

РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ ПО СТЕПЕНИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРИОБРЕТЕНИЯ НЕФТЯНЫХ УЧАСТКОВ НЕДР

В.И. Галкин

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

С.И. Соловьев

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

В современных условиях поддержание высоких показателей эффективности геолого-разведочных работ (далее – ГРП) на нефть для недропользователей возможно только при условии вовлечения в геолого-разведочный процесс территорий нераспределенного фонда недр путем приобретения лицензий на новые нефтяные участки. Ресурсная база существующих у предприятия лицензионных участков по мере оплошования перспективных структур и ввода в разработку месторождений истощается, в результате чего возникает необходимость выхода на новые территории с постановкой ГРП на этих участках. Эффективность освоения нефтяных участков значительно варьируется в зависимости от ресурсной базы участков, их геолого-геофизической изученности, удаленности от объектов инфраструктуры, геологических характеристик, а также от готовности недропользователей проводить геологоразведку и реализовывать имеющийся у нефтяных участков поисково-разведочный потенциал. Организация предоставления нефтяных участков недр в пользование государственными органами предполагает периодическую публикацию обширных перечней участков недр, предлагаемых недропользователям на определенный период. Для анализирующих такие перечни недропользователей весьма актуальной становится задача «отсеивания» наименее перспективных участков недр и выбора наиболее перспективных участков для полноценной оценки и дальнейшего приобретения. С целью сокращения усилий и охвата оценкой максимального количества участков методика проведения такого «отсеивания» должна быть простой, понятной и базироваться на минимальном количестве численных критериев. В настоящей статье рассматривается возможность оценки перспектив приобретения нефтяных участков на территории Пермского края с использованием вероятностно-статистических методов по результатам ГРП на участках недр в предыдущие годы.

Ключевые слова: нефтегазоносность, нераспределенный фонд недр, ресурсная база, извлекаемые запасы и ресурсы нефти, перспективные участки недр, прогноз, уравнения регрессии, корреляционные связи, информативность показателей, статистический анализ.

CLASSIFICATION OF PERM KRAI AREAS ACCORDING TO PROSPECTIVITY FOR OIL FIELDS ACQUISITION

V.I. Galkin

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

S.I. Solov'ev

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

In modern conditions keeping high performance in oil exploration work implies development of the areas forming an unallocated subsoil reserve fund by acquiring licenses for the new oil fields. Resource potential of the current licence blocks depletes as good structures are surveyed and deposits are put into operation, hence exploration is required in the new areas. Oilfield exploration efficiency largely depends on resource potential of the plots, the state of their geologic and geophysical exploration, distance from infrastructure facilities, geologic parameters and readiness of developers to carry out survey and uncover the plots' potential. The licensing mechanism involves regular publication by governing bodies of large lists of the plots for them to be developed within a certain time period. It is crucial for developers to filter these lists to ignore least prospective plots and select the most prospective to perform a comprehensive assessment prior to acquisition. To minimize the time expenses and assess the largest amount of plots possible a filtering procedure has to be simple, transparent and based on the minimum number of quantitative criteria. The present paper describes a technique to assess prospectivity of oil plots in Perm krai by using probability-statistical methods and processing exploration data for the previous years.

Keywords: oil-and-gas content, unallocated subsoil reserve fund, resource potential, extracted oil reserves and resources, prospective plots, forecast, regression equation, correlational relationship, informativeness, statistic analysis.

Введение

В рамках выполненного анализа рассмотрены результаты ГРП на лицензионных участках недр, предусматривающих этап геологического изучения (вид НР и НП), работы на которых проводились крупнейшими недропользователями Пермского края, а также на геолого-разведочных площадях, работы на которых проводились с 1978 г. и до принятия Закона РФ «О недрах» [1]. Всего рассмотрено 86 нефтяных участков недр. Для разработки методики прогноза приобретения участков использованы данные, которые публикуют территориальные органы Роснедра при объявлении конкурсов и аукционов на предоставление в пользование нефтяных участков недр. Такими данными являются расстояние до ближайшего месторождения $R_{\text{мест}}$ и расстояние до нефтепровода $R_{\text{нефт}}$, изученность поисково-разведочным бурением $I_{\text{бур}}$ и сейсморазведкой $I_{\text{сейсм}}$, извлекаемые запасы и ресурсы нефти по категориям ($C1_{\text{нач}}$, $C2_{\text{нач}}$, $C3_{\text{нач}}$, $D1_{\text{нач}}$, $C1C2_{\text{нач}}$, $C3D1_{\text{нач}}$), площадь участка S . При разработке прогнозных моделей привлечены показатели, характеризующие расположения участков относительно Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). К таким показателям относятся: расстояние до оси ККСП $R_{\text{ККСП}}$, толщины верхнедевонских карбонатных отложений $H_{\text{ДЗкарб}}$ и нижнекаменноугольных терригенных отложений $H_{\text{С1терр}}$. Также при анализе использовались проведенные на участке объемы ГРП: объем поисково-разведочного бурения $V_{\text{бур}}$, объем сейсморазведки 2D $V_{\text{сейсм2D}}$, объем сейсморазведки 3D $V_{\text{сейсм3D}}$. Данные характеристики становятся достоверно известными по окончании работ на участке, однако на этапе приобретения участков характеристики объемов геолого-разведочных работ обычно достаточно четко прогнозируются планами недропользователя и условиями пользования недрами. Методические вопросы

построения статистических моделей прогноза различных явлений при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа достаточно детально описаны в работах [2–10]. Различные математические аппараты и возможности их использования для решения различных прогнозных задач приведены в работах [2–15].

