,000

Величина стандартной ошибки  $SE$  в данном диапазоне постепенно уменьшается с 3,46 до 3,04 м. Коэффициент множественной корреляции  $R^2$  постепенно уменьшается с 0,983 до 0,798.

Данная модель подтверждает принадлежность участвующих в ней скважин месторождению «D». В диапазоне  $l$  от 7 до 3 статистически значимых показателей нет, что обусловлено малым количеством  $l$ , используемых в множественной регрессии. Скважины, участвующие в данной модели, пробурены в пределах месторождения «D».

Наблюдается различная зависимость структурного плана ОГ I<sup>II</sup> от показателей ОГ S, ОГ I<sup>K</sup>, ОГ I<sup>I</sup>, ОГ II<sup>K</sup> и ОГ III в разных диапазонах  $l$ . Это указывает на возможность дифференциации участков с разной степенью соответствия структурных планов. Более того, это позволяет группировать участки, подчиняющиеся сходным геолого-статистическим моделям (близким по характеру влияния значимых показателей). Значимое влияние показателей ОГ I<sup>K</sup>, ОГ I<sup>I</sup> и ОГ II<sup>K</sup> на ОГ I<sup>II</sup> и незначимое влияние показателей ОГ S и ОГ III на ОГ I<sup>II</sup> подтверждает соответствие структурных планов нижнего отдела каменноугольной системы (ОГ I<sup>K</sup>, I<sup>I</sup>, II<sup>K</sup>, II<sup>I</sup>) между собой и несоответствие их структурным планам пермских (ОГ S) и девонских терригенных отложений (ОГ III) [25–34].

**Вероятностно-статистическое обоснование месторождения-аналога**

Для определения месторождения-аналога геологической структуры «S» был проведен дискриминантный анализ по результатам регрессионного исследования [34–46]. Дискриминантный анализ выполнялся по группам скважин, соответствие и принадлежность которых к

разным месторождениям с разным характером соотношения структурных планов было подтверждено регрессионным исследованием. Всего выделяются четыре группы скважин, отнесенных к разным месторождениям: «A», «B», «C» и «D». Качественная характеристика дискриминантного анализа по известным значениям четырех групп представлена в табл. 2.

Лямбда Уилкса, характеризующая отношение внутригрупповой изменчивости к общей и определяющая качество группировки, в данном случае достаточно мала и колеблется в пределах 0,002–0,006 доли ед., что означает, что группы однородны внутри себя и практически не пересекаются между собой.

Частная лямбда определяет ценность того или иного признака классификации, т.е. определяет степень изменчивости лямбды Уилкса (степень изменчивости внутригрупповой однородности) после добавления переменной. То есть чем меньше её значение, тем ценнее оказывается признак. В данном случае наиболее ценными переменными являются ОГ S и ОГ III, поскольку они, по сравнению с ОГ I<sup>II</sup>, распространены не так повсеместно.

$F$ -критерий определяет изменчивость дисперсий в результате исключения того или иного признака из анализа, а  $p$ -критерий определяет уровень его статистической значимости, т.е. вероятность того, что результат окажется случайным. Если исключение признака приводит к статистически значимому изменению соотношения дисперсий, значит этот признак вносит важный вклад в дискриминацию групп.

Толерантность определяет избыточность признака, то есть чем она ниже, тем сильнее данный признак связан со всеми остальными. Коэффициент множественной корреляции  $R^2$ , наоборот, определяет степень взаимосвязи признака с остальными, использованными в модели.

Канонические дискриминантные функции, определяющие процесс классифицирования, подчинялись законам:

$$Root\ 1 = -4,414 - 4,880(OG\ I^K) - 9,362(OG\ S) - 19,436(OG\ III) + 3,290(OG\ I^II);$$

$$Root\ 2 = -2,806 + 4,442(OG\ I^K) - 71,492(OG\ S) - 26,153(OG\ III) + 4,589(OG\ I^II);$$

$$Root\ 3 = 1,123 + 0,727(OG\ I^K) + 21,528(OG\ S) - 9,771(OG\ III) + 0,517(OG\ I^II).$$

Графики корней дискриминантных функций Root 1, Root 2 и Root 3 представлены на рис. 1–3.

