

УДК 622.276:519.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

## РАЗРАБОТКА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЛАСТОВ Т<sub>12-б</sub> И Бб ПОЖВИНСКОГО УЧАСТКА

К.А. Кошкин

ООО «УралОйл» (614990, Россия, г. Пермь, ул. Сибирская, 4)

## DEVELOPMENT OF PROBABILISTIC AND STATISTICAL MODELS FOR EVALUATION OF OIL AND GAS POTENTIAL OF T<sub>12-b</sub> AND Bb RESERVOIRS OF POZHVINSKIY SECTOR

Konstantin A. Koshkin

Uraloil LLC (4 Sibirskaya st., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 18.12.2017. Принята / Accepted: 12.02.2018. Опубликовано / Published: 30.03.2018

### Ключевые слова:

вероятностно-статистическая модель, коэффициент корреляции, нефтегазоносность, месторождение, нефть, критерии нефтегазоносности, геолого-геофизические показатели, уравнение множественной регрессии.

Обосновывается необходимость применения вероятностно-статистических методов для оценки нефтегазоносности малоразмерных локальных структур. Имеющийся большой объем геолого-геофизической информации о характеристиках структур является хорошим основанием для использования вероятностно-статистических методов с целью прогноза их нефтегазоносности. В работе представлена методика прогноза нефтегазоносности локальных структур вероятностно-статистическими методами на Пожвинском участке по пластам Т<sub>12-б</sub> и Бб. Для этого были проанализированы геолого-геофизические показатели, которые контролируют нефтегазоносность локальных структур: абсолютные отметки по кровле пластов Т<sub>12-б</sub>, Бб, нефтенасыщенные толщины по пластам Т<sub>12-б</sub>, Бб, эффективные толщины по пластам Т<sub>12-б</sub>, Бб, интервальное время между отражающими горизонтами 2К-2Р –  $dT_{2К-2Р}$ , интервальные скорости между горизонтами 2К-2Р –  $V_{2К-2Р}$ , интервальное время между отражающими горизонтами 3-2К –  $dT_{3-2К}$ , интервальные скорости между горизонтами 3-2К. Информативность каждого показателя определялась на эталонных участках с установленной нефтегазоносностью и на участках, где имеются глубокие скважины, но нефтегазоносность в этих пластах не установлена. Для решения прогнозных задач необходимо комплексно учитывать все рассматриваемые информативные показатели с учетом вклада каждого из них в окончательный результат. Для этих целей использовался комплексный критерий  $P_{ком}$ , который оценивает нефтегазоносность по совокупности показателей. По разработанной методике оценена нефтегазоносность всей территории изучения путем построения карт изовероятностей. В пределах контуров локальных структур рассчитаны минимальные, максимальные и средние значения  $P_{ком}$  по пластам Т<sub>12-б</sub> и Бб. Результатом работ стала оценка нефтегазоносности структур по пластам Т<sub>12-б</sub> и Бб. В результате анализа было установлено, что в пределах Пожвинского участка наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются Безгодовская и Рябовская б структуры.

### Key words:

probabilistic and statistical model, correlation coefficient, oil and gas potential, field, oil, oil and gas potential criteria, geological and geophysical parameters, multiple regression equation.

The necessity to apply probabilistic and statistical methods for evaluation of oil and gas potential of small-size local structures is substantiated. The existing large amount of geological and geophysical data on the characteristics of structures is a good basis to use probabilistic and statistical methods to forecast their oil and gas potential. The paper presents a methodology for predicting the oil and gas potential of local structures by probabilistic and statistical methods on the Pozhvincskiy sector for T<sub>12-b</sub> and Bb reservoirs. Geological and geophysical parameters that control the oil and gas potential of local structures are analyzed. Those parameters are as follows: altitudes on the roof of layers T<sub>12-b</sub>, Bb, net oil-bearing thickness of T<sub>12-b</sub>, Bb, net reservoir thickness T<sub>12-b</sub>, Bb, interval time between reflecting layers 2K-2P –  $dT_{2K-2P}$ , interval velocities between layers 2K-2P –  $V_{2K-2P}$ , interval time between reflecting layers 3-2K –  $dT_{3-2K}$ , interval velocities between layers 3-2K. Informativeness of each parameter was determined on reference sectors with determined oil and gas potential and sectors that have deep wells but oil and gas potential is unknown. To solve the prediction problems, it is necessary to comprehensively take into account all the considered informative parameters considering the contribution of each parameter to the final result. The complex  $P_{com}$  criterion which estimates the oil and gas potential for a set of parameters was used for that purposes. Oil and gas content is evaluated by the developed method over the entire study area by constructing maps of equal probabilities. Minimum, maximum and average  $P_{com}$  values for T<sub>12-b</sub> and Bb reservoirs are calculated within the contours of local structures. The work resulted in an evaluation of the oil and gas potential of the structures for T<sub>12-b</sub> and Bb reservoirs. As a result of analysis, it is established that Bezgodovskaya and Ryabovskaya b structures within the Pozhvincskiy sector are the most promising ones in terms of oil and gas potential.

Кошкин Константин Александрович – руководитель группы геолого-разведочных работ (тел.: +007 912 887 25 26, e-mail: konstkoshkin@rambler.ru).

Konstantin A. Koshkin – Head of the Team for Geological Prospecting and Exploration (tel.: +007 912 887 25 26, e-mail: konstkoshkin@rambler.ru).