Построение индивидуальных моделей прогноза по характеристикам участков

По результатам ГРП на территории 46,5 % участков были открыты залежи нефти, введенные в дальнейшем в промышленную разработку, на территории 53,5 % участков залежей нефти открыто не было либо открытые залежи не отвечали критериям экономической эффективности и в разработку не вводились. По признаку наличия на участке недр залежей нефти, открытых и разведанных по результатам ГРП и введенных в промышленную разработку, участки поделены на две группы: эффективные и неэффективные.

По вышеприведенным характеристикам вычислены средние значения и построены плотности распределений для эффективных и неэффективных участков. Сравнение средних значений выполнено с помощью статистики (t).

Критерий считается информативным, если $t_p > t_i$. Значения t_i определяются в зависимости от количества эталонных объектов и уровня значимости ($\alpha = 0,05$). Сравнение средних значений изучаемых показателей приведено в табл. 1.

Сравнение средних значений показало, что эффективные и неэффективные участки различаются по следующим показателям: $R_{\text{мест}}$, $I_{\text{бур}}$, $C1_{\text{нач}}$, $C2_{\text{нач}}$, $C1C2_{\text{нач}}$, $H_{\text{ДЗкарб}}$, $V_{\text{бур}}$, $V_{\text{сейсм2D}}$.

Для более глубокого статистического анализа по распределению изучаемых показателей и вычисления критерия χ^2 построим их распределения в изучаемых участках. Пример построения распределения