Собственные значения корней функции Root 1, Root 2 и Root 3, характеризующие качество дифференцирования, соответственно равны 40,66, 23,32 и 1,70. Это значит, что наиболее представительным в данном случае будет график корней дискриминантных функций Root 1 и Root 2, поскольку чем больше собственное значение функции, тем эффективней разделение.

Скважины группы «А» располагаются только в отрицательных значениях Root 1 и Root 3 и только в положительных значениях Root 2. Как видно из ранее построенной геолого-статистической модели, соответствующей месторождению «А», ОГ II<sup>П</sup> контролируется статистически значимыми показателями ОГ II<sup>К</sup> и ОГ I<sup>П</sup>.

Скважины группы «В» располагаются только в положительных значениях Root 1, Root 2 и Root 3. Как видно из ранее построенной геолого-статистической модели, соответствующей месторождению «В», ОГ II<sup>П</sup> контролируется статистически значимыми показателями ОГ II<sup>К</sup> и ОГ I<sup>П</sup> и ОГ I<sup>К</sup>.

Скважины группы «С» располагаются только в положительных значениях Root 1 и только в отрицательных значениях Root 2 и Root 3. Как видно из ранее построенной геолого-статистической модели, соответствующей месторождению «С», ОГ II<sup>П</sup> контролируется статистически значимыми показателями ОГ I<sup>П</sup> и ОГ I<sup>К</sup>.

Скважины группы «Д» располагаются только в отрицательных значениях Root 1 и Root 2 и как в положительных, так и отрицательных значениях Root 3. Как видно из ранее построенной геолого-статистической модели, соответствующей месторождению «Д», ОГ II<sup>П</sup> контролируется статистически значимым показателем ОГ I<sup>П</sup>.

Апостериорные вероятности, полученные в результате дискриминантного анализа, характеризующие вероятность принадлежности структуры «S» конкретной группе («А», «В», «С» или «Д»), представлены в табл. 3.

Схема совместного распределения апостериорных вероятностей для исследуемых четырех групп, полученная при использовании дискриминантного анализа, представлена на рис. 2.

Установлено закономерное распределение групп скважин, приуроченных к разным территориям с разной степенью соответствия структурных планов. В южной части располагается месторождение «С», в его пределах пробурено три скважины. Севернее месторождения «С» располагается месторождение «В», в его пределах пробурено шесть скважин. В западной части территории располагается месторождение «А», в его пределах пробурено девять скважин. В северо-восточной части располагается месторождение «Д». В его пределах пробурено девять скважин.

Апостериорная вероятность принадлежности геологической структуры «S» к территории месторождения «Д», равна 100 %. А значит месторождение «Д» является аналогом для структуры «S».