## Введение

Для определения очередности ввода структур в глубокое поисковое бурение необходимо выполнить их ранжирование по перспективам нефтегазоносности. Для этого необходимо установить те геолого-геофизические показатели, которые контролируют нефтегазоносность локальных структур. Особую роль в этом направлении играет развитие теории и практики вероятностно-статистического прогноза нефтегазоносности. Методические вопросы построения вероятностно-статистических моделей прогноза различных явлений при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа детально описаны в работах [1–21]. Различные математические аппараты и возможности их использования для решения различных прогнозных задач приведены в [22–35]. Значительный накопленный объем геолого-геофизических данных позволяет решать поставленную задачу с использованием методов математической статистики и теории вероятностей [19–21, 26, 27, 32, 35]. Несмотря на существенные успехи в теории и практике прогноза нефтегазоносности, высокая изученность территории приводит к усложнению данной проблемы, так как приходится оценивать нефтегазоносность малоразмерных структур, что затрудняет их поиск. Возникают риски обнаружения в них залежей нефти и газа. Другой особенностью высокоизученных территорий является наличие огромного объема геолого-геофизической информации. При таком объеме данных применение вероятностно-статистических методов является оправданным инструментом исследований. В работе представлена методика прогноза нефтегазоносности локальных структур на Пожвинском участке по пластам ТЛ<sub>2-6</sub> и Бб. Разработанная вероятностно-статистическая методика оценки нефтегазоносности структур на Пожвинском участке была использована для ранжирования структур по степени нефте-

газоносности по пластам ТЛ<sub>2-6</sub> и Бб. Установлено, что наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются Безгодовская и Рябовская б структуры.

## Анализ влияния геолого-геофизических показателей на нефтегазоносность

Для определения перспектив нефтегазоносности были проанализированы следующие показатели: абсолютные отметки по кровле пластов ТЛ<sub>2-6</sub>, Бб –  $A_0$ , м; нефтенасыщенные толщины по пласту ТЛ<sub>2-6</sub>, Бб –  $H_{нн}$ , м; эффективные толщины по пласту ТЛ<sub>2-6</sub> –  $H_{эф}$ , м; интервальное время между отражающими горизонтами 2К-2Р –  $dT_{2К-2Р}$ , мс; интервальные скорости между горизонтами 2К-2Р –  $V_{2К-2Р}$ , м/с; интервальное время между отражающими горизонтами 3-2К –  $dT_{3-2К}$ , мс; интервальные скорости между горизонтами 3-2К –  $V_{3-2К}$ , м/с. Информативность каждого показателя определялась на эталонных участках с установленной нефтеносностью (класс 1) и отсутствием ее (класс 2). Для создания обучающей выборки использовались grids вышеперечисленных показателей: класс 1 – в пределах контура запасов категории С<sub>1-2</sub>; класс 2 – на прилегающей территории за пределами контура нефтеносности (рис. 1). Для каждого показателя рассчитывались основные статистические характеристики (среднее значение, стандартное отклонение, минимальное и максимальное значение), строились гистограммы, вероятностные кривые. На первом этапе построения индивидуальных моделей было выполнено сравнение средних значений по критерию  $t$ , который вычислялся 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 показателей по классу 1 и 2;  $S_1^2$ ,  $S_2^2$  – дисперсии показателей по классу 1 и 2.

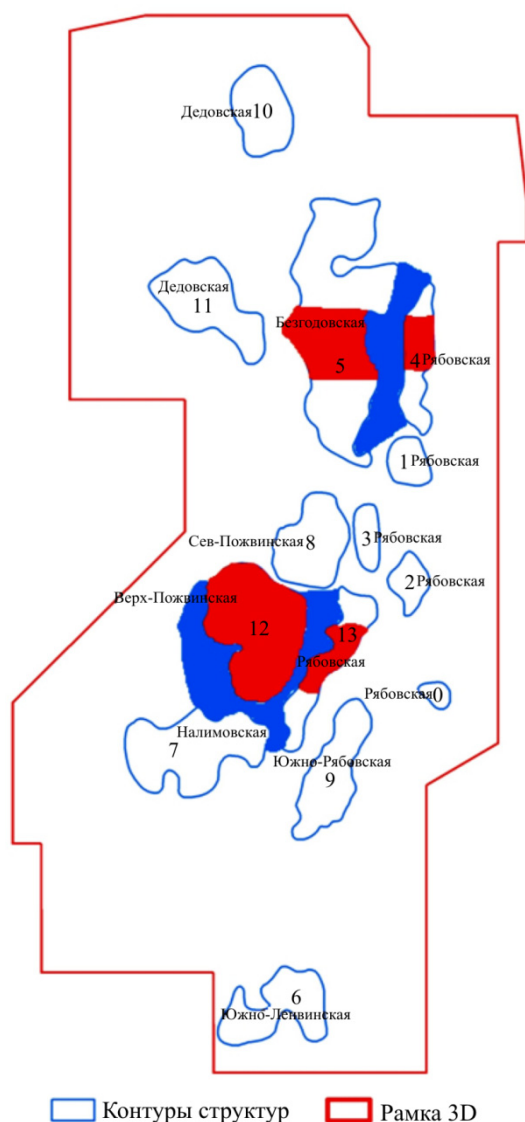


Рис. 1. Схема обоснования эталонных объектов: перспективные структуры (названия и индексы) и эталонные участки (красные – нефтяные, синие – пустые) по пласту Тл<sub>2-6</sub>

Различие в средних значениях считается статистически значимым, если  $t_p > t_t$ . Значения  $t_t$  определяются в зависимости от количества сравниваемых данных и уровня значимости ( $\alpha = 0,05$ ).

Основные статистические характеристики для изучаемых показателей приведены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что средние значения по всем показателям являются статистически различными для пластов Тл<sub>2-6</sub>, Бб. Для более глубокого статистического анализа показателей исследованы их распределения. Необходимость