Таблица 1

Индивидуальные статистические модели прогноза эффективных групп

Показатели	Статистические характеристики показателей*		Критерии	Критерии	Верхняя строка – уравнение вероятности принадлежности к эффективной группе; средняя – область применения модели; нижняя – диапазон изменения вероятности
	Эффективная группа	Неэффективная группа			
$R_{\text{мест}}, \text{ км}$	$\frac{16,4 \pm 22,4}{0,528 \pm 0,071}$	$\frac{33,9 \pm 41,8}{0,472 \pm 0,0331}$	$\frac{2,36867}{0,020147}$	$\frac{7,026786}{0,026786}$	$P(R_{\text{мест}}) = 0,581 - 0,0032R_{\text{мест}}$ 0,0–180,0 км 0,005–0,581
$R_{\text{нефт}}, \text{ км}$	$\frac{28,0 \pm 45,5}{0,516 \pm 0,068}$	$\frac{50,4 \pm 67,2}{0,482 \pm 0,101}$	$\frac{1,78238}{0,078300}$	$\frac{5,105448}{0,077869}$	$P(R_{\text{нефт}}) = 0,558 - 0,0015R_{\text{нефт}}$ 0,0–260,0 км 0,168–0,558
$I_{\text{бур}}, \text{ ед.}$	$\frac{5,3 \pm 1,2}{0,555 \pm 0,111}$	$\frac{4,1 \pm 2,9}{0,444 \pm 0,185}$	$\frac{3,301577}{0,001577}$	$\frac{10,28389}{0,005846}$	$P(I_{\text{бур}}) = 0,088 + 0,08823I_{\text{бур}}$ 1–6 ед 0,176–0,617
$I_{\text{сейсм}}, \text{ ед.}$	$\frac{3,2 \pm 1,2}{0,504 \pm 0,047}$	$\frac{3,0 \pm 1,3}{0,494 \pm 0,049}$	$\frac{0,917273}{0,361626}$	$\frac{1,233058}{0,538151}$	$P(I_{\text{сейсм}}) = 0,379 + 0,03863I_{\text{сейсм}}$ 1–4 ед. 0,417–0,533
$C1_{\text{нач}}, \text{ тыс. т}$	$\frac{6137,3 \pm 12410}{0,517 \pm 0,101}$	$\frac{1284,1 \pm 2557,6}{0,477 \pm 0,022}$	$\frac{2,582134}{0,011553}$	$\frac{6,688103}{0,035294}$	$P(C1_{\text{нач}}) = 0,467 + 0,0000081P_{C1_{\text{нач}}}$ 0,0–65471,0 тыс. т 0,467–0,999
$C2_{\text{нач}}, \text{ тыс. т}$	$\frac{2317,4 \pm 4941,7}{0,517 \pm 0,093}$	$\frac{178,3 \pm 469,1}{0,476 \pm 0,009}$	$\frac{2,923435}{0,004448}$	$\frac{8,157145}{0,016932}$	$P(C2_{\text{нач}}) = 0,473 + 0,0000189C2_{\text{нач}}$ 0,0–27808,0 тыс. т 0,473–0,999
$C3_{\text{нач}}, \text{ тыс. т}$	$\frac{2519,5 \pm 3386,4}{0,511 \pm 0,091}$	$\frac{1651,1 \pm 1925,1}{0,488 \pm 0,052}$	$\frac{1,485643}{0,141117}$	$\frac{2,460011}{0,222919}$	$P(C3_{\text{нач}}) = 0,473 + 0,0000189C3_{\text{нач}}$ 0,0–18672,0 тыс. т 0,443–0,951
$D1_{\text{нач}}, \text{ тыс. т}$	$\frac{3453,0 \pm 4633,5}{0,503 \pm 0,051}$	$\frac{2589,1 \pm 3983,7}{0,493 \pm 0,044}$	$\frac{0,926178}{0,357007}$	$\frac{1,229083}{0,540889}$	$P(D1_{\text{нач}}) = 0,465 + 0,000011D1_{\text{нач}}$ 0,0–25311,0 тыс. т 0,465–0,740
$C1C2_{\text{нач}}, \text{ тыс. т}$	$\frac{8454,7 \pm 13450}{0,535 \pm 0,110}$	$\frac{1462,4 \pm 3009,7}{0,479 \pm 0,024}$	$\frac{3,431305}{0,000934}$	$\frac{11,07769}{0,003931}$	$P(C1C2_{\text{нач}}) = 0,467 + 0,0000081C1C2_{\text{нач}}$ 0,0–66246,0 тыс. т 0,467–0,999
$C3D1_{\text{нач}}, \text{ тыс. т}$	$\frac{5972,5 \pm 6702,5}{0,511 \pm 0,087}$	$\frac{4240,3 \pm 3009,7}{0,488 \pm 0,053}$	$\frac{1,466750}{0,146178}$	$\frac{2,401948}{0,300901}$	$P(C3D1_{\text{нач}}) = 0,433 + 0,000013C1C2_{\text{нач}}$ 0,0–33122,0 тыс. т 0,433–0,861
$R_{\text{ККСП}}, \text{ км}$	$\frac{36,7 \pm 25,6}{0,516 \pm 0,076}$	$\frac{49,2 \pm 35,7}{0,479 \pm 0,107}$	$\frac{1,83095}{0,070654}$	$\frac{4,676849}{0,096479}$	$P(R_{\text{ККСП}}) = 0,627 - 0,003R_{\text{ККСП}}$ 0,0–150,0 км 0,177–0,627
$H_{D3\text{карб}}, \text{ м}$	$\frac{418,3 \pm 109,9}{0,562 \pm 0,145}$	$\frac{320,3 \pm 138,2}{0,438 \pm 0,179}$	$\frac{3,599794}{0,000889}$	$\frac{12,25534}{0,002215}$	$P(H_{D3\text{карб}}) = 0,009 + 0,00132H_{D3\text{карб}}$ 75,0–555,3 м 0,108–0,742
$H_{C1\text{терр}}, \text{ м}$	$\frac{57,5 \pm 24,4}{0,503 \pm 0,026}$	$\frac{62,4 \pm 39,5}{0,498 \pm 0,043}$	$\frac{0,678019}{0,499625}$	$\frac{1,127162}{0,531289}$	$P(H_{C1\text{терр}}) = 0,567 - 0,0011H_{C1\text{терр}}$ 14,0–251,5 м 0,290–0,551
$S, \text{ км}^2$	$\frac{476,7 \pm 343,6}{0,515 \pm 0,024}$	$\frac{854,9 \pm 1391,3}{0,489 \pm 0,097}$	$\frac{1,67458}{0,097735}$	$\frac{3,229272}{0,200963}$	$P(S) = 0,549 - 0,00007S$ 10,0–5810,0 км ² 0,142–0,548
$V_{\text{бур}}, \text{ м}$	$\frac{46422,1 \pm 36403}{0,562 \pm 0,142}$	$\frac{12685,7 \pm 14144,1}{0,431 \pm 0,061}$	$\frac{5,805235}{0,000000}$	$\frac{30,41162}{0,000000}$	$P(V_{\text{бур}}) = 0,381 + 0,0000039V_{\text{бур}}$ 0,0–155430,0 м 0,381–0,999
$V_{\text{сейсм2D}}, \text{ пог. км}$	$\frac{1434,8 \pm 1809,3}{0,530 \pm 0,152}$	$\frac{565,2 \pm 989,2}{0,456 \pm 0,083}$	$\frac{2,813452}{0,006102}$	$\frac{8,858786}{0,011922}$	$P(V_{\text{сейсм2D}}) = 0,409 + 0,000084V_{\text{сейсм2D}}$ 0,0–6953,7 пог. км 0,409–0,993
$V_{\text{сейсм3D}}, \text{ км}^2$	$\frac{33,1 \pm 93,1}{0,513 \pm 0,105}$	$\frac{8,8 \pm 32,1}{0,485 \pm 0,036}$	$\frac{1,665868}{0,099465}$	$\frac{3,065107}{0,215983}$	$P(V_{\text{сейсм3D}}) = 0,476 + 0,00113V_{\text{сейсм3D}}$ 0,0–459,0 км ² 0,476–0,994

* В числителе – среднее значение показателя и стандартное отклонение, в знаменателе – среднее значение вероятности и стандартное отклонение.

приведем по характеристике $R_{мест}$. Оптимальные величины интервалов значений показателей вычисляются по формуле Стерджесса:

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

где R_{max} – максимальное значение показателя; R_{min} – минимальное значение показателя; N – количество значений.

В каждом интервале определяются частоты:

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

где $P(X)$ – частота в k -м интервале для группы W_g ($g = 1$) соответствует классу эффективной группы, $g = 2$ соответствует классу неэффективной группы; N_k – число случаев содержания показателя $P(X)$ в k -м интервале; N_g – объем выборки для 1-го и 2-го классов.

Распределение частот в исследуемых классах по $R_{мест}$ приведено в табл. 2.

Отсюда видно, что распределение эффективных и неэффективных участков по показателю $R_{мест}$ различно. Аналогичные распределения построены по остальным показателям. Для количественной оценки распределений были вычислены значения критерия χ^2 . Распределения считаются статистически различными, если $\chi_p^2 > \chi_t^2$. Значения χ_t^2 определяются в зависимости от количества эталонных объектов и уровня значимости ($\alpha = 0,05$).