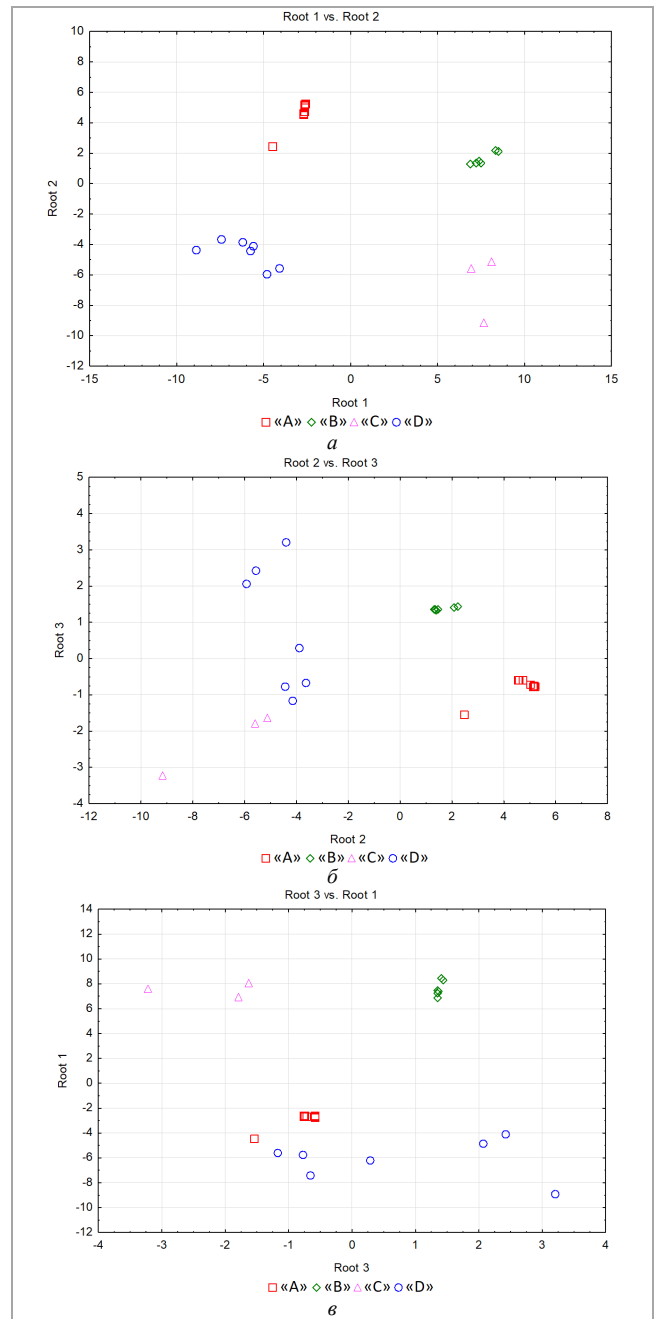


Рис. 1. График корней дискриминантных функций: а – Root 1 и Root 2; б – Root 2 и Root 3; в – Root 1 и Root 3

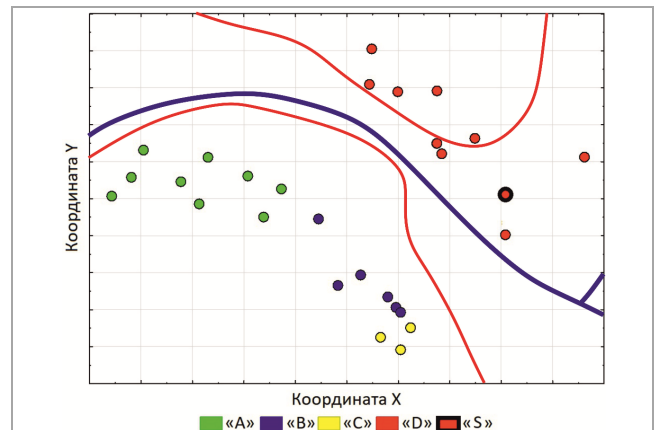


Рис. 2. Схема совместного распределения апостериорных вероятностей для различных групп; синим цветом выделены границы тектонических элементов первого порядка, красным – второго

**Заключение**

Результаты регрессионного исследования позволили объединить полученные геолого-статистические модели, близкие по характеру влияния значимых показателей, что, в свою очередь, подтвердило принадлежность разных групп скважин разным месторождениям.

Характер значимости влияний показателей ОГ S, ОГ I<sup>K</sup>, ОГ I<sup>П</sup>, ОГ II<sup>K</sup> и ОГ III на ОГ II<sup>П</sup>, определенный в результате регрессионного исследования, подтверждает соответствие структурных планов нижнего отдела

каменноугольной системы (ОГ I<sup>K</sup>, I<sup>П</sup>, II<sup>K</sup>, II<sup>П</sup>) между собой и несоответствие их структурным планам пермских (ОГ S) и девонских терригенных отложений (ОГ III).

По результатам статистического метода, основанного на дифференциации участков с различным геолого-структурным строением, характеризующихся разной степенью соответствия структурных планов в пределах рассматриваемой площади сейсморазведочных работ МОГТ 3D, для геологической структуры «S» был определен и статистически обоснован аналог – месторождение «D».