Таблица 1

### Основные статистические характеристики показателей

| Показатель        | Пласт             | Статистические характеристики показателей |                   | Критерии $\frac{t}{p}$    |
|-------------------|-------------------|---|-------------------|---------------------------|
|                   |                   | нефтяные зоны                             | пустые зоны       |                           |
| $A_o$ , м         | Тл <sub>2-6</sub> | $-1601,8 \pm 6,2$                         | $-1614,0 \pm 5,9$ | $\frac{127,3}{0,000000}$  |
|                   | Бб                | $-1605,7 \pm 7,0$                         | $-1622,6 \pm 5,9$ | $\frac{92,8}{0,000000}$   |
| $H_{ин}$ , м      | Тл <sub>2-6</sub> | $1,40 \pm 1,06$                           | $0,00 \pm 0,03$   | $\frac{107,54}{0,000000}$ |
|                   | Бб                | $1,31 \pm 1,14$                           | $0,00 \pm 0,0$    | $\frac{73,76}{0,000000}$  |
| $H_{эф}$ , м      | Тл <sub>2-6</sub> | $3,05 \pm 1,18$                           | $2,65 \pm 1,16$   | $\frac{20,838}{0,000000}$ |
|                   | Бб                | $4,27 \pm 2,76$                           | $3,10 \pm 3,15$   | $\frac{17,007}{0,000000}$ |
| $dT_{2К-2Р}$ , мс | Тл <sub>2-6</sub> | $0,019 \pm 0,003$                         | $0,021 \pm 0,005$ | $\frac{29,954}{0,000000}$ |
|                   | Бб                | $0,018 \pm 0,003$                         | $0,022 \pm 0,005$ | $\frac{38,451}{0,000000}$ |
| $V_{2К-2Р}$ , м/с | Тл <sub>2-6</sub> | $3668 \pm 258,6$                          | $3613 \pm 295,8$  | $\frac{12,427}{0,000000}$ |
|                   | Бб                | $3668 \pm 242$                            | $3633 \pm 302$    | $\frac{5,576}{0,000000}$  |
| $dT_{3-2К}$ , мс  | Тл <sub>2-6</sub> | $0,185 \pm 0,005$                         | $0,184 \pm 0,005$ | $\frac{18,284}{0,000000}$ |
|                   | Бб                | $0,187 \pm 0,003$                         | $0,184 \pm 0,004$ | $\frac{69,538}{0,000000}$ |
| $V_{3-2К}$ , м/с  | Тл <sub>2-6</sub> | $5405 \pm 14,5$                           | $5404 \pm 19,6$   | $\frac{4,155}{0,000000}$  |
|                   | Бб                | $5401 \pm 6,8$                            | $5400 \pm 2,1$    | $\frac{17,033}{0,000000}$ |

исследования распределений при прогнозе нефтегазоносности описана в работах [2, 3, 11]. Для этого первоначально были определены оптимальные величины интервалов варьирования показателей, которые 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 частоты:

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

где  $P(X)$  – частость в  $k$ -м интервале для нефтяных и пустых зон;  $N_k$  – число случаев содержания показателя  $P(X)$  в  $k$ -м интервале;  $N_q$  – объем выборки для 1-го и 2-го классов. Далее значения  $P(X)$  в каждом интервале сопоставлялись со средними значениями показателя в интервале варьирования. Распределение частостей в исследуемых классах по показателю  $A_0$  для пласта Тл<sub>2-6</sub> приведено в табл. 2.

Видно, что нефтяные зоны располагаются на гипсометрически более высоких отметках, чем пустые. По остальным показателям также построены распределения значений в пределах нефтяных и пустых зон. По этим данным строились вероятностные модели из условия, что они наилучшим образом описывают соотношения средних интервальных значений

показателей и интервальных вероятностей  $P(X)$ . Детально информация о построении и использовании индивидуальных вероятностных моделей для прогноза нефтегазоносности изложена в работах [2, 3]. По этим методикам были построены индивидуальные вероятностные модели, которые приведены в табл. 3.

С использованием вышеприведенных формул были вычислены вероятности нефтегазоносности по структурам, средние значения вероятностей по пласту Тл<sub>2-6</sub> приведены в табл. 4.

Отсюда видно, что значения индивидуальных вероятностей значительно изменяются. Следовательно, показатели обладают различной степенью информативности. Аналогичные расчеты выполнены по пласту Бб.

Таблица 2

Распределение значений  $A_0$ 

| Зона     | Интервалы варьирования $A_0$ , м |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
|----------|----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|          | -1640...<br>-1635                | -1635...<br>-1630 | -1630...<br>-1625 | -1625...<br>-1620 | -1620...<br>-1615 | -1615...<br>-1610 | -1610...<br>-1605 | -1605...<br>-1600 | -1600...<br>-1595 | -1595...<br>-1590 | -1590...<br>-1585 | -1585...<br>-1580 |
| Пустые   | 0,001                            | 0,005             | 0,006             | 0,082             | 0,242             | 0,468             | 0,177             | 0,016             | –                 | –                 | –                 | –                 |
| Нефтяные | –                                | –                 | –                 | –                 | –                 | 0,050             | 0,291             | 0,351             | 0,150             | 0,101             | 0,050             | 0,005             |