Значения критерия χ_p^2 приведены в табл. 1. Из данной таблицы видно, что

статистические различия в распределениях имеются по $R_{мест}$, $I_{бур}$, $C1_{нач}$, $C2_{нач}$, $C1C2_{нач}$, $H_{D3карб}$, $V_{бур}$, $V_{сейсм2D}$.

Для приведения используемых показателей в единую систему был использован вероятностный подход. На первом этапе в каждом интервале варьирования определено количество данных, попавших в данный интервал, и вычислены частоты попадания в данный интервал для эффективных N_n и неэффективных N_p участков ячеек. По этим данным были определены отношения $N_n/(N_n + N_p)$. Затем средние значения интервалов варьирования сопоставлялись с $N_n/(N_n + N_p)$. По этим данным высчитывались парные коэффициенты корреляции r и строилось уравнение регрессии. При построении моделей выполняется их корректировка из условия, что средние значения для класса нефтяных ячеек должны быть больше 0,5, а для пустых ячеек – меньше 0,5. Уравнения регрессии по всем изучаемым показателям приведены в табл. 1. Примеры графического изображения построенных уравнений регрессии приведены на рис. 1.

Из рис. 1 видно, что при удаленности от ближайшего месторождения и нефтепровода ($R_{нефт}$) вероятность отнесения к группе эффективных участков закономерно уменьшается. При этом необходимо отметить, что диапазон изменения вероятности $P(R_{мест})$ выше, чем по $P(R_{нефт})$. Из чисто геологических показателей приведем изменения по толщинам верхнедевонских карбонатных и нижнекаменноугольных терригенных отложений (рис. 2).

Т а б л и ц а 2

Распределение значений $R_{мест}$

Показатели	Интервалы варьирования $R_{мест}$, км								
	0–20	20–40	40–60	60–80	80–100	100–120	120–140	140–160	160–180
Эффективные участки N_n	0,725	0,175	0,050	0,025	0,025	0,000	0,000	0,000	0,000
Неэффективные участки N_p	0,521	0,195	0,108	0,021	0,065	0,043	0,021	0,000	0,021
$N_n/(N_n + N_p)$	0,581	0,472	0,315	0,534	0,277	0,000	0,000	–	0,000

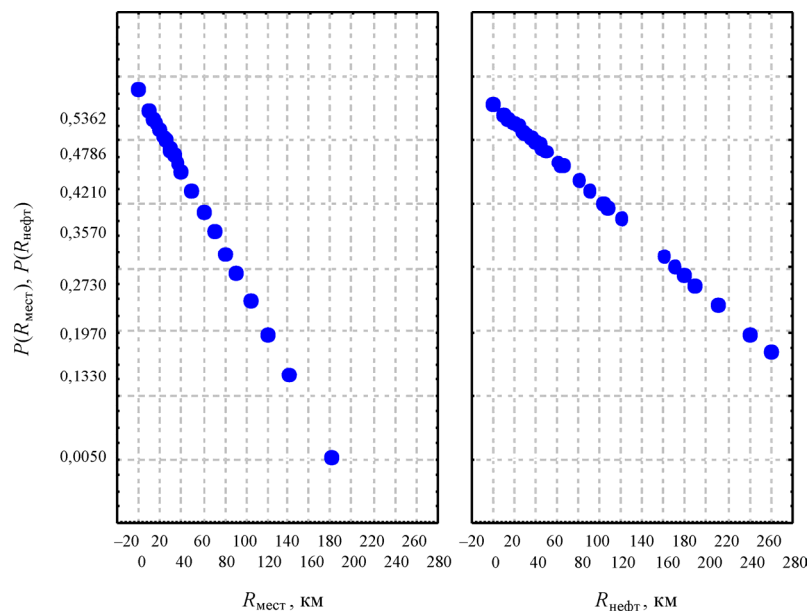


Рис. 1. Зависимости вероятности принадлежности к классу эффективных участков от показателей $R_{мест}$ и $R_{нефт}$

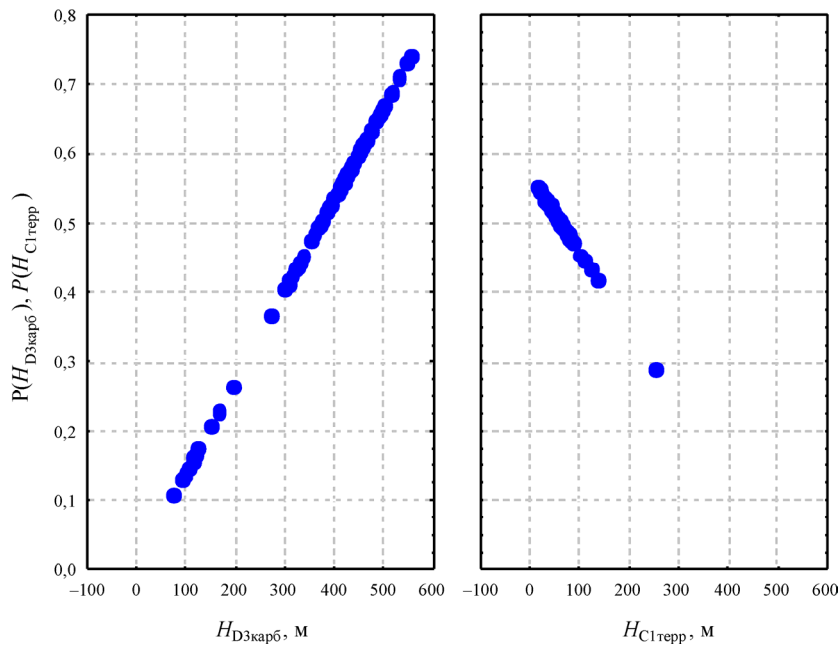


Рис. 2. Зависимости вероятности принадлежности к классу эффективных участков от показателей $H_{Д3карб}$ и $H_{С1геор}$

