

УДК 553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

**Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям****К.А. Кошкин¹, И.А. Татаринов²**¹ООО «УралОйл» (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Сибирская, 4)²ООО «НАСТ-М» (Россия, 614107, г. Пермь, ул. Макаренко, 12а, офис 1)**Development of Zone Forecast probability Models for Oil and Gas Potential in the Central Part of the Permian Uplift by Structural and Capacity Criteria****Konstantin A. Koshkin¹, Ilya A. Tatarinov²**¹Uraloil LLC (4 Sibirskaya st., Perm, 614990, Russian Federation)²NAST-M LLC (Office 1, 12a Makarenko st., Perm, 614107, Russian Federation)

Получена / Received: 14.07.2020. Принята / Accepted: 02.11.2020. Опубликовано / Published: 11.01.2021

Ключевые слова:

нефтегазогеологическое районирование, вероятностно-статистические критерии нефтегазоносности, нелокализованные ресурсы нефти, визейский терригенный нефтегазоносный комплекс, структурно-мощностные критерии, коэффициент корреляции, вероятность, нефть, поисково-разведочные работы, структурные скважины, маркирующие поверхности, зоны районирования, статистический анализ, сейсморазведка, абсолютная отметка.

Keywords:

oil and gas geological zoning, probabilistic and statistical criteria for oil and gas content, non-localized oil resources, Viséan terrigenous oil and gas complex, structural and capacity criteria, correlation coefficient, probability, oil, prospecting and exploration work, structural wells, marking surfaces, zones demarcation, statistical analysis, seismic exploration, absolute mark.

Задаче, которой посвящена данная статья, в последние годы не уделяется должного внимания, так как подготовку структур к глубокому бурению производят с помощью сейсморазведки. В то же время имеется огромный массив данных по структурному бурению, к сожалению, используются не полностью. Таким образом, актуальность применения данных по структурному бурению для решения не только структурных задач по маркирующим поверхностям, но и более сложных, связанных с зональной нефтегазоносностью территорий, не вызывает сомнений.

Прогноз нефтегазоносности по маркирующим и нефтегазоносным горизонтам проводился в трех зонах нефтегазогеологического районирования. С использованием данных по этим территориям выполнялись исследования для построения вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности. При обосновании совместного использования данных по маркирующим поверхностям и данных по кровлям нефтесодержащих горизонтов исследовались материалы по 447 глубоким скважинам.

Разработаны вероятностные модели зонального прогноза нефтегазоносности центральной части пермского свода по структурно-мощностным критериям. Комплексное использование данных по абсолютным отметкам глубоких и структурных скважин позволило ранжировать территорию центральной части Пермского свода по степени зональной нефтегазоносности.

Максимальными значениями $P_{\text{КОМ}}$ характеризуются Северокамское (0,73), Краснокамское (0,67), Баклановское (0,67), Полазненское (0,67), Рассветное (0,64) и Межевское (0,63) месторождения. Для Козубаевского месторождения $P_{\text{КОМ}}$ равно 0,57. Горское, Лобановское, Талицкое, Зоринское и Шеметинское месторождения характеризуются минимальными значениями $P_{\text{КОМ}}$, изменяющимися в интервале 0,51–0,53. Эти данные могут быть использованы при проектировании поисково-разведочных работ.

The task to which this article is devoted has not received due attention in recent years, since the preparation of structures for deep drilling is carried out using seismic exploration. At the same time, there is a huge array of data on structured drilling, unfortunately, it has not been fully used. Thus, the goal of the study is to use data on structured drilling to solve not only structural problems for marking surfaces, but also more complex ones related to zonal oil and gas potential of territories.

The forecast of oil and gas content for marking and oil and gas horizons was carried out in three zones of oil and gas geological zoning. Using the data on these territories, studies were carried out to build probabilistic models for the zonal forecast of oil and gas content. To substantiate the joint use of data on marking surfaces and data on the tops of oil-bearing horizons, materials were studied for 447 deep wells.

Probabilistic models of zonal forecast of oil and gas content of the central part of the Permian uplift were developed according to structural and capacity criteria. The complex use of data on the absolute marks of deep and structured wells made it possible to rank the territory of the central part of the Permian uplift by the degree of zonal oil and gas content.

Severokamskoye (0.73), Krasnokamskoye (0.67), Baklanovskoye (0.67), Polaznenskoye (0.67), Rassvetnoye (0.64) and Mezhevskoye (0.63) fields were characterized by the maximum values of P_{COM} . For the Kozubaevskoye field, the P_{COM} was 0.57. The Gorskoye, Lobanovskoye, Talitskoye, Zorinskoye and Shemetinskoye fields were characterized by minimum values of P_{COM} , varying in the range of 0.51–0.53. This scheme can be used when designing prospecting and exploration works in this area.

Кошкин Константин Александрович – начальник отдела геологии и лицензирования (тел.: +007 912 887 25 26, e-mail: koshkin@uraloil.com). Контактное лицо для переписки.

Татаринов Илья Анатольевич – директор (тел.: +007 912 059 81 99, e-mail: i.tatarinov@mail.ru).

Konstantin A. Koshkin (Author ID in Scopus: 18042091000) – Head of the Department of Geology and Licensing (tel.: +007 912 887 25 26, e-mail: koshkin@uraloil.com). The contact person for correspondence.