Таблица 3

Индивидуальные вероятностные модели

| Показатель               | Пласт             | Вероятностная модель   |
|--------------------------|-------------------|--|
| $A_0$ , м                | Тл <sub>2-6</sub> | $P(A_0) = -1,1202 \cdot 10^6 - 2087,8114 A_0 - 1,2971 A_0^2 - 0,0003 A_0^3$  |
|                          | Бб                | $P(A_0) = -9,4798 \cdot 10^5 - 1765,2266 A_0 - 1,0956 A_0^2 - 0,0002 A_0^3$  |
| $H_{\text{нн}}$ , м      | Тл <sub>2-6</sub> | $P(H_{\text{нн}}) = 0,56 + 0,038 H_{\text{нн}}$  |
|                          | Бб                | $P(H_{\text{нн}}) = 0,56 + 0,038 H_{\text{нн}}$  |
| $H_{\text{зф}}$ , м      | Тл <sub>2-6</sub> | $P(H_{\text{зф}}) = 0,3589 + 0,0368 H_{\text{зф}} + 0,0141 H_{\text{зф}}^2 - 0,002 H_{\text{зф}}^3$  |
|                          | Бб                | $P(H_{\text{зф}}) = 0,3522 + 0,0905 H_{\text{зф}} - 0,0123 H_{\text{зф}}^2 + 0,0005 H_{\text{зф}}^3$   |
| $dT_{2\text{К-2P}}$ , мс | Тл <sub>2-6</sub> | $P(dT_{2\text{К-2P}}) = 1,5054 - 68,2355 dT_{2\text{К-2P}} + 822,8466 dT_{2\text{К-2P}}^2$   |
|                          | Бб                | $P(dT_{2\text{К-2P}}) = 1,7823 - 97,6289 dT_{2\text{К-2P}} + 1395,1523 dT_{2\text{К-2P}}^2$  |
| $V_{2\text{К-2P}}$ , м/с | Тл <sub>2-6</sub> | $P(V_{2\text{К-2P}}) = -7,7356 + 0,0056 V_{2\text{К-2P}} - 1,2635 \cdot 10^{-6} V_{2\text{К-2P}}^2 + 9,4949 \cdot 10^{-11} V_{2\text{К-2P}}^3$ |
|                          | Бб                | $P(V_{2\text{К-2P}}) = -6,867 + 0,0049 V_{2\text{К-2P}} - 1,0712 \cdot 10^{-6} V_{2\text{К-2P}}^2 + 7,7496 \cdot 10^{-11} V_{2\text{К-2P}}^3$  |
| $dT_{3-2\text{К}}$ , мс  | Тл <sub>2-6</sub> | $P(dT_{3-2\text{К}}) = -34,0695 + 358,3739 dT_{3-2\text{К}} - 926,6127 dT_{3-2\text{К}}^2$   |
|                          | Бб                | $P(dT_{3-2\text{К}}) = 427,679 - 7021,185 dT_{3-2\text{К}} + 38285,936 dT_{3-2\text{К}}^2 - 69256,484 dT_{3-2\text{К}}^3$                      |
| $V_{3-2\text{К}}$ , м/с  | Тл <sub>2-6</sub> | $P(V_{3-2\text{К}}) = -1,7875 \cdot 10^5 + 98,6665 V_{3-2\text{К}} - 0,0182 V_{3-2\text{К}}^2 + 1,1134 \cdot 10^{-6} V_{3-2\text{К}}^3$        |
|                          | Бб                | $P(V_{3-2\text{К}}) = 1,3929 \cdot 10^5 - 78,1132 V_{3-2\text{К}} + 0,0146 V_{3-2\text{К}}^2 - 9,0909 \cdot 10^{-7} V_{3-2\text{К}}^3$         |

Таблица 4

## Средние значения вероятностей по структурам

| Структура         | $P(A_0)$ | $P(H_{\text{нн}})$ | $P(H_{\text{эф}})$ | $P(dT_{2\text{К-2P}})$ | $P(V_{2\text{К-2P}})$ | $P(dT_{3-2\text{К}})$ | $P(V_{3-2\text{К}})$ | $P_{\text{ком}}$ |
|-------------------|----------|--------------------|--------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|------------------|
| Безгодовская      | 0,750    | 0,588              | 0,518              | 0,595                  | 0,515                 | 0,468                 | 0,722                | 0,898            |
| Рябовская д       | 0,714    | 0,505              | 0,518              | 0,463                  | 0,512                 | 0,501                 | 0,590                | 0,710            |
| Рябовская б       | 0,689    | 0,553              | 0,454              | 0,649                  | 0,515                 | 0,503                 | 0,593                | 0,837            |
| Верх-Пожвинская   | 0,668    | 0,575              | 0,542              | 0,543                  | 0,518                 | 0,447                 | 0,717                | 0,830            |
| Дедовская б       | 0,667    | 0,537              | 0,507              | 0,635                  | 0,518                 | 0,431                 | 0,709                | 0,835            |
| Рябовская а       | 0,664    | 0,550              | 0,490              | 0,696                  | 0,520                 | 0,496                 | 0,722                | 0,869            |
| Дедовская а       | 0,663    | 0,558              | 0,539              | 0,584                  | 0,516                 | 0,434                 | 0,718                | 0,839            |
| Северо-Пожвинская | 0,659    | 0,504              | 0,509              | 0,515                  | 0,518                 | 0,478                 | 0,676                | 0,731            |
| Налимовская       | 0,658    | 0,550              | 0,512              | 0,592                  | 0,513                 | 0,444                 | 0,736                | 0,847            |
| Южно-Рябовская    | 0,652    | 0,594              | 0,551              | 0,581                  | 0,511                 | 0,523                 | 0,550                | 0,822            |
| Рябовская г       | 0,621    | 0,483              | 0,519              | 0,597                  | 0,515                 | 0,517                 | 0,658                | 0,778            |
| Рябовская в       | 0,618    | 0,496              | 0,521              | 0,543                  | 0,518                 | 0,492                 | 0,550                | 0,675            |
| Южно-Левинская    | 0,610    | 0,357              | 0,532              | 0,528                  | 0,509                 | 0,502                 | 0,606                | 0,612            |
| Рябовская е       | 0,251    | 0,518              | 0,505              | 0,683                  | 0,524                 | 0,479                 | 0,742                | 0,654            |

Таблица 5

## Корреляционная матрица

|                     | $A_0$        | $H_{\text{нн}}$ | $H_{\text{эф}}$ | $dT_{2\text{К-2P}}$ | $V_{2\text{К-2P}}$ | $dT_{3-2\text{К}}$ | $V_{3-2\text{К}}$ |
|---------------------|--------------|-----------------|-----------------|---------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| $A_0$               | 1,00<br>1,00 | 0,55<br>0,66    | 0,04<br>0,06    | -0,36<br>-0,49      | 0,11<br>0,03       | 0,34<br>0,61       | 0,04<br>0,07      |
| $H_{\text{нн}}$     |              | 1,00<br>1,00    | 0,44<br>0,36    | -0,16<br>-0,28      | 0,07<br>0,01       | 0,19<br>0,50       | -0,01<br>0,04     |
| $H_{\text{эф}}$     |              |                 | 1,00<br>1,00    | 0,09<br>0,02        | -0,03<br>-0,04     | 0,09<br>0,08       | 0,07<br>0,08      |
| $dT_{2\text{К-2P}}$ |              |                 |                 | 1,00<br>1,00        | -0,47<br>-0,47     | 0,06<br>-0,31      | 0,33<br>0,03      |
| $V_{2\text{К-2P}}$  |              |                 |                 |                     | 1,00<br>1,00       | -0,13<br>0,03      | -0,13<br>0,10     |
| $dT_{3-2\text{К}}$  |              |                 |                 |                     |                    | 1,00<br>1,00       | 0,65<br>0,30      |
| $V_{3-2\text{К}}$   |              |                 |                 |                     |                    |                    | 1,00<br>1,00      |

Примечание: верхняя строка – пласт Т<sub>2-б</sub>, нижняя – Бб.