Из рис. 2 видно, что при повышении толщины $H_{D3\text{карб}}$ вероятность $P(H_{D3\text{карб}})$ повышается, при повышении толщины $H_{C1\text{терр}}$ вероятность $P(H_{C1\text{терр}})$ снижается. При этом в первом случае изменения вероятности значительно выше, чем во втором.

Построение комплексных моделей прогноза

Для учета суммарного различия исследуемых показателей на классы по площади используем пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА). Возможности построения линейной дискриминантной функции (ЛДФ) для прогноза различных явлений приведены в работах [1–9, 11–15].

Здесь необходимо отметить, что в качестве показателей используются не значения показателей, а вероятности, вычисленные по уравнениям регрессии, приведенным в табл. 1. В результате реализации данного метода при использовании в качестве классификатора эффек-

тивных участков получена следующая линейная дискриминантная функция: $Z = -7,48129P(V_{\text{бур}}) - 2,08191P(H_{D3\text{карб}}) - 6,68374P(R_{\text{ККСП}}) - 2,68205P(I_{\text{бур}}) - 5,57885P(S) - 6,59498P(H_{C1\text{терр}}) - 2,67216P(C3_{\text{нач}}) + 16,78726$, при $R = 0,718$, $\chi^2 = 58,4$, $p = 0,000000$. Среднее значение Z для эффективных участков нефтяных $-1,094$, для неэффективных участков пустых $+0,951$. С использованием данной формулы были вычислены значения вероятности принадлежности к классу эффективных участков $P(Z)$. Соотношение между Z и $P(Z)$ приведено на рис. 3.

Отсюда видно, что при изменении Z от $-4,034$ до $3,489$ величина $P(Z)$ закономерно снижается от $0,999655$ до $0,00059$. Среднее значение $P(Z)$ для эффективных участков равно $0,772 \pm 0,213$; для неэффективных участков $-0,205 \pm 0,237$. Распределение значений $P(Z)$ для эффективных и неэффективных участков приведено в табл. 3.

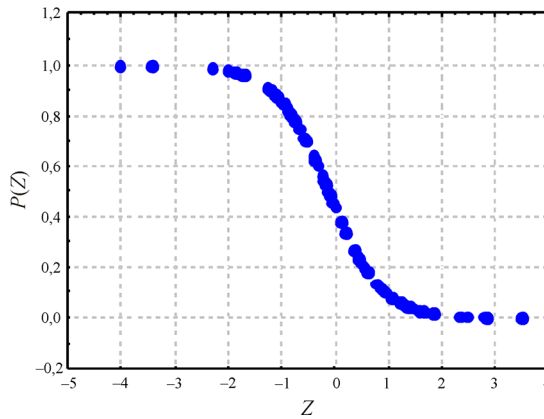


Рис. 3. Зависимость $P(Z)$ от Z

Таблица 3

Распределение значений $P(Z)$

Участки	Интервалы варьирования $P(Z)$									
	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
Эффективные N_n	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,175	0,075	0,175	0,225	0,350
Неэффективные N_p	0,500	0,152	0,108	0,021	0,086	0,130	0,000	0,000	0,000	0,000
$N_n/(N_n + N_p)$	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,573	1,000	1,000	1,000	1,000

Следовательно, распределение для эффективных и неэффективных участков в зависимости от величины $P(Z)$, вычисленной с помощью использования ЛДФ, принципиально отличается, что видно по отношению $N_n/(N_n + N_p)$. Наличие полученных распределений показывает, что разработанную многомерную модель можно использовать для оценки исследуемых участков.

Для контроля вероятностей, полученных с помощью ЛДА, по индивидуальным вероятностям вычислим комплексную вероятность по следующей формуле:

$$P_{\text{комп}} = \frac{\prod P_{\text{укви}}}{\prod P_{\text{укви}} + \prod (1 - P_{\text{укви}})},$$

где $P_{\text{укви}}$ – соответственно вероятности: $P(R_{\text{мест}})$, $P(I_{\text{бур}})$, $P(I_{\text{сейсм}})$, $P(C1_{\text{нач}})$, $P(C2_{\text{нач}})$, $P(C3_{\text{нач}})$, $P(D1_{\text{нач}})$, $P(C1C2_{\text{нач}})$, $P(C3D1_{\text{нач}})$, $P(R_{\text{ККСП}})$, $P(H_{\text{ДЗкарб}})$, $P(H_{\text{С1терр}})$, $P(V_{\text{бур}})$, $P(V_{\text{сейсм2D}})$.

При вычислении $P_{\text{комп}}$ используется такое сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятностей $P_{\text{комп}}$

наиболее сильно отличаются в изучаемых классах при равном значении m .

Средние значения этих вероятностей при m приведены в табл. 4.