**Библиографический список**

1. Галкин С.В. Вероятностный прогноз геологических рисков при поисках месторождений нефти и газа. – Пермь: Книжный мир, 2009. – 224 с.
2. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.
3. Галкин В.И., Соловьев С.И. Районирование территории Пермского края по степени перспективности приобретения нефтяных участков недр // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 14–24. DOI: 10.15593/224-9923/2015.16.2
4. Дифференцированная вероятностная оценка генерационных процессов в отложениях доманикового типа Пермского края / В.И. Галкин, Т.В. Карасева, И.А. Козлова, М.А. Носов, С.Н. Кривошеков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 103–105.
5. Галкин В.И., Растигаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 2011. – 299 с.
6. Комплексный подход к изучению доманиковых отложений на территории Пермского края / И.С. Путилов, С.И. Соловьев, А.А. Обухов, Е.В. Пятункина // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых отложений, в том числе из доманиковых отложений: сборник докладов по итогам межрегион. науч.-практ. конф., посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть», Карабаш, 6–7 августа 2015 г. / ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2015. – С. 71–78.
7. Михалевиц И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий). – Иркутск, 2006. – 115 с.
8. Галкин С.В., Лобанов Д.С. Использование многомерных статистических моделей при оперативном контроле извлекаемых запасов визейских залежей Пермского края // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 5. – С. 126–136. DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3463
9. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
10. Cosentino L. Integrated reservoir studies. – Paris: Editions Technip, 2001. – 400 p.
11. Дюбрь О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных / Евр. ассоциация геочелов и инженеров (EAGE). – М., 2002. – 296 с.
12. Armstrong M. Basic Linear Geostatistics. – Springer, 1998. – 155 p.
13. Южаков А.Л. Прогноз нефтегазоносности структур по тектоническим элементам отражающего горизонта ПК южной части Пермского края // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: сборник материалов II Междунар. науч. конф. – Пермь, 2019. – С. 195–200.
14. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазоносности / В.И. Галкин, И.А. Козлова, О.А. Мелкишев, М.А. Шадрин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 28–31.
15. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. – М.; Тюмень: Изд-во Тюмен. гос. ун-та, 2004. – 296 с.
16. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 28–31.
17. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MITCEEPR, 1992. – 30 p.
18. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer aided approach. – 2nd ed. – Palo Alto: Petroway Inc, 2006. – 257 p.
19. Isaaks E.H., Srivastava R.M. An Introduction to Applied Geostatistics. – Oxford University Press, 1989. – 561 p.
20. Deutsch C.V. Geostatistical Reservoir modelling. – Oxford University Press, 2002.
21. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to linear regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
22. Houze O., Viturat D., Jfaere O.S. Dinamie data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
23. Воеводкин В.Л., Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Исследование влияния критериев нефтегазоносности и изученности территории Пермского края на распределение месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 30–34.
24. Путилов И.С. Научное обоснование вероятностно-статистических методов прогноза нефтегазоносности структур в условиях высококонцентрированных территорий. – Пермь, 2016. – 369 с.
25. Фокин А. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе // Новатор. – 2011. – № 43. – С. 8–12.
26. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. – Екатеринбург: Изд-во Уро РАН, 1990. – 108 с.
27. Амшилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. – М.: Геоинформмарк, 2002. – 201 с.
28. О возможности прогнозирования нефтегазоносности фаменских отложений с помощью построения вероятностно-статистических моделей / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, Е.В. Пятункина, С.Н. Пестова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 22–27.
29. Кривошеков С.Н., Галкин В.И. Построение матрицы элементарных ячеек при прогнозе нефтегазоносности вероятностно-статистическими методами на территории Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 20–23.
30. Путилов И.С., Галкин В.И. Разработка методики вероятностно-статистического прогноза нефтегазоносности локализованных структур (на примере южной части Пермского края) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 26–29.
31. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
32. Давыденко А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях. – Иркутск, 2007. – 29 с.
33. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. – New York: Oxford University Press, 1998. – 369 p.
34. Zhuoheng Ch., Osadetz K.G. Geological Risk Mapping and Prospect Evaluation Using Multivariate and Bayesian Statistical Methods, Western Sverdrup Basin of Canada // AAPG Bulletin. – 2006. – Vol. 90, № 6. – P. 859–872. DOI: 10.1306/01160605050
35. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
36. Кривошеков С.Н. Разработка регионально-зональных критериев прогноза нефтегазоносности территории Пермского Прикамья вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 10–14.
37. Davis J.C. Statistics and Data Analysis in Geology. – 3rd Edition. – John Wiley & Sons, 2002. – 656 p.
38. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces // Journal of the Royal Statistical Society. Series A. – 1981. – Vol. 144, № 1. – P. 1–31. DOI: 10.2307/2982158
39. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
40. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фашиальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.
41. Кривошеков С.Н., Кочнев А.А., Санников И.В. Перспективы нефтегазоносности отложений доманикового типа на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 9. – С. 18–26. DOI: 10.15593/2244-9923/2013.9.2
42. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
43. Южаков А.Л. Классификация структурных локальных остатков отражающего горизонта ПК на примере юга Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XI Всерос. науч.-техн. конф., г. Пермь, 7–9 ноября 2018 г. – Пермь, 2018. – С. 85.
44. Prediction of residual oil saturation by using the ratio of amplitude of time-lapse seismic data / L. Meng, L. Zhen, L. Minzhu, Z. Huilai // Geophysics. – 2017. – Vol. 82, № 1. – P. 1–12. DOI: 10.1190/geo2015-0453.1
45. Kovalevskiy E. Geological Modelling on the Base of Geostatistics: Course Note. – Student Lecture Tour. – RUSSIA & CIS, 2011–2012.
46. Путилов И.С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 72 с.