Для более полного анализа вычислим значения коэффициентов корреляции  $r$  между показателями (табл. 5).

Анализ данных табл. 5 показывает, что между показателями отсутствуют очень сильные корреляционные связи. Это также свидетельствует об их разной информативности. Отметим, что в ряде случаев значения коэффициентов  $r$  для изучаемых пластов отличаются. Например, между  $H_{\text{нн}}$  и  $dT_{3-2\text{К}}$ . При этом видно, что ни один из показателей, взятый в отдельности, не отображает нефтегазоносность изучаемой территории.

### Построение многомерных моделей прогноза нефтегазоносности

Для решения прогнозных задач необходимо комплексно учитывать все рассматриваемые показатели с учетом вклада каждого из них в окончательный результат. Для этих целей будем использовать комплексный критерий, который оценит нефтегазоносность более верно. Возможности его использования для прогноза различных геолого-технологических явлений приведены в работах [5, 9, 10, 14, 17, 20, 26–28]. Значения комплексной вероятности по используемым показателям будем вычислять по следующей формуле:

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

где  $P(W_1|X_j)$  – соответственно вероятности исследуемых показателей. Расчеты, выполненные по данной формуле для точек града эталонной выборки, показали максимальную среднюю распознаваемость классов, равную 93,1 % (рис. 2).

Для учета многообразия различных, в ряде случаев разнонаправленных влияний изучаемых показателей на  $P_{\text{ком}}$  построим

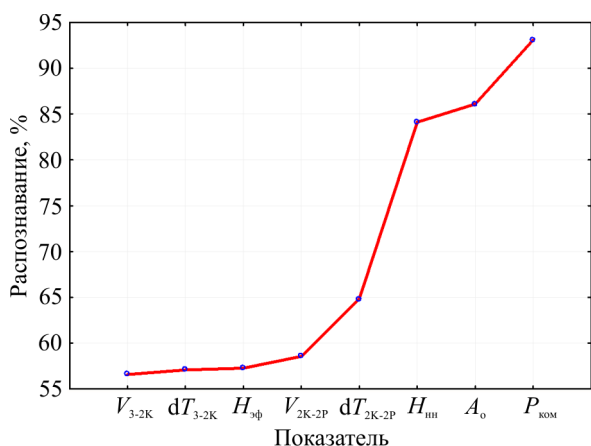


Рис. 2. Распознаваемость эталонной выборки

многомерные модели с помощью пошагового регрессионного анализа (РА). Расчет регрессионных коэффициентов в разрабатываемой модели выполним при помощи метода наименьших квадратов. Под регрессионным анализом понимается статистический метод исследования зависимостей между зависимой переменной  $Y$  и одной или несколькими независимыми переменными  $X_1, X_2, X_p$ . Зависимый признак в регрессионном анализе называется результирующим, независимый – факторным. Обычно на зависимую переменную действуют сразу несколько факторов. Совокупное влияние всех независимых факторов на зависимую переменную учитывается благодаря множественной регрессии.

В общем случае множественную регрессию оценивают параметры линейного уравнения вида

$$Y = a + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_pX_p.$$

В данном уравнении регрессионные коэффициенты ( $b$ -коэффициенты) представляют независимые вклады каждой независимой переменной в предсказание зависимой переменной. Линия регрессии выражает наилучшее предсказание зависимой переменной ( $Y$ ) по независимым переменным ( $X$ ).

В нашем случае в качестве зависимого признака выступает  $P_{ком}$ , а в качестве независимых факторов – значения  $A_о, H_{инн}, dT_{2К-2Р},$

$V_{2К-2Р}, H_{эф}, dT_{3-2К}, V_{3-2К}$ . Для решения задачи регрессионного анализа методом наименьших квадратов вводится понятие функции невязки:

$$\sigma(\bar{b}) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M (Y_k - \hat{Y}_k)^2.$$

Условие минимума функции невязки:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\sigma(\bar{b})}{db_2} = 0 \\ i = 0 \dots N \\ k = 1 \dots N \end{array} \right. \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^M y_i = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N b_j x_{i,j} + b_0 M, \\ \sum_{i=1}^M y_i x_{i,k} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N b_j x_{i,j} x_{i,k} + M b_0 \sum_{i=1}^M x_{i,k}, \end{array} \right.$$

Полученная система является системой  $N + 1$  линейных уравнений с  $N + 1$  неизвестными  $b_0 \dots b_N$ .

Если представить свободные члены левой части уравнений матрицей

$$B = \left\{ \begin{array}{c} \sum_{i=1}^M y_i \\ \sum_{i=1}^M y_i x_{i,1} \\ \dots \\ \sum_{i=1}^M y_i x_{i,N} \end{array} \right\},$$

а коэффициенты при неизвестных в правой части матрицей

$$A = \left\{ \begin{array}{cccc} M & \sum_{i=1}^M x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} \\ \sum_{i=1}^M x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,1} x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} x_{i,1} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} x_{i,1} \\ \sum_{i=1}^M x_{i,2} & \sum_{i=1}^M x_{i,1} x_{i,2} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} x_{i,2} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} x_{i,2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sum_{i=1}^M x_{i,N} & \sum_{i=1}^M x_{i,1} x_{i,N} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} x_{i,N} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} x_{i,N} \end{array} \right\},$$

то получаем матричное уравнение  $A \times X = B$ , которое легко решается методом Гаусса. Полученная матрица будет матрицей, содержащей коэффициенты уравнения линии регрессии:

$$X = \left\{ \begin{matrix} b_0 \\ b_1 \\ \dots \\ b_N \end{matrix} \right\}.$$

Уравнение множественной регрессии для пласта Тл<sub>2-6</sub> имеет следующий вид:

$$P_{\text{ком}} = 25,9224 + 0,0180A_0 + 0,0753H_{\text{нн}} - 23,4552dT_{2\text{К-2Р}} + 0,0001V_{2\text{К-2Р}} + 0,0250H_{\text{эф}} - 5,5702 dT_{3-2\text{К}} + 0,0009V_{3-2\text{К}}.$$

Формирование модели происходило следующим образом: на 1-м шаге в модель включен показатель  $A_0$  ( $R = 0,78$ ), на 2-м –  $H_{\text{нн}}$  ( $R = 0,84$ ), на 3-м –  $dT_{2\text{К-2Р}}$  ( $R = 0,87$ ), на 4-м –  $V_{2\text{К-2Р}}$  ( $R = 0,89$ ), на 5-м –  $H_{\text{эф}}$  ( $R = 0,90$ ), на 6-м –  $dT_{3-2\text{К}}$  ( $R = 0,91$ ) и на 7-м –  $V_{3-2\text{К}}$  ( $R = 0,92$ ).