Из табл. 4 видно, что при $m = 2$ использовались вероятности $P(I_{\text{бур}})$ и $P(V_{\text{бур}})$, при $m = 3$ к ним присоединилась вероятность $P(H_{\text{ДЗкарб}})$, далее последовательно $P(C1C2_{\text{нач}})$, $P(C1_{\text{нач}})$, $P(C2_{\text{нач}})$, $P(V_{\text{сейсм2D}})$, $P(R_{\text{мест}})$, $P(R_{\text{ККСП}})$, $P(S)$, $P(R_{\text{нефт}})$, $(V_{\text{сейсм3D}})$, $P(C3_{\text{нач}})$, $P(C3D1_{\text{нач}})$, $P(D1_{\text{нач}})$, $P(I_{\text{сейсм}})$ и на завершающем шаге $P(H_{\text{С1терр}})$. Зависимости $P_{\text{комп}}$ от m приведены на рис. 4.

Отсюда видно, что для эффективных участков при увеличении m средние значения $P_{\text{комп}}$ закономерно увеличиваются по следующей зависимости: $P_{\text{комп}} = 0,5371nm + 0,600$, при $R^2 = 0,849$. Для неэффективных участков уменьшение изменения средних значений происходит по следующей зависимости: $P_{\text{комп}} = -0,051nm + 0,402$. По критериям t и χ^2 вероятности $P_{\text{комп}}$ при любых сочетаниях m являются информативным. В табл. 5 приведены результаты расчетов, выполненные по вышепостроенным вероятностно-статистическим моделям.

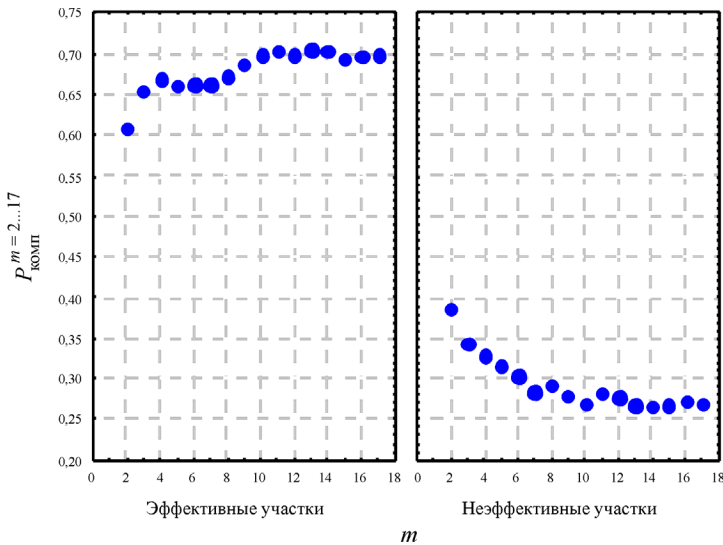


Рис. 4. Зависимости $P_{\text{комп}}^{m=2...17}$ от m

Таблица 4

К обоснованию прогноза нефтегазоносности ячеек

Вероятности	Сочетание вероятностей при m															
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$P(R_{\text{мест}})$							+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(R_{\text{мест}})$										+	+	+	+	+	+	+
$P(U_{\text{бур}})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(U_{\text{сейсм}})$																
$P(C1_{\text{ячейк}})$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(C2_{\text{ячейк}})$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(C3_{\text{ячейк}})$																
$P(D1_{\text{ячейк}})$																
$P(C1C2_{\text{ячейк}})$			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(C3D1_{\text{ячейк}})$																
$P(R_{\text{ККСД}}$										+	+	+	+	+	+	+
$P(HD3_{\text{ячейк}})$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(H_{\text{Степп}})$																
$P(H_{\text{Степп}})$										+	+	+	+	+	+	+
$P(S)$										+	+	+	+	+	+	+
$P(V_{\text{бур}})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(V_{\text{сейсм2D}})$										+	+	+	+	+	+	+
$P(V_{\text{сейсм3D}})$																
Средние значения																
Нефтяные ячейки	0,608	0,654	0,669	0,662	0,664	0,663	0,673	0,686	0,699	0,702	0,699	0,706	0,701	0,694	0,697	0,698
Пустые ячейки	0,387	0,347	0,330	0,317	0,303	0,285	0,292	0,278	0,270	0,282	0,277	0,268	0,265	0,266	0,272	0,270
t_{1-2}	5,9220 0,0000	6,5261 0,0000	6,8671 0,0000	6,8771 0,0000	7,0923 0,0000	7,0991 0,0000	6,7204 0,0000	7,2854 0,0000	7,7309 0,0000	7,20460,0 000	7,1807 0,0000	7,5617 0,0000	67,4729 0,0000	7,2406 0,0000	7,0664 0,0000	7,1311 0,0000
P_{1-2}																
χ^2_{1-2}	104,2307 0,0000	105,1211 0,0000	107,8421 0,0000	107,8421 0,0000	112,4112 0,0000	121,9228 0,0000	125,3450 0,0000	127,3499 0,0000	128,1425 0,0000	104,2307 0,0000	105,1211 0,0000	107,8421 0,0000	106,9409 0,0000	112,4112 0,0000	121,9228 0,0000	125,3450 0,0000
Процент классификации	85,24	86,88	85,24	85,24	83,60	83,60	83,60	85,24	85,24	85,24	86,88	85,24	83,60	83,60	83,60	83,60