Ilya A. Tatarinov – Director (tel.: +007 912 059 81 99, e-mail: i.tatarinov@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кошкин К.А., Татаринов И.А. Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям // Недропользование. – 2021. – Т.21, №1. – С.2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1

Please cite this article in English as:

Koshkin K.A., Tatarinov I.A. Development of Zone Forecast probability Models for Oil and Gas Potential in the Central Part of the Permian Uplift by Structural and Capacity Criteria. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.1, pp.2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1

Введение

Использование вероятностных методов для решения задач прогноза зональной и локальной нефтегазоносности приведено в работах [1–17]. Отметим, что прогноз различных геологических явлений с использованием построения вероятностных моделей выполнялся по территориям, которые характеризуются различным геологическим строением [3–50].

Задаче, которой посвящена данная статья, в последние годы не уделяется должного внимания, так как подготовку структур к глубокому бурению производят с помощью сейсморазведки. В то же время накоплена огромная информация по данным, которые получены по структурному бурению, но, к сожалению, используются не полностью.

Была поставлена задача исследования: показать, что те данные, которые получены по структурному бурению, можно использовать для решения не только структурных задач по маркирующим поверхностям, но и более сложных, связанных с зональной нефтегазоносностью территорий. Для решения данной задачи использован анализ территории центральной части Пермского свода, по которой накоплен большой массив сведений по маркирующим горизонтам и нефтесодержащим пластам. Прогноз нефтегазоносности по маркирующим и нефтегазоносным горизонтам проводился в пределах этой территории Пермского свода (ПС) в трех зонах нефтегазогеологического районирования (рис. 1). В зоне 1.Б.4 расположены Краснокамский (Северокамское и Краснокамское месторождения нефти) и Осинский (Беляевское месторождение) валы (см. рис. 1). Также к этой зоне относятся северо-западная и центральная части ПС; в зоне 2.А.3 расположены Горское, Рассветное, Баклановское, Козубаевское и Лобановское месторождения. В зоне 2.А.4 – Талицкое, Южно-Межевское, Межевское, Полазненское, Шеметинское месторождения.

С использованием данных по этим территориям выполнялись исследования для построения вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности. При обосновании совместного использования данных по маркирующим поверхностям и данных по кровлям нефтесодержащих горизонтов исследовались материалы по 447 глубоким скважинам.

Обоснование построения вероятностных моделей прогноза зональной нефтегазоносности

При разработке вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности были использованы следующие абсолютные отметки кровель горизонтов и ярусов:

- бобриковский горизонт – C_1bb ,
- терригенная пачка тульского горизонта – C_1tl_1 ,
- карбонатная пачка тульского горизонта – C_1tl_k ,
- башкирский ярус – C_2b ,
- верейский горизонт – C_2vr ,
- терригенная пачка артинского яруса – P_1ar_p ,
- карбонатная пачка артинского яруса – P_1ar_k ,
- иренский горизонт – P_1ir .

На первом этапе статистического анализа вычислены значения коэффициентов корреляции r между всеми изучаемыми абсолютными отметками (табл. 1).

Анализ значений r показывает, что наблюдаются две группы, в пределах которых выявлены очень высокие по тесноте связи. Первая группа высоких корреляций обнаружена между маркирующими поверхностями, здесь

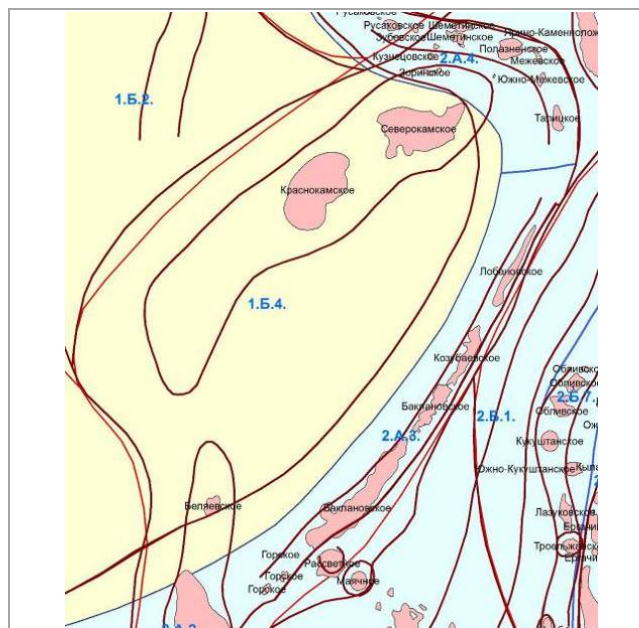


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования

наблюдаются значимые прямые корреляционные связи (P_1ar_p, P_1ar_k, P_1ir). Вторая группа наличия значимых высоких корреляций наблюдается между всеми изучаемыми нефтегазоносными горизонтами ($C_1bb, C_1tl_p, C_1tl_k, C_2b, C_2vr$). Необходимо отметить, что между нефтегазоносными и маркирующими горизонтами коэффициенты корреляции низкие, статистически не значимые, изменяются от 0,01 до -0,33 (см. табл. 1). Все это показывает, что использование абсолютных отметок по маркирующим поверхностям для зональной оценки нефтегазоносности по всей территории центральной части Пермского свода затруднительно. Поэтому разработку моделей зонального прогноза с участием данных по маркирующим горизонтам произведем дифференцированно по зонам нефтегазогеологического районирования.

При разработке статистических моделей зонального прогноза нефтегазоносности использовались данные только по следующим абсолютным отметкам:

- верейский горизонт – C_2vr ,
- терригенная пачка артинского яруса – P_1ar_p ,
- карбонатная пачка артинского яруса – P_1ar_k ,
- иренский горизонт – P_1ir .