Уравнение множественной регрессии для пласта Бб следующего вида:

$$P_{\text{ком}} = -7,0116 + 0,0042A_0 + 0,18755H_{\text{нн}} + 8,9975dT_{3-2\text{К}} - 11,8635dT_{2\text{К-2Р}} - 0,0021H_{\text{эф}} + 0,0023V_{3-2\text{К}} + 0,0001V_{2\text{К-2Р}}.$$

Формирование модели происходило следующим образом: на 1-м шаге в модель включен показатель  $A_0$  ( $R = 0,76$ ), на 2-м –  $H_{\text{нн}}$  ( $R = 0,79$ ), на 3-м –  $dT_{3-2\text{К}}$  ( $R = 0,82$ ), на 4-м –  $dT_{2\text{К-2Р}}$  ( $R = 0,84$ ), на 5-м –  $H_{\text{эф}}$  ( $R = 0,87$ ), на 6-м –  $V_{3-2\text{К}}$  ( $R = 0,88$ ) и на 7-м –  $V_{2\text{К-2Р}}$  ( $R = 0,89$ ).

По данным формулам вычислены значения  $P_{\text{ком}}$  и построены карты изовероятностей. Пример такой карты по пласту Тл<sub>2-6</sub> приведен на рис. 3.

В пределах контуров структур рассчитаны минимальные, максимальные и средние значения  $P_{\text{ком}}$  по пластам Тл<sub>2-6</sub> и Бб.

Отсюда видно, что все структуры на данной площади характеризуются комплексной вероятностью выше 0,5, она изменяется от 0,612 (Южно-Левинская структура) до 0,898 (Безгодовская структура). В контуре запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$  (Верх-Пожвинская структура) вероятность нефтеносности изменяется от 0,153 до 0,910 при среднем значении 0,830, а минимальные значения

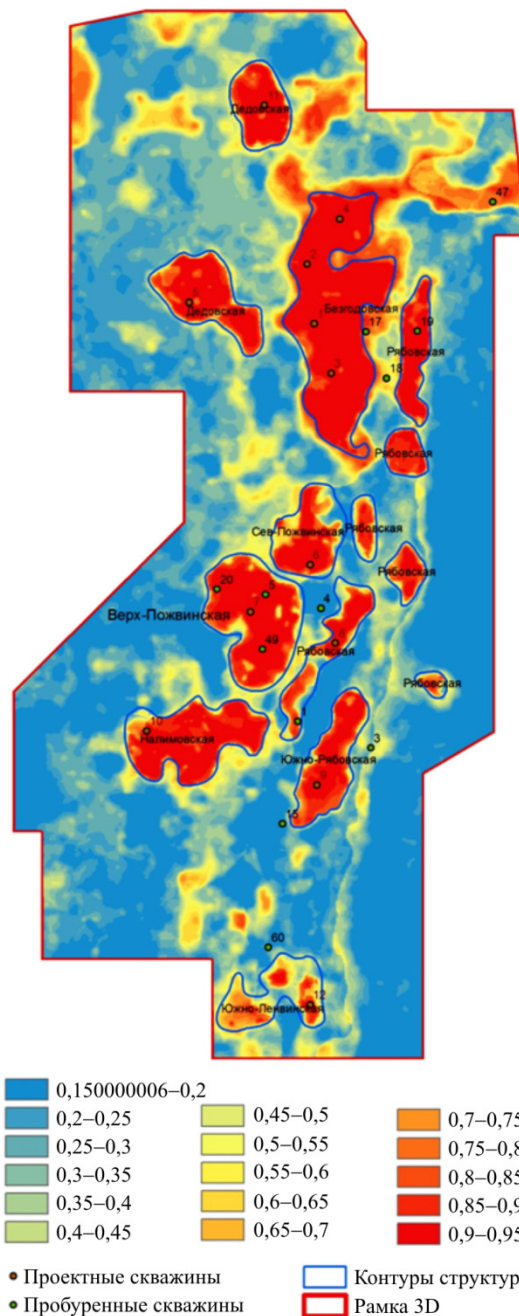


Рис. 3. Вероятностная схема нефтегазоносности пласта Тл<sub>2-6</sub> по  $P_{\text{ком}}$

вероятностей наблюдаются вблизи контура нефтеносности. Таким образом, можно констатировать, что разработанная вероятностно-статистическая методика оценки нефтегазоносности структур на Пожвинском участке может быть использована для ранжирования структур по степени нефтегазоносности. Сопоставление оценки нефтегазоносности пластов Тл<sub>2-6</sub> и Бб по значениям комплексных вероятностей приведено на рис. 4.