Значения $P(Z)$ и $P_{\text{комп}}^{m=17}$ по исследуемым участкам

Название участка	$P(Z)$	$P_{\text{комп}}^{m=17}$	Название участка	$P(Z)$	$P_{\text{комп}}^{m=17}$
Пихтовый	0,877	0,712	Юго-Камский	0,239	0,191
Долдинский	0,464	0,037	Козубаевский	0,807	0,588
Курашимский	0,543	0,912	Талицкий	0,559	0,638
Канахинский	0,529	0,558	С.-Терсинский	0,022	0,030
ПСУ	0,001	0,005	Гривинский	0,709	0,769
Ново-Талицкий	0,401	0,440	Усть-Сурмогский	0,080	0,015
Бажинский	0,025	0,133	Тавдинский	0,535	0,524
Сосняковский	0,025	0,057	Знаменский	0,099	0,002
Кудрявцевский	0,996	1,000	Гежский	0,750	0,530
Ареевский	0,502	0,443	Маговский	0,801	0,943
Чернушинский	0,999	0,999	Кольчуг	0,056	0,004
Качинский	0,979	0,992	Уньвинский	0,998	0,999
Орловский	0,018	0,152	Дороховский	0,042	0,262
Саварский	0,058	0,263	Ленский	0,540	0,490
Жуковский	0,988	0,993	Бикбайский	0,827	0,692
Енапаевский	0,998	0,999	Поляковский	0,782	0,597
Калиновский	0,119	0,411	Зоринский	0,796	0,535
Забродовский	0,901	0,962	Кирилловский	0,539	0,429
Гущинский	0,186	0,433	Туркинский	0,972	0,617
Копыловский	0,624	0,801	Булатовский	0,032	0,001
Зуятский	0,510	0,518	Слиц. участок	0,854	0,716
Бородинский	0,561	0,461	Мосинский	0,909	0,932
Ю.-Осинский	0,538	0,431	Гаринский	0,005	0,014
Алтайский	0,134	0,146	Утулгинский	0,501	0,492
Карнашовский	0,459	0,554	Юрчукский	0,880	0,901
Шатовский	0,794	0,628	Соликамский	0,964	0,996
Сибирский	0,847	0,738	В.-Уньвинский	0,903	0,758
Белопашнинский	0,886	0,980	Ю. Калин	0,061	0,145
Беляевский	0,201	0,292	Логовской	0,829	0,636
Назаровский	0,379	0,409	Боташатский	0,478	0,554
З.-Ножовский	0,974	0,982	Ильичевский	0,534	0,501
Северный	0,960	0,991	Чернолесинский	0,044	0,055
Иньвенский	0,636	0,654	С.-Мальцевский	0,002	0,005
Сергеевский	0,002	0,034	Висимский	0,017	0,217
Шершневыский	0,715	0,867	Кизимский	0,052	0,069
Ножовский	0,628	0,882	Бедряжский	0,521	0,542
Косьвинский	0,039	0,486	Калетовский	0,111	0,064
Волимский	0,047	0,222	Липовский	0,0116	0,086
Колвинский	0,187	0,476	Чайковский	0,964	0,802
В.-Соликамский	0,029	0,047	Чежский	0,006	0,005
Ново-Губахинский	0,006	0,009	З.-Дороховский	0,267	0,499
Чумукский	0,248	0,001	Юрманский	0,181	0,107
В.-Мутнинский	0,749	0,660	Чурочный	0,216	0,131

Поле корреляции $P(Z)$ с $P_{\text{комп}}^{m=17}$ с учетом ранжирования участков по эффективности приведено на рис. 5.

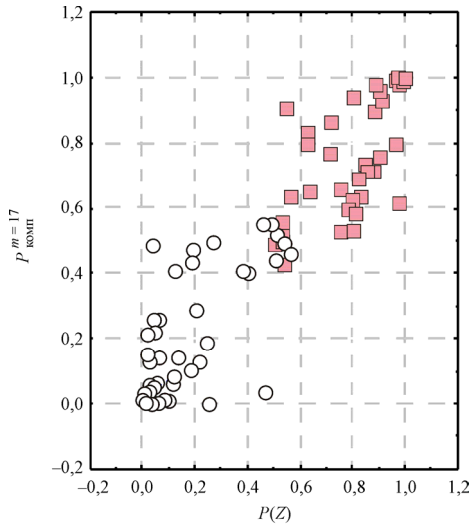


Рис. 5. Поле корреляции между $P(Z)$ и $P_{\text{комп}}^{m=17}$: ○ – неэффективные участки; ■ – эффективные участки

На рис. 5 видно, что для эффективных участков значения $P_{\text{комп}}^{m=17}$ и $P(Z)$ больше 0,5, для неэффективных участков меньше 0,5. В диапазоне от 0,4 до 0,6 располагаются как эффективные, так и неэффективные участки.

Заключение

В результате комплекса выполненных научных исследований были получены следующие результаты:

Обосновано, что надежного прогнозирования эффективности участков можно достигнуть только на основе комплексного вероятностно-статистического анализа показателей, описывающих различные характеристики участков. Исследование показателей, описывающих различные характеристики участков, позволило обосновать в качестве критериев $P_{\text{комп}}^{m=17}$ и $P(Z)$.

По значениям критериев $P_{\text{комп}}^{m=17}$ и $P(Z)$ можно выбрать нужный участок.