Это связано с двумя причинами: во-первых, верейский горизонт находится наиболее близко в разрезе от маркирующих горизонтов; во-вторых, между всеми нефтегазоносными горизонтами ($C_1bb, C_1tl_p, C_1tl_k, C_2b, C_2vr$) имеются положительные статистически значимые, очень сильные корреляционные связи (r изменяется от 0,94 до 0,99). Совместное использование данных по этим горизонтам нецелесообразно вследствие получения практически одинаковых результатов. Дополнительно изучались мощности толщ между маркирующими поверхностями и верейским горизонтом. Предлагаемую методику зонального прогноза нефтегазоносности рассмотрим на примере данных по скважинам, которые расположены в зоне 1.Б.4. Для этой зоны были вычислены некоторые статистические характеристики (табл. 2) по данным скважин, расположенных в пределах контуров нефтегазоносности (класс 1), и по данным скважин, находящихся за их пределами (класс 2). Значения гипсометрических отметок кровель иренского и верейского горизонтов, а также для толщины разреза между ними – m ($vr-ir$) с учетом выделенных классов приведены в табл. 2.

Таблица 1

Корреляционная матрица

Параметр	$H(ir)$	$H(ar_1)$	$H(ar_2)$	$H(vr)$	$H(b)$	$H(t_1)$	$H(t_2)$	$H(bb)$
$H(ir)$	1,00	0,98	0,98	-0,30	-0,33	-0,13	-0,10	-0,16
$H(ar_1)$		1,00		-0,18	-0,21	-0,02	0,01	-0,05
$H(ar_2)$			1,00	-0,18	-0,21	-0,02	0,01	-0,05
$H(vr)$				1,00	0,99	0,95	0,95	0,94
$H(b)$					1,00	0,95	0,94	0,94
$H(t_1)$						1,00	0,99	0,98
$H(t_2)$							1,00	0,98
$H(bb)$								1,00

Примечание: Выделены значимые коэффициенты корреляции.

Таблица 2

Некоторые статистические характеристики для зоны 1.Б.4

Параметр	Средн. знач.	Ст. отклонен.	Мин. знач.	Макс. знач.
Показатель				
			$H(ir)$, м	
Класс 1	-7,1	55,9	-193,6	105,2
Класс 2	-154,3	89,4	-336,1	54,0
Показатель				
			$H(vr)$, м	
Класс 1	-822,9	23,5	-906,6	-789,1
Класс 2	-901,6	44,8	-1007,6	-818,2
Показатель				
			$m(vr-ir)$, м	
Класс 1	815,8	55,0	709,0	938,0
Класс 2	747,3	69,3	660,0	907,0

Таблица 3

Распределение значений $H(ir)$

Класс объекта	Интервал варьирования $H(ir)$									
	-350...-300	-300...-250	-250...-200	-200...-150	-150...-100	-100...-50	-50...0	0...50	50...100	100...150
Территории в пределах контуров месторождений, $n = 70$				0,042		0,085	0,471	0,271	0,114	0,017
Территории за пределами контуров месторождений, $n = 49$	0,043	0,022	0,285	0,326	0,040	0,163	0,061	0,040	0,020	

Отсюда видно, что абсолютные отметки кровли иренского горизонта в пределах контуров нефтегазоносности залегают значительно выше, чем за их пределами. Среднее значение $H(ir)$ для класса 1 на 147,2 м выше среднего значения, чем для класса 2. Для оценки различий в средних значениях по $H(ir)$ вычислим значение критерия t по следующей формуле:

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left(\frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right)}}$$

где X_1, X_2 – соответственно средние значения $H(ir)$ для классов 1 и 2; S_1^2, S_2^2 – среднеквадратичные отклонения.

Различие в средних значениях считается статистически значимым, если $t_p > t_r$. Значения t_r определяются в зависимости от количества сравниваемых данных и уровня значимости ($p = 0,05$). Для показателя $H(ir)$ значение $t_p = 11,286, p = 0,000000$. Это говорит о том, что средние значения по $H(ir)$ статистически различны.

Для того чтобы оценить возможности оценки нефтегазоносности данной зоны по $H(ir)$, была построена индивидуальная модель прогноза по методике, которая достаточно подробно изложена в работе [1]. Кратко рассмотрим методику построения индивидуальных вероятностных моделей на примере $H(ir)$. По данной характеристике исследовались плотности распределений в пределах двух классов. В первом случае изучаются данные по значениям $H(ir)$. В пределах территорий нефтяных месторождений – класс 1, $n_1 = 70$, во втором изучаются данные по территориям за пределами нефтегазоносности – класс 2, $n_2 = 49$. Необходимо по $H(ir)$ совокупности

(набору) разделить их на объекты, принадлежащие к классу 1. Следуя используемой методике, на первом этапе построения вероятностной модели по данным $H(ir)$ для классов 1 и 2 строятся гистограммы. Оптимальные величины интервалов значений $H(ir)$ вычисляются по формуле Стерджесса:

$$\Delta X = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{1 + 3,32 \cdot \lg N},$$

где X_{\max} – максимальное значение показателя, X_{\min} – минимальное значение показателя, N – количество данных.

В каждом интервале определяются частотности:

$$P(X) = \frac{N_k}{N_g},$$

где $P(X)$ – частотность в k -м интервале для группы $K_{\text{выт}}$ ($q = 1$), $q = 2$ соответствует группе $K_{\text{выт}}^{\text{мо}}$, N_k – число случаев содержания показателя $P(X)$ в k -м интервале, N_g – объем выборки для классов 1 и 2. Для исследования соотношений доли объектов, попавших в различные интервалы варьирования $H(ir)$, выполнен интервальный анализ, приведенный в табл. 3.