## References

- Galkin S.V. Veroiatnostnyi prognoz geologicheskikh riskov pri poiskakh mestorozhdenii nefiti i gaza [Probabilistic forecast of geological risks when searching for oil and gas fields]. Perm: Knizhnyi mir, 2009, 224 p.
- Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka nefitnykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil fields in the Perm Krai]. Moscow: VNIIOENG, 2010, 335 p.
- Galkin V.I., Solov'ev S.I. Raionirovanie territorii Permskogo kraia po stepeni perspektivnosti priobretenia nefitnykh uchastkov nedr [Classification of Perm Krai areas according to prospectivity for oil fields acquisition]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 16, pp. 14-24. DOI: 10.15593/224-9923/2015.16.2
- Galkin V.I., Karaseva T.V., Kozlova I.A., Nosov M.A., Krivoshechekov S.N. Differentsirovannaya veroiatnostnaya otsenka generatsionnykh protsessov v otlozheniakh domanikovogo tipa Permskogo kraia [Differentiated probabilistic assessment of the generation processes in Domanic sediments of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 12, pp. 103-105.
- Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic and statistical assessment of oil and gas potential of local structures]. Ekaterinburg, 2011, 299 p.
- Putilov I.S., Solov'ev S.I., Obukhov A.A., Piatunina E.V. Kompleksnyi podkhod k izucheniiu domanikovykh otlozhenii na territorii Permskogo kraia [An integrated approach to the study of Domanic deposits in the Perm region]. *Perspektivy uvelichenia resursnoi bazy razrabatyvaemykh otlozhenii, v tom chisle iz domanikovykh otlozhenii. Sbornik dokladov po itogam mezhtsebnogo nauchno-prakticheskoi konferentsii, posviashchennoi 70-letii NGDU "Leninogorskneft", Karabash, 6-7 August 2015*. Al'metevsk: PAO "Tatneft", 2015, pp. 71-78.
- Mikhalevich I.M. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'yuternykh tekhnologii) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology)]. Irkutsk, 2006, 115 p.
- Galkin S.V., Lobanov D.S. Ispol'zovanie mnogomernykh statisticheskikh modelei pri operativnom kontrole izvlekaemykh zapasov vizeiskikh zalezhei Permskogo kraia [Use of multidimensional statistical models for operational control of recoverable reserves for the Visean deposits of the Perm region]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2022, vol. 333, no. 5, pp. 126-136. DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3463
- Dement'ev L.F. Matematicheskie metody i EVM v neftegazovoi geologii [Mathematical methods and computers in oil and gas geology]. Moscow: Nedra, 1987, 264 p.
- Cosentino L. Integrated reservoir studies. Paris: Editions Technip, 2001, 400 p.
- Diubrul' O. Ispol'zovanie geostatistiki dlia vklucheniia v geologicheskiiu model' seismicheskikh dannykh [Using geostatistics to incorporate seismic data into a geological model]. Moscow, Evropeiskaia assotsiatsiia geouchenykh i inzhenerov (EAGE), 2002, 296 p.
- Armstrong M. Basic Linear Geostatistics. Springer, 1998, 155 p.
- Iuzhakov A.L. Prognoz neftegazonosnosti struktur po tektonicheskim elementam otrazhaiushchego gorizonta IIK iuzhnoi chasti Permskogo kraia [Forecast of oil and gas content of structures based on tectonic elements of reflecting horizon IIK in the southern part of the Perm Krai]. *Novye napravleniia neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitiie geologorazvedochnykh rabot. Sbornik materialov II Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii*. Perm', 2019, pp. 195-200.
- Galkin V.I., Kozlova I.A., Melkishev O.A., Shadrina M.A. Geokhimicheskie pokazateli ROV porod kak kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Geochemical indicators of dispersed organic matter (DOM) of rocks as criteria of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 28-31.