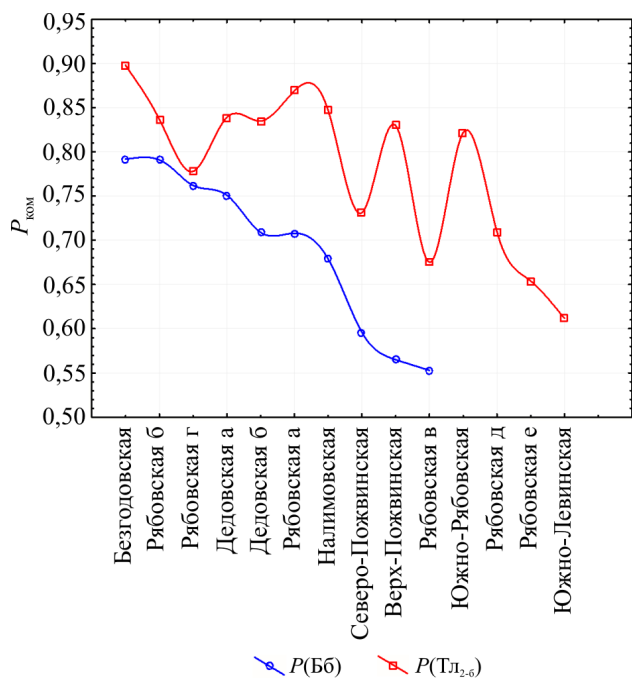


Рис. 4. Комплексные вероятности для структур Майкорского участка по пластам Тл<sub>2-6</sub> и Бб

Анализ рис. 4 показывает, что по 10 структурам представляется возможным оценить нефтегазоносность по обоим пластам. Для этого предлагается использовать следующую формулу:

$$P_{\text{ком}}^{Тл2-6 + Бб} = -1,401 + 2,5543P_{\text{ком}}^{Тл2-6} + 2,609P_{\text{ком}}^{Бб} - 0,3409(P_{\text{ком}}^{Тл2-6})^2 - 2,0781P_{\text{ком}}^{Тл2-6} \cdot P_{\text{ком}}^{Бб} - 0,3747(P_{\text{ком}}^{Бб})^2,$$

где  $P_{\text{ком}}^{Тл2-6}$ ;  $P_{\text{ком}}^{Бб}$  – соответственно комплексные вероятности исследуемых пластов. Данные расчетов приведены в табл. 6

Наиболее перспективной является Безгодовская структура. Графическое изображение формирования значений  $P_{\text{ком}}^{Тл2-6 + Бб}$  от показателей  $P_{\text{ком}}^{Тл2-6}$  и  $P_{\text{ком}}^{Бб}$  приведено на рис. 5.

**Библиографический список**

1. Зональный прогноз нефтегазоносности юрских отложений в пределах территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» / В.И. Галкин, В.В. Бродягин, А.А. Потрясов,

Таблица 6  
Ранжирование структур по вероятности  $P_{\text{ком}}^{Тл2-6 + Бб}$

| Структура         | $P_{\text{ком}}^{Тл2-6 + Бб}$ |
|-------------------|-------------------------------|
| Безгодовская      | 0,971                         |
| Рябовская б       | 0,951                         |
| Рябовская г       | 0,918                         |
| Дедовская а       | 0,942                         |
| Дедовская б       | 0,924                         |
| Рябовская а       | 0,941                         |
| Налимовская       | 0,921                         |
| Северо-Пожвинская | 0,800                         |
| Верх-Пожвинская   | 0,865                         |
| Рябовская в       | 0,720                         |

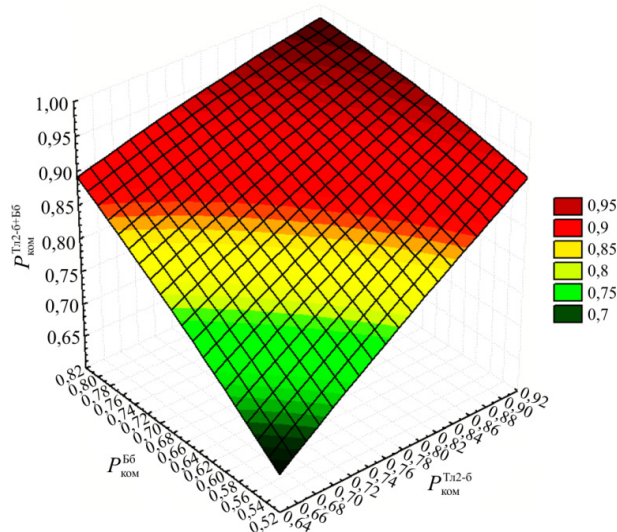


Рис. 5. Зависимость  $P_{\text{ком}}^{Тл2-6 + Бб}$  от  $P_{\text{ком}}^{Тл2-6}$  и  $P_{\text{ком}}^{Бб}$

**Заключение**

Таким образом, можно констатировать, что разработанная вероятностно-статистическая методика оценки нефтегазоносности структур на Пожвинском участке может быть использована для ранжирования степени нефтегазоносности структур по пластам Тл<sub>2-6</sub> и Бб. Это позволяет считать, что наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются Безгодовская и Рябовская б структуры.



2. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности / УрО РАН. – Екатеринбург, 1990. – 108 с.
3. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур / УрО РАН. – Екатеринбург, 2001. – 277 с.
4. 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.
5. 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. – 2009. – № 6. – С. 11–14.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. 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. – 2010. – № 7. – С. 4–7.
11. Додевонские отложения Пермского Прикамья как одно из перспективных направлений геолого-разведочных работ / Т.В. Белоконь, В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Е. Пашкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9. – С. 24–28.
12. 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.
13. О возможности прогнозирования нефтегазоносности фаменских 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. – 2007. – № 10. – С. 22–27.
14. 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.
15. 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.

16. 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.
17. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
18. Давыденко А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях. – Иркутск, 2007. – 29 с.
19. Михалевич И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий). – Иркутск, 2006. – 115 с.
20. 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: 10.15593/224-9923/2016.21.6
21. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.
22. Darling T. Well logging and formation evaluation. – Gardners Books, 2010. – 336 p.
23. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
24. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
25. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
26. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофацциального анализа (на примере турнефаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/224-9923/2015.14.1
27. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления (КВД) по геолого-промысловым характеристикам пласта (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40. DOI: 10.15593/224-9923/2015.17.4
28. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуралья Краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
29. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
30. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering / Elsevier scientific publishing company. – Amsterdam – Oxford – New York, 1982. – 709 p.
31. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer aided approach. – 2<sup>nd</sup> ed. – Palo Alto: Petroway Inc, 2006. – 257 p.
32. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
33. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
34. Галкин В.И., Куницких А.А. Статистическое моделирование расширяющегося тампонажного состава // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 3. – С. 215–244. DOI: 10.15593/224-9923/2017.3.2

35. 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: 10.15593/224-9923/2016.19.5

### References

1. Galkin V.I., Brodiagin V.V., Potriasov A.A., Skachek K.G., Shaikhutdinov A.N. Zonal'nyi prognoz neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii v predelakh territorii deiatel'nosti TPP «Kogalymneftegaz» [Zonal prediction of oil and gas content of Jurassic sediments within the territory of the Kogalymneftegaz TPE]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no.8, pp.31-35.