Отсюда видно, что для нефтегазоносных территорий при повышении $H(ir)$ наблюдается увеличение частоты встречаемости значений. Отметим, что для нефтегазоносных территорий в диапазоне -350...-200 м значения не наблюдаются, тогда как за пределами контуров нефтегазоносности суммарная частота их обнаружения составляет 0,341. Для территорий за пределами нефтегазоносности с интервала -200...-150 м происходит снижение частоты встречаемости значений. Модальный интервал для

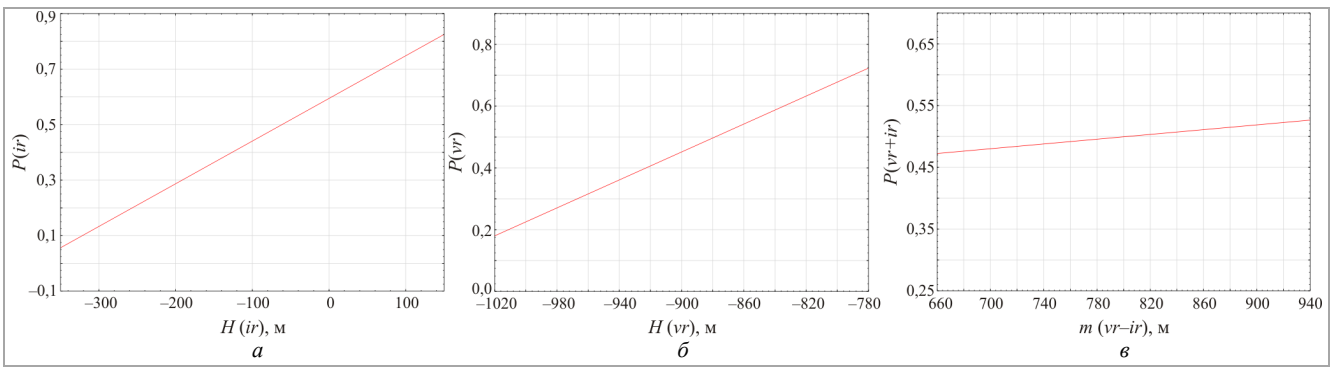


Рис. 2. Зависимость: а – $P(ir)$ от $H(ir)$; б – $P(vr)$ от $H(vr)$; в – $P(vr+ir)$ от $m(vr-ir)$

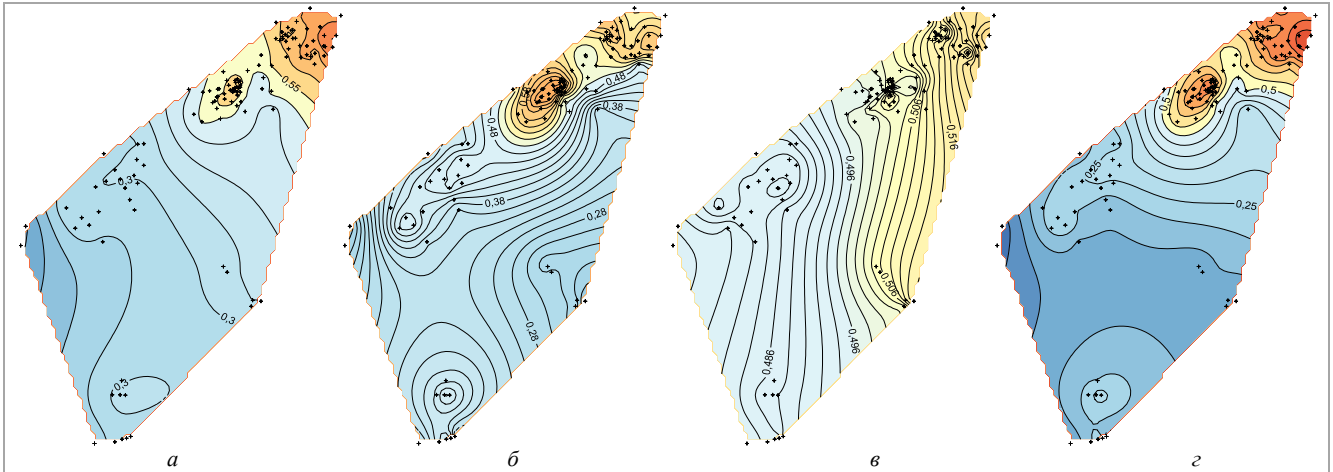


Рис. 3. Вероятностная схема перспектив нефтегазоносности для зоны НГТР 1.Б.4 по показателю: а – $P(ir)$; б – $P(vr)$; в – $P(vr+ir)$; г – $P_{ком}$ для зоны НГТР 1.Б.4

нефтегазоносных территорий находится в диапазоне – 50...0 м, для территорий за пределами нефтегазоносности в диапазоне –200...–150 м. Если в диапазоне –350...–100 м отношение частоты встречаемости первого класса ко второму равно 0,055, то в диапазоне –100...150 м данное отношение значительно выше и равно 3,373. Все это показывает, что распределение значений $H(ir)$ в пределах изучаемых классов значительно различается. Для количественного различия распределений был вычислен критерий Пирсона χ^2 по формуле

$$\chi^2 = N_1 N_2 \sum_{i=1}^e \frac{1}{M_1 + M_2} \left(\frac{M_1}{N_1} - \frac{M_2}{N_2} \right)^2,$$

где N_1, N_2 – количество значений $H(ir)$ в классах 1 и 2 соответственно; M_1, M_2 – количество значений, попавших в заданный интервал, для двух изучаемых классов соответственно; e – количество интервалов.