- Altunin A.E., Semukhin M.V. Raschety v usloviakh riska i neopredelennosti v neftegazovykh tekhnologiakh [Calculations under conditions of risk and uncertainty in oil and gas technologies]. Moscow, Tiumen': Tiumenskii gosudarstvennyi universitet, 2004, 296 p.
- Krivoshechekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of a probabilistic-statistical methodology for predicting the oil and gas content of structures]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 28-31.
- Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. MITCEEP, 1992, 30 p.
- Horne R.N. Modern well test analysis: A computer aided approach. 2nd ed. Palo Alto: Petroway Inc, 2006, 257 p.
- Isaaks E.H., Srivastava R.M. An Introduction to Applied Geostatistics. Oxford University Press, 1989, 561 p.
- Deutsch C.V. Geostatistical Reservoir modelling. Oxford University Press, 2002.
- Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to linear regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
- Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamie data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2008, 694 p.
- Voevodkin V.L., Galkin V.I., Krivoshechekov S.N. Issledovanie vliianiia kriteriev neftegazonosnosti i izuchennosti territorii Permskogo kraia na raspredelenie mestorozhdenii uglevodorodov [Investigation of the influence of oil and gas content criteria and geological and geophysical knowledge on the distribution of hydrocarbon deposits in the Perm Region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 30-34.
- Putilov I.S. Nauchnoe obosnovanie veroiatnostno-statisticheskikh metodov prognoza neftegazonosnosti struktur v usloviakh vysokoizuchennykh territorii [Scientific substantiation of probabilistic and statistical methods for predicting the oil and gas content of structures in highly studied areas]. Perm', 2016, 369 p.
- Fokin A. Riski i neopredelennosti v geologorazvedochnom protsesse [Risks and uncertainties in the geological exploration process]. *Novator*, 2011, no. 43, pp. 8-12.
- Galkin V.I., Zhukov Iu.A., Shishkin M.A. Primenenie veroiatnostnykh modelei dlia lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Application of probabilistic models for local forecast of oil and gas content]. Ekaterinburg: Uralskoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1990, 108 p.
- Ampilov Iu.P. Metody geologo-ekonomicheskogo modelirovaniia resurov i zapasov nefiti i gaza s uchedom neopredelennosti i riska [Methods for geological and economic modeling of oil and gas resources and reserves taking into account uncertainty and risk]. Moscow: Geoinformmark, 2002, 201 p.
- Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Piatunina E.V., Pestova S.N. O vozmozhnosti prognozirovaniia neftegazonosnosti famenskikh otlozhenii s pomoshch'iu postroeniia veroiatnostno-statisticheskikh modelei [On the possibility of predicting the oil and gas content of Famennian deposits using the construction of probabilistic-statistical models]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no. 10, pp. 22-27.
- Krivoshechekov S.N., Galkin V.I. Postroenie matritsy elementarnykh iacheek pri prognoze neftegazonosnosti veroiatnostno-statisticheskimi metodami na territorii Permskogo kraia [Construction of a matrix of elementary cells when predicting oil and gas content using probabilistic and statistical methods in the Perm Krai]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 8, pp. 20-23.