Список литературы

1. О Недрах: Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1. Доступ через справ.-прав. систему «КонсультантПлюс».
2. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1990. – 108 с.
3. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур / В.И. Галкин, И.А. Козлова, А.В. Растегаев, И.В. Ванцева, С.Н. Кривошеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 12–17.
4. Определение перспективных направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае с помощью вероятностно-статистических методов / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин, В.Л. Воеводкин // Наука – производству. – 2006. – № 1. – С. 1–5.
5. Оценка точности определения прогнозных запасов нефти в пределах Соликамской впадины / А.В. Растегаев, В.И. Галкин, И.А. Козлова, В.Л. Воеводкин, И.В. Ванцева // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 8–12.
6. Метод прогноза нефтегазоносности локальных поднятий с применением ЭВМ / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади [и др.] // Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии: тез. науч.-техн. конф. – Новосибирск: Изд-во Сиб. отд. АН СССР, 1973. – С. 13–15.
7. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.
8. 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.
9. Соснин Н.Е. Разработка вероятностно-статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 41–45.
10. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Обоснование направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае // Научные исследования и инновации. – 2009. – Т. 3, № 4. – С. 3–7.
11. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2001. – 277 с.
12. Bartels С.P.A., Ketelapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. – Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. – 284 p.
13. Davis С.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration // Mathematical Geology. – 1977. – Vol. 9, № 4. – P. 409–427. DOI: 10.1007/BF02047411
14. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources. – MIT-CEEPR. – 1992. – 30 p.
15. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.

References

1. O Nedrakh. Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 [On subsoil resources: Law of the RF No. 23-95-1 of 21.02.1992]. *Spravochno-pravovaya sistema "KonsultantPlus"*.
2. 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.
3. Galkin V.I., Kozlova I.A., Rastegaev A.V., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin B.L. K metodike otsenki perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii po kharakteristikam lokal'nykh struktur [On evaluation of oil-and-gas potential of the Solikamskaya depression with local structures parameters]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 12-17.
4. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V., Voevodkin V.L. Opredelenie perspektivnykh napravlenii poiskov mestorozhdenii nefiti i gaza v Permskom krae s pomoshch'iu veroiatnostno-statisticheskikh metodov [Analysis of oil-gas exploration trends in Perm krai by probabilistic-statistical methods]. *Nauka – proizvodstvu*, 2006, no. 1, pp. 1-5.
5. Rastegaev A.V., Galkin V.I., Kozlova I.A., Voevodkin V.L., Vantseva I.V. Otsenka tochnosti opredeleniia prognoznykh zapasov nefiti v predelakh Solikamskoi vpadiny [Evaluation of accuracy in calculations of oil reserves within the Solikamskaya depression]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 8-12.
6. Kontorovich A.E., Fotiadi E.E. [et al.]. Metod prognoza neftegazonosnosti lokal'nykh podniiatii s primeneniem EVM [Computer-assisted prediction method for oil-and-gas content in local elevations]. *Tezisy nauchno-tehnicheskoi konferentsii "Primenenie matematicheskikh metodov i EVM dlia resheniia prognoznykh zadach nefitanoi geologii"*. Novosibirsk: Sibirskoe otdelenie Akademii nauk SSSR, 1973, pp. 13-15.
7. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turnefamenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [Application of probabilistic-statistical analysis to investigate facies zonation of the Tournaisian-Famennian carbonate reservoir of the Sibirskoye deposit]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112-114.
8. Sosnin N.E. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti (na primere terrigennykh devonskikh otlozhenii Severo-Tatarskogo svoda) [Development of statistical models to predict oil-and-gas content (the case of the terrigenous Devonian deposits of North-Tatar anticline)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 16-25.
9. Sosnin N.E. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti (na primere terrigennykh devonskikh otlozhenii Severo-Tatarskogo svoda) [Development of probabilistic-statistical models to predict oil-and-gas content (the case of the terrigenous Devonian deposits of North-Tatar anticline)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no. 11, pp. 41-45.
10. Galkin V.I., Krivoshchekov S.N. Obosnovanie napravlenii poiskov mestorozhdenii nefiti i gaza v Permskom krae [Substantiation of oil and gas exploration trends in Perm krai]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2009, vol. 3, no. 4, pp. 3-7.
11. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic-statistical evaluation of oil-and-gas content in local structures]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2001. 277 p.
12. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. 284 p.
13. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration. *Mathematical Geology*, 1977, vol. 9, no. 4, pp. 409-427. DOI: 10.1007/BF02047411
14. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources. MIT-CEEPR, 1992. 30 p.
15. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. 238 p.

Об авторах

Галкин Владислав Игнатьевич (Пермь, Россия) – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Соловьев Станислав Игоревич (Пермь, Россия) – начальник отдела прогнозирования нефтегазосности и проектирования ГРП Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614077, г. Пермь, ул. Бульвар Гagarина, 54a; e-mail: Stanislav.Solovjev@pnn.lukoil.com).

About the authors

Vladislav I. Galkin (Perm, Russian Federation) – Doctor of Geologic-Mineralogical Sciences, Professor, Department of Oil-and-gas Geology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Stanislav I. Solov'ev (Perm, Russian Federation) – Head of the Department of Prediction of Oil-and-Gas Presence and Geologic Exploration Planning, Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPINeft" in Perm (614077, Perm, Bulvar Gagarina st., 54a; e-mail: Stanislav.Solovjev@pnn.lukoil.com).

Получено 29.06.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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: 10.15593/2224-9923/2015.16.2

Please cite this article in English as:

Galkin V.I., Solov'ev S.I. Classification of Perm krai areas according to prospectivity for oil fields acquisition. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 16, pp. 14-24. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.2