Значения критерия χ^2 по показателю $H(ir)$ равно 85,061 при $p = 0,000000$. Это показывает, что плотности распределений являются статистически различными. Далее в каждом интервале вычисляются вероятности принадлежности к территориям нефтяных месторождений. Затем интервальные вероятности принадлежности к классу 1 сопоставляются со средними интервальными значениями $H(ir)_н$. По величинам $P(H(ir)_н)$ и $H(ir)_н$ высчитывается парный коэффициент корреляции r и строится уравнение регрессии. Последующая корректировка построенной модели выполняется из условия, что среднее значение вероятностей для территорий нефтяных месторождений должно быть больше 0,5, а для территорий за пределами нефтяных месторождений меньше 0,5.

Линейная зависимость $P(ir)$ от $H(ir)$ имеет следующий вид: $P(ir) = 0,594 + 0,0015 H(ir)$. По остальным показателям линейные вероятностные модели строятся аналогичным образом и приведены далее в тексте статьи.

Графическое изображение данной модели приведено на рис. 2, а.

Отсюда видно, что при изменении значений $H(ir)$ от –336,1 до 105,2 м величина $P(ir)$ возрастает от 0,09 до 0,75.

По данной модели были вычислены значения $P(ir)$ по скважинам в пределах данной зоны, и по ним построена вероятностная схема перспектив нефтегазоносности для зоны НГТР 1.Б.4 (рис. 3, а).

Отсюда видно, что максимальные вероятности перспектив зональной нефтегазоносности находятся на северо-востоке данной зоны. Значения $P(ir)$ для Краснокамского и Северокамского месторождений, расположенных в пределах данной зоны, равны 0,59 и 0,74 соответственно.

Кровля верейского горизонта, как видно из табл. 2, в пределах контуров нефтегазоносности залегает значительно выше, чем за их пределами. Модель, построенная по $H(vr)$ имеет следующий вид: $P(vr) = 2,488 + 0,0023 H(vr)$. Графическое изображение данной модели приведено на рис. 2, б.

Отсюда видно, что при изменении значений $H(vr)$ от –1007 до –789 м величина $P(vr)$ повышается от 0,17 до 0,67.

По данной модели была построена вероятностная схема перспектив нефтегазоносности для зоны НГТР 1.Б.4 (рис. 3, б).

Отсюда видно, что максимальные вероятности находятся на северо-востоке данной зоны.

Распределение значений $P_{КОМ}$

Класс объекта	Интервал варьирования, $P_{КОМ}$									
	0–0,1	0,1–0,2	0,2–0,3	0,3–0,4	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,0
Территории в пределах контуров месторождений, $n = 70$		0,050				0,100	0,450	0,316	0,083	0,017
Территории за пределами контуров месторождений, $n = 49$	0,061	0,244	0,387	0,081	0,122	0,081	0,020			

Среднее значение толщины пород между верейским и иренским горизонтами, как видно из табл. 2, в пределах контура нефтегазоносности (815 м) несколько больше, чем за его пределами (747 м). Вероятность наличия нефтеносности для данной зоны имеет следующий вид: $P(vr-ir) = 0,345 + 0,0002 m(vr-ir)$. Графическое изображение данной зависимости приведено на рис. 2, в.

Отсюда видно, что при повышении значений $m(vr-ir)$ от 660 до 938 м величина $P(vr-ir)$ возрастает незначительно – от 0,47 до 0,53. Данный показатель характеризуется значительно меньшей информативностью, чем структурные показатели.

По данной модели была построена вероятностная схема перспектив нефтегазоносности для зоны НГТР 1.Б.4 (рис. 3, в).

Из седений, приведенных в рис. 3, в, видно, что повышенными значениями вероятности ($P(vr-ir) > 0,5$), помимо Северокамского и Краснокамского месторождений, характеризуется и территория, расположенная южнее их.

Разработка комплексной модели прогноза зональной нефтегазоносности

Анализ построенных моделей показал, что они контролируют нефтегазоносность данной зоны, но интервалы варьирования значений вероятностей достаточно различны. Для комплексного использования вышеприведенных показателей будем использовать комплексный показатель, который вычисляется по следующей формуле:

$$P_{КОМ} = \frac{\prod_{j=1}^m P(W_1|X_j)}{\prod_{j=1}^m P(W_1|X_j) + \prod_{j=1}^m (1 - P(W_1|X_j))}$$

где $P(W_1|X_j)$ – соответственно вероятности: $P(ir)$, $P(vr)$ и $P(vr-ir)$.

По значениям $P_{КОМ}$ была построена вероятностная схема перспектив нефтегазоносности для зоны НГТР 1.Б.4 (рис. 3, г). Распределения значений $P_{КОМ}$ в зависимости от нефтегазоносности территорий приведены в табл. 4.

На основании данных таблицы можно заключить, что для нефтегазоносных территорий значения в 95 % случаев $P_{КОМ} > 0,5$, для территорий за пределами месторождений в основном меньше 0,5. Среднее значение $P_{КОМ}$ для нефтегазоносных территорий равно $0,679 \pm 0,117$, для территорий за пределами месторождений – $0,309 \pm 0,185$, по критерию t они статистически различны ($t = 13,368$; $p = 0,000000$). Значения критерия χ^2 по показателю $P_{КОМ}$ равно 103,947 при $p = 0,000000$. Это показывает, что плотности распределений $P_{КОМ}$ являются статистически различными.

Список литературы

1. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург: УрО РАН, 2001. – 277 с.
2. Козлова И.А., Галкин В.И., Ванцева И.В. К оценке перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии с помощью геолого-геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород // Нефтепромышленное дело. – 2010. – № 7. – С. 20–23.
3. Кривошецов С.Н., Галкин В.И., Носов М.А. Оценка не локализованных ресурсов нефти территории Пермского края при помощи системы элементарных участков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 9–11.