2. Galkin V.I., Zhukov Iu.A., Shishkin M.A. Primenenie veroiatnostnykh modelei dlia lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Application of probability models for a local oil and gas prediction]. Ekaterinburg, Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1990, 108 p.

3. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic and statistical evaluation of oil and gas potential of local structures]. Ekaterinburg, Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2001, 277 p.

4. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [The results of statistical analysis for study fades characterization of T-Fm stage of Sibirskoe oilfield]. *Oil industry*, 2007, no. 9, pp.112-114.

5. Galkin V.I., Shaikhutdinov 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 «Kogalymneftegas»). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2009, no.6, pp.11-14.

6. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. Postroenie statisticheskikh modelei dlia prognoza debitov nefti po verkhneiurskim otlozheniim Kogalym'skogo regiona [Development of statistical models for predicting the oil flow rates by example jurassic deposits of Kogalym region territory]. *Oil industry*, 2010, no.1, pp.52-54.

7. Krivoshchekov 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 the forecast of oil and gas content by probabilistical and statistical methods in the territory of the Perm region]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2008, no.8, pp.20-23

8. Galkin V.I., Krivoshchekov S.N. Obosnovanie napravlenii poiskov mestorozhdenii nefti i gaza v Permskom krae [Substantiation of the directions of prospecting oil and gas fields in the Perm region]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2009, vol.3, no.4, pp.3-7.

9. Galkin V.I., Kozlova I.A., Rastegaev A.V., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. K metodike otsenki perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii po kharakteristikam lokal'nykh struktur [Estimation procedure of petroleum potential of Solikamsk depression based on local structures parameters]. *Oilfield engineering*, 2010, no.7, pp.12-17.

10. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Kozlova I.A., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. Prognoznaia otsenka neftegazonosnosti struktur na territorii Solikamskoi depressii [Probable estimation of oil content of structures in territory of Solikamsk depression]. *Oilfield engineering*, 2010, no.7, pp.4-7.

11. Belokon' T.V., Galkin V.I., Kozlova I.A., Pashkova S.E. Dodevonskie otlozheniia Permskogo Prikam'ia kak odno iz perspektivnykh napravlenii geologo-razvedochnykh rabot [Pre-Devonian deposits of Perm Prikamye region as one of the promising areas of geological exploration work]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2005, no.9, pp.24-28.
12. 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', Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2014, 285 p.
13. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov 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 the Famennian deposits by constructing probabilistic statistical models]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2007, no.10, pp.22-27.
14. Galkin V.I., Solov'ev S.I. Classification of Perm krai areas according to prospectivity for oil fields acquisition. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, no.16, pp.14-24. DOI: 10.15593/224-9923/2015.16.2
15. Sosnin N.E. Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example of terrigenous devonian sediments of North Tatar arch). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2012, no.5, pp.16-25.
16. Galkin V.I., Sosnin N.E. Razrabotka geologo-matematicheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti slozhnpostroennykh struktur v devonskikh terrigennykh otlozheniakh [Geological development of mathematical models for the prediction of oil and gas complex-built structures in the Devonian clastic sediments]. *Oil industry*, 2013, no.4, pp.28-31.
17. 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.
18. Davydenko A.Iu. Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniakh [Probabilistic and statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
19. Mikhalevich I.M. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology)]. Irkutsk, 115 p.
20. Andreiko S.S. Development of mathematical model of gas-dynamic phenomena forecasting method according to geological data in conditions of Verkhnekamskoie potash salt deposit. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, no.21, pp.345-353. DOI: 10.15593/224-9923/2016.21.6
21. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannykh [Statistics and analysis of geological data]. Moscow, Mir, 1977, 353 p.
22. Darling T. Well logging and formation evaluation. Gardners Books, 2010, 336 p.
23. Pomorskii Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh [Methods of statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
24. Watson G.S. Statistic on spheres. New York, John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
25. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
26. Cherepanov S.S. Integrated research of carbonate reservoir racturing by Warren – Root method using seismic facies analysis (evidence from tournaisian-famennian deposit of Ozernoe field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, no.14, pp.6-12. DOI: 10.15593/224-9923/2015.14.1

27. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. 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). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, no.17, pp.32-40. DOI: 10.15593/224-9923/2015.17.4
28. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoistv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of the reservoir properties of fractured carbonate reservoirs in the deposits of the Ural marginal trough]. *Oil industry*, 2013, no.3, pp.62-65.
29. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamie data analysis. Paris, Kappa Engineering, 2008, 694 p.
30. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdam, Oxford, New York, Elsevier scientific publishing company, 1982, 709 p.
31. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer aided approach, 2<sup>nd</sup> ed., Palo Alto, PetrowayInc, 2006, 257 p.
32. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York, London, Sydney, Toronto, 1977, 606 p.
33. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. New York, John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
34. Galkin V.I., Kunitskikh A.A. Statistical modelling of expanding cement slurry. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.3, pp.215-244. DOI: 10.15593/224-9923/2017.3.2.
35. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, no.19, pp.145-154. DOI: 10.15593/224-9923/2016.19.5.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кошкин К.А. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки перспектив нефтегазоносности пластов Т<sub>2-6</sub> и Бб Пожвинского участка // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.17, №1. – С.4–16. DOI: 10.15593/224-9923/2018.1.1

Please cite this article in English as:

Koshkin K.A. Development of probabilistic and statistical models for evaluation of oil and gas potential of T<sub>2-6</sub> and Bb reservoirs of Pozhviskiy sector. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.1, pp.4–16. DOI: 10.15593/224-9923/2018.1.1