- Putilov I.S., Galkin V.I. Razrabotka metodiki veroiatnostno-statisticheskogo prognoza neftegazonosnosti lokalizovannykh struktur (na primere iuzhnoi chasti Permskogo kraia) [Developing the technology for probabilistic and statistical forecast of oil-and-gas-bearing capacity of the South Perm Region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 4, pp. 26-29.
- Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
- Davydenko A.Iu. Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniakh [Probabilistic-statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
- GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. New York: Oxford University Press, 1998, 369 p.
- Zhuoheng Ch., Osadetz K.G. Geological Risk Mapping and Prospect Evaluation Using Multivariate and Bayesian Statistical Methods, Western Sverdrup Basin of Canada. *AAPG Bulletin*, 2006, vol. 90, no. 6, pp. 859-872. DOI: 10.1306/01160605050
- Pomorskii Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh: monografiia [Methods of statistical analysis of experimental data: monograph]. Leningrad, 1960, 174 p.
- Krivoshechekov S.N. Razrabotka regional'no-zonal'nykh kriteriev prognoza neftegazonosnosti territorii Permskogo Prikam'ia veroiatnostno-statisticheskimi metodami [Development of regional-zonal criteria for forecasting oil and gas content of the Perm Kama region using probabilistic and statistical methods]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 10-14.
- Davis J.C. Statistics and Data Analysis in Geology. 3rd Edition. John Wiley & Sons, 2002, 656 p.
- Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces. *Journal of the Royal Statistical Society. Series A*, 1981, vol. 144, no. 1, pp. 1-31. DOI: 10.2307/2982158
- Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York - London - Sydney - Toronto, 1977, 606 p.
- Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [Application of probabilistic statistical analysis to study the facies zoning of the Tournai-Famennian carbonate complex of the Siberian field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112-114.
- Krivoshechekov S.N., Kochnev A.A., Sannikov I.V. Perspektivy neftegazonosnosti otlozhenii domanikovogo tipa na territorii Permskogo kraia [Oil and gas prospects of domanic sediments in Perm Krai]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 9, pp. 18-26. DOI: 10.15593/224-9923/2013.9.2
- Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nefiti i gaza [Development of technologies for comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm: Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014, 285 p.
- Iuzhakov A.L. Klassifikatsiia strukturnykh lokal'nykh ostatkov otrazhaiushchego gorizonta IIK na primere iuga Permskogo kraia [Classification of structural local remains of the reflecting horizon IIK using the example of the south of the Perm Krai]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy XI Vserossiiskoi nauchno- tekhnicheskoi konferentsii, Perm', 7-9 November 2018*. Perm', 2018, 85 p.
- Meng L., Zhen L., Minzhu L., Huilai Z. Prediction of residual oil saturation by using the ratio of amplitude of time-lapse seismic data. *Geophysics*, 2017, vol. 82, no. 1, pp. 1-12. DOI: 10.1190/geo2015-0453.1
- Kovalevskiy E. Geological Modelling on the Base of Geostatistics: Course Note. Student Lecture Tour. RUSSIA & CIS, 2011-2012.
- Putilov I.S. Trekhmernoe geologicheskoe modelirovanie pri razrabotke nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii [3D geological modeling for oil and gas field development]. Perm: Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2011, 72 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.  
 Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.  
 Вклад автора 100 %.