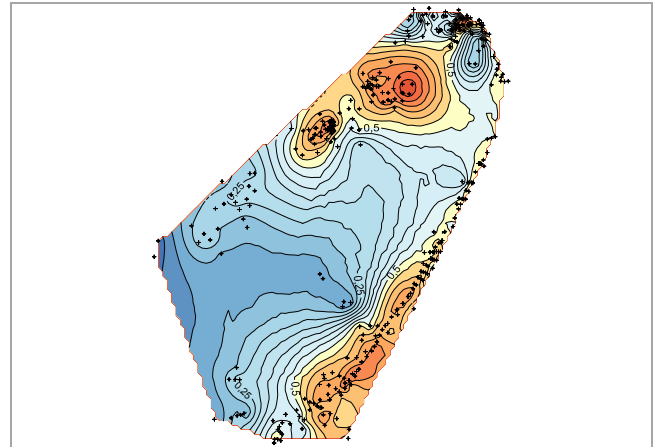


Рис. 4. Вероятностная схема перспектив нефтегазоносности по показателю $P_{КОМ}$ для центральной части территории ПС

Также видим, что по повышенным значениям вероятности ($P_{КОМ} > 0,5$) четко выделяются Северокамское и Краснокамское месторождения, причем на первом из них вероятность выше (0,84), чем на втором (0,73). Остальная территория зоны НГТР 1.Б.4. малоперспективна по структурным показателям для поиска залежей нефти и газа.

Заключение

Далее по данной методике были построены индивидуальные и комплексные модели по другим территориям центральной части Пермского свода. По моделям были вычислены значения $P_{КОМ}$ по всем скважинам, и по этим данным построена вероятностная схема перспектив зональной нефтегазоносности для центральной части территории Пермского свода (рис. 4).

Анализ схемы показывает, что комплексные вероятности контролируют контуры нефтегазоносности у всех рассматриваемых месторождений. Максимальными значениями $P_{КОМ}$ характеризуются Северокамское (0,73), Краснокамское (0,67), Баклановское (0,67), Полазненское (0,67), Рассветное (0,64) и Межевское (0,63) месторождения. Для Козубаевского месторождения $P_{КОМ}$ равно 0,57. Горское, Лобановское, Талицкое, Зоринское и Шеметинское месторождения характеризуются минимальными значениями $P_{КОМ}$, изменяющимися в интервале 0,51–0,53.

Таким образом, можно констатировать, что комплексное использование данных по абсолютным отметкам глубоких и структурных скважин позволяет ранжировать территорию центральной части Пермского свода по степени зональной нефтегазоносности. Данная схема может быть использована при проектировании поисково-разведочных работ на данной территории.

4. Кривошеков С.Н., Козлова И.А., Санников И.В. Оценка перспектив нефтегазоносности западной части Соликамской депрессии на основе геохимических и геодинамических данных // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 12–15.
5. 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.
6. Козлова И.А., Мелкишев О.А. Прогнозная оценка распределения не локализованных ресурсов нефти в девонском терригенном комплексе на территории Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 4–8.
7. Галкин В.И., Козлова И.А. Разработка вероятностно-статистических регионально-зональных моделей прогноза нефтегазоносности по данным геохимических исследований верхнедевонских карбонатных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 40–45.
8. Оценка перспектив нефтегазоносности юга Пермского края по органо-геохимическим данным / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, М.А. Носов, Н.С. Колтырина // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 7. – С. 32–35.
9. Решение региональных задач прогнозирования нефтеносности по данным геолого-геохимического анализа рассеянного органического вещества пород доманикового типа / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, М.А. Носов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–23.
10. К обоснованию построения моделей зонального прогноза нефтегазоносности для ниже-средневизейского комплекса Пермского края / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, О.А. Мелкишев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 32–35.
11. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. – Екатеринбург: Уро РАН, 1990. – 108 с.
12. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. О возможности прогноза нефтегазоносности юрских отложений вероятностно-статистическими методами (на примере территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз») // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2009. – № 6. – С. 11–14.
13. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. Построение статистических моделей для прогноза дебитов нефти по верхнеюрским отложениям Когалымского региона // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 52–54.
14. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Построение матрицы элементарных ячеек при прогнозе нефтегазоносности вероятностно-статистическими методами на территории Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2008. – № 8. – С. 20–23.
15. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Обоснование направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае // Научные исследования и инновации. – Пермь, 2009. – Т. 3, № 4. – С. 3–7.
16. Прогнозная оценка нефтегазоносности структур на территории Соликамской депрессии / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, И.А. Козлова, И.В. Ванцева, С.Н. Кривошеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 4–7.
17. Дашевские отложения Пермского Прикамья как одно из перспективных направлений геолого-разведочных работ / Т.В. Белоконов, В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Е. Пашкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2005. – № 9. – С. 24–28.
18. 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.
19. О возможности прогнозирования нефтегазоносности фаненских отложений с помощью построения вероятностно-статистических моделей / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, Е.В. Пятунина, С.Н. Пестова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2007. – № 10. – С. 22–27.
20. 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.
21. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 16–25.
22. Галкин В.И., Соснин Н.Е. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 28–31.
23. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
24. Давыденко А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях. – Иркутск, 2007. – 29 с.
25. Михалевиц И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий). – Иркутск, 2006. – 115 с.
26. Андрейко С.С. Разработка математической модели метода прогнозирования газодинамических явлений по геологическим данным для условий Верхнекамского месторождения калийных солей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 21. – С. 345–353. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.6
27. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.
28. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
29. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофацального анализа (на примере турнефамской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
30. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления по геолого-промысловым характеристикам пласта // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40.
31. Черепанов С.С., Маргюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
32. Галкин В.И., Кунцких В.И. Статистическое моделирование расширяющегося тампонажного состава // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 3. – С. 215–244. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.2
33. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
34. 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. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, – 2008. – № 8. – С. 20–23.
35. Иванов С.А., Растегаев А.В., Галкин В.И. Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти) // Нефтепромысловое дело. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 54–58.
36. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 28–31.
37. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamic data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
38. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering // Elsevier scientific publishing company. – Amsterdam – Oxford – New York, 1982. – 709 p.
39. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. – 2nd ed. – Palo Alto: PetrowayInc, 2006. – 257 p.
40. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
41. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
42. Darling T. Well Logging and Formation Evaluation. – Gardners Books, 2010. – 336 p.
43. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
44. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
45. Koshkin K.A., Melkishev O.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits // IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – P. 032092. DOI: 10.1088/1742-6596/1015/3/032092
46. 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
47. Global resource estimates from total petroleum systems / T.S. Ahlbrandt, R.R. Charpentier, T.R. Klett, J.W. Schmoker, C.J. Schenk, G.F. Ulmishak // AAPG Memoir. – 2005. – № 86. – P. 1–334. DOI: 10.1306/M861061
48. Introduction to data mining / Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. – Boston: Pearson Addison Wesley, 2005. – 769 p.
49. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – Vol3, is. 3. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA
50. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. – Houston, Texas, 1993. – 200 p.

References

1. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaia otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic-statistical assessment of oil and gas content of local structures]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2001. 277 p.
2. Kozlova I.A., Galkin V.I., Vantseva I.V. K otsenke perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii s pomoshch'yu geologo-geokhicheskikh kharakteristik neftegazomaterinskikh porod [Evaluation of petroleum potential of Solikamsk depression based on geological and geochemical characteristics of oil and gas source rocks]. *Neftepromyslovoye delo*, 2010, no. 7, pp. 20-23.
3. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Nosov M.A. Otsenka nelokalizovannykh resursov nefiti territorii Permskogo kraia pri pomoshchi sistemy elementarnykh uchastkov [Evaluation of non-localized oil resources in Perm region by a system of elementary sections]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 9-11.
4. Krivoshchekov S.N., Kozlova I.A., Sannikov I.V. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti zapadnoi chasti Solikamskoi depressii na osnove geokhicheskikh i geodinamicheskikh dannykh [Estimate of the petroleum potential of the western Solikamsk depression based on geochemical and geodynamic data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 12-15.
5. Galkin V.I., Kozlova I.A., Melkishev O.A., Shadrina M.A. Geokhicheskii pokazateli ROV porod kak kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Geochemical indicators of dispersed organic matter (DOM) of rocks as criteria of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftepromyslovoye delo*, 2013, no. 9, pp. 28-31.
6. Kozlova I.A., Melkishev O.A. Prognoznaya otsenka raspredeleniya nelokalizovannykh resursov nefiti v devonском terrigenном komplekse na territorii Permskogo kraia [Predictive estimation of non-localized oil resources distribution in the Devonian terrigenous complex in Perm region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 2, pp. 4-8.

7. Galkin V.I., Kozlova I.A. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskikh regional'no-zonal'nykh modelei prognoza neftegazonosnosti po dannym geokhicheskikh issledovaniy verkhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii [Development of probabilistic-statistical regional-zoning models of oil and gas potential prediction based on the data of geochemical studies of the Upper Devonian carbonate deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 6, pp. 40-45.
8. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Nosov M.A., Kolyrina N.S. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti iuga Permskogo kraia po organo-geokhicheskim dannym [Estimation of petroleum potential prospects in the south of Perm territory on the basis of organic-geochemical data]. *Neftepromyslovoye delo*, 2015, no. 7, pp. 32-35.
9. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Nosov M.A. Reshenie regional'nykh zadach prognozirovaniya neftenosnosti po dannym geologo-geokhicheskogo analiza rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod domaniokovogo tipa [Solutions to regional problems of forecasting oil bearing according to geological and geochemical analysis of dispersed organic matter of Domaniok type rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 1, pp. 21-23.
10. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Melkisev O.A. K obosnovaniyu postroeniya modelei zonal'nogo prognoza neftegazonosnosti dlia nizhnedevonskogo kompleksa Permskogo kraia [On the justification of the construction of models for oil and gas potential area forecast Visean deposits of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 8, pp. 32-35.
11. 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: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1990, 108 p.
12. Galkin V.I., Shaikhtudinov A.N. O vozmozhnosti prognoza neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii veroiatnostno-statisticheskimi metodami (na primere territorii deiatel'nosti TPP "Kogalymneftegaz") [About possibility to forecast the oil-and-gas content of Jurassic sediments based on probable and statistical methods (case study of the territorial industrial enterprise "Kogalymneftegaz")]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2009, no. 6, pp. 11-14.
13. Galkin V.I., Shaikhtudinov A.N. Postroenie statisticheskikh modelei dlia prognoza debotov nefiti po verkhneiurskim otlozheniiam Kogalym'skogo regiona [Development of statistical models for predicting the oil flow rates by example Jurassic deposits of Kogalym region territory]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 1, pp. 52-54.
14. Galkin V.I., Krivoshechekov S.N. Postroenie matritsy elementarnykh iacheek pri prognoze neftegazonosnosti veroiatnostno-statisticheskimi metodami na territorii Permskogo kraia [Construction of a matrix of elementary cells in predicting oil and gas content by probabilistic and statistical methods in the Perm Territory]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2008, no. 8, pp. 20-23.
15. Galkin V.I., Krivoshechekov S.N. Obosnovanie napravlenii poiskov mestorozhdenii nefiti i gaza v Permskom krae [Justification of the directions of prospecting for oil and gas deposits in the Perm Territory]. *Nauchnye issledovaniya i innovatsii*. Perm, 2009, vol. 3, no. 4, pp. 3-7.
16. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Kozlova I.A., Vantseva I.V., Krivoshechekov S.N., Voevodkin V.L. Prognozirovaniya otenka neftegazonosnosti struktur na territorii Solikamskoi depressii [Probable estimation of oil content of structures in territory of Solikamsk depression]. *Neftepromyslovoye delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 4-7.
17. Belokon' T.V., Galkin V.I., Kozlova I.A., Pashkova S.E. Dodevonskie otlozheniya Permskogo Prikam'ia kak odno iz perspektivnykh napravlenii geologo-razvedochnykh rabot [Pre-Devonian deposits of the Perm Kama region as one of the promising areas of geological exploration]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2005, no. 9, pp. 24-28.
18. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniya geologicheskogo stroeniya i razmeshcheniya mestorozhdenii nefiti i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm: Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014, 285 p.
19. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Piatunina E.V., Pestova S.N. O vozmozhnosti prognozirovaniya neftegazonosnosti famenskikh otlozhenii s pomoshch'yu postroeniya veroiatnostno-statisticheskikh modelei [On the possibility of predicting the oil and gas content of the Famennian deposits using the construction of probabilistic and statistical models]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2007, no. 10, pp. 22-27.
20. Galkin V.I., Solov'ev S.I. Razdelenie territorii Permskogo kraia po stepeni perspektivnosti priobreteniya neftiannykh 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.
21. Sosnin N.E. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti (na primere terrigenykh devonskikh otlozhenii Severo-Tatarskogo svoda) [Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example of terrigenous devonian sediments of North Tatar arch)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 16-25.
22. Galkin V.I., Sosnin N.E. Razrabotka geologo-matematicheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti slozhnopostroennykh struktur v devonskikh terrigenykh otlozheniyakh [Geological development of mathematical models for the prediction of oil and gas complex-built structures in the Devonian clastic sediments]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 28-31.
23. 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.
24. Davydenko A.Iu. Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniyakh [Probabilistic and statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
25. 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.
26. Andreiko S.S. Razrabotka matematicheskoi modeli metoda prognozirovaniya gazodinamicheskikh iavlenii po geologicheskim dannym dlia uslovii Verkhnekamskogo mestorozhdeniya kaliinykh solei [Development of mathematical model of gas-dynamic phenomena forecasting method according to geological data in conditions of Verkhnekamskoe potash salt deposit]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, no. 21, pp. 345-353. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.6
27. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannykh [Geological data statistics and analysis]. Moscow: Mir, 1977, 353 p.
28. Pomorskiy Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh [Methods for statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
29. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovatosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrena - Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turnefamenskoi zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya) [Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren - Root method using seismic facies analysis (evidence from tournaian-famennian deposit of Ozernoe field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14, pp. 6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
30. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. Razrabotka metodiki otenki vozmozhnostei vydeleniya tipov kollektorov po dannym krivykh vosstanovleniya davleniya po geologo-promyslovym kharakteristikam plasta [Development of the methodology for evaluation of possibilities to determine reservoir types based on pressure build-up curves, geological and reservoir properties of the formation (case study of famen deposits of Ozernoe field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 17, pp. 32-40.
31. Cherepanov S.S., Martushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka filtratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of Predural'skogo edge deflection]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62-65.
32. Galkin V.I., Kunitskikh A.A. Statisticheskoe modelirovaniye rasshiryayushchegosya tamponazhnogo sostava [Statistical modelling of expanding cement slurry]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2017, vol. 16, no. 3, pp. 215-244. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.2
33. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Issledovanie protsessa nefteizvlecheniya v kollektorakh razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza [Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, no. 19, pp. 145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
34. 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 in predicting oil and gas content by probabilistic and statistical methods in the Perm Territory]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2008, no. 8, pp. 20-23.
35. Ivanov S.A., Rastegaev A.V., Galkin V.I. Analiz rezul'tatov primeneniya GRP (na primere Povkhovskogo mestorozhdeniya nefiti) [Analysis of results of applying formation hydraulic fracturing in Povkhovsky oil field]. *Neftepromyslovoye delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 54-58.
36. Krivoshechekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of a probabilistic-statistical method for predicting the oil and gas content of structures]. *Neftepromyslovoye delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 28-31.
37. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamic data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2008, 694 p.
38. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. *Elsevier scientific publishing company*. Amsterdam - Oxford - New York, 1982, 709 p.
39. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. 2nd ed. Palo Alto: Petroway Inc, 2006, 257 p.
40. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York - London - Sydney - Toronto, 1977, 606 p.
41. Mon tgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
42. Darling T. Well Logging and Formation Evaluation. Gardners Books, 2010, 336 p.
43. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
44. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. *AAPG*. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
45. Koshkin K.A., Melkisev O.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conference Series*, 2018, vol. 1015, 032092 p. DOI: 10.1088/1742-6596/1015/3/032092
46. 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
47. Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J.W., Schenk C.J., Ulmishke G.F. Global resource estimates from total petroleum systems. *AAPG Memoir*, 2005, no. 86, pp. 1-334. DOI: 10.1306/M861061
48. Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. Introduction to data mining. Boston: Pearson Addison Wesley, 2005, 769 p.
49. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, vol. 3, iss. 3, pp. 245-255. DOI: 10.2118/426-PA
50. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. Houston, Texas, 1993, 200 p.