

А.С. Волкова, С.Н. Кривошеков

Пермский государственный технический университет

ВЫБОР ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕРОЯТНОСТНО- СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Нефтегазоносность Соликамской депрессии имеет зональный характер, который обусловлен особенностями ее геологического строения: на ее территории в позднефранско-фаменское время сформировались тектоно-седиментационные поднятия, а в пермское время – соляная толща. Так как ее площадь в настоящее время является достаточно хорошо изученной, и соответственно накоплен большой объем информации, поэтому возможно применение вероятностно-статистических методов для определения наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности участков.

Пермский край – старый нефтедобывающий регион, поэтому в настоящее время развития ресурсной базы углеводородов является насущной задачей. В этом отношении наиболее перспективной является территория Соликамской депрессии, так как извлекаемые ресурсы нефти категории C_3 лишь в ее центральной части оцениваются более чем 50 млн т. В данной работе проводится оценка нефтегазоносности Соликамской депрессии с помощью построения вероятностно-статистических моделей и определяются перспективные участки для проведения геолого-разведочных работ.

Соликамская депрессия расположена в северной части Пермского края и протягивается в меридиональном направлении с севера на юг. Она представляет собой крупную наложенную отрицательную структуру с размерами $230 \times (60-80)$ км, сформировавшуюся в раннепермское время. Особенностью Соликамской депрессии является наличие Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей (ВКМКС), приуроченного к ее центральной части.

Нефтегазоносность Соликамской депрессии в первую очередь обусловлена распространением Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) и влиянием соляной тектоники Верхнекамского месторождения. На исследуемой территории выделяется Яйвинско-Вишерский прогиб, ограниченный

тектоно-седиментационными выступами: Чердынским – на северо-западе, Гежским – на северо-востоке, Уньвинским и Березниковским – в центре. В пределах этих поднятий ярко выражены позднефранско-фаменские, преимущественно высокоамплитудные, органогенные постройки. Структуры облекания над ними и послужили ловушками для скоплений углеводородов. Соляные породы создали благоприятные геодинамические и термобарические условия для формирования и сохранения залежей нефти. В процессе своего формирования в раннепермское время соляная толща, погрузившись на определенные глубины в область критических температур, подверглась преобразованию и приобрела свойства надежной покрывки.

По Соликамской депрессии накоплен большой объем информации о геологическом строении и нефтегазоносности, поэтому применение вероятностно-статистических методов прогноза является обоснованным и эффективным. Была собрана база данных по всем структурам Соликамской депрессии, бывшим в бурении, из которых 55 оказалось нефтяными и 35 – пустыми.

При прогнозе нефтегазоносности для построения вероятностно-статистических моделей для всей территории Соликамской депрессии использовались критерии нефтегазоносности, которые были условно разделены на региональные, зональные и локальные.

Региональные критерии нефтегазоносности: расстояние от центра структуры до осевой линии депрессионной части ККСП ($L_{\text{ККСП}}$); расстояние от центра структуры до ближайшего разлома по фундаменту ($L_{\text{разл}}$); расстояние от центра структуры до ближайшего неотектонического разлома ($L_{\text{нео}}$); угол длинной оси структуры к осевой линии депрессионной части ККСП ($U_{\text{ККСП}}$); угол длинной оси структуры к ближайшему разлому по фундаменту ($U_{\text{разл}}$); коэффициент неотектонической активности ($K_{\text{н.а}}$); абсолютная отметка залегания фундамента ($AO_{\text{ф}}$); абсолютная отметка рельефа ($AO_{\text{р}}$); мощность осадочного чехла (m_0).

По этим критериям с помощью методов статистики были определены интервалы распределения, средние значения и критерий Стьюдента, который характеризует различие в выборках двух классов – нефтяных и пустых структур (табл. 1).

Статистические характеристики региональных критериев

Показатель	Структуры*		<u>t-критерий**</u>
	нефтяные	пустые	<i>p</i>
$L_{\text{ККСР}}, \text{ м}$	<u>38937,1±18912,3</u> 9714,5–81267,7	<u>48167,2±22990,7</u> 15687,0–82364,4	<u>-2,07</u> 0,041
$L_{\text{разл}}, \text{ м}$	<u>3941,16±2888,52</u> 145,17–11279,31	<u>5086,61±3016,83</u> 274,11–12226,35	<u>-1,80</u> 0,075
$L_{\text{нео}}, \text{ м}$	<u>1366,97±1117,66</u> 58,82–4395,29	<u>1308,92±1108,15</u> 3,83–4266,36	<u>0,24</u> 0,810
$У_{\text{ККСР}}, \text{ град.}$	<u>189,25±104,56</u> 3,0–360,0	<u>181,29±91,16</u> 4,0–332,0	<u>0,37</u> 0,712
$У_{\text{разл}}, \text{ град.}$	<u>189,73±117,74</u> 7,0–434,0	<u>139,40±101,63</u> 3,0–406,0	<u>-2,08</u> 0,040
$K_{\text{на}}, \text{ усл.ед.}$	<u>8,89±1,11</u> 7,04–11,81	<u>9,36±0,96</u> 7,63–11,21	<u>-2,04</u> 0,045
$AO_{\text{ф}}, \text{ м}$	<u>-4611,78±550,83</u> -6425–(-3515)	<u>-4576,83±642,07</u> -6037–(-3597)	<u>-0,28</u> 0,784
$AO_{\text{р}}, \text{ м}$	<u>163,09±27,61</u> 120–220	<u>169,14±29,24</u> 120–220	<u>-0,99</u> 0,325
$m_{\text{о}}, \text{ м}$	<u>4774,87±559,05</u> 3715,0–6625,0	<u>4745,97±650,06</u> 3737,0–6237,0	<u>0,22</u> 0,823

* Здесь и далее в числителе: среднее значение ± стандартное отклонение; в знаменателе – размах значений. ** Курсивом выделен значимый t-критерий.

По данным таблицы видно, что для нефтяных структур характерно меньшее расстояние до Камско-Кинельской системы прогибов, до региональных разломов по фундаменту, меньший коэффициент неотектонической активности, чем для пустых структур. Также значимым является угол к разлому по фундаменту, который больше для нефтяных структур. По остальным критериям классы структур не различаются.

В качестве *зональных критериев нефтегазоносности* использовались следующие параметры: мощность тульской карбонатной крыши (П_{тл}); абсолютные отметки залегания кровли отражающих горизонтов (АО_{Дт}, АО_{Д3}, АО_{С1v}, АО_{С2b}, АО_{С2vr}, АО_{Р1}); мощности нефтегазоносных комплексов (*m*_{Дт}, *m*_{Д3}, *m*_{С1v}, *m*_{С2b}, *m*_{С2vr}, *m*_{Р1}). Полученные интервалы распределения зональных параметров представлены в табл. 2.

Таблица 2

Статистические характеристики зональных критериев

Показатель	Структуры		<i>t</i> -критерий
	нефтяные	пустые	<i>P</i>
$P_{\text{тл}}$, м	$11,07 \pm 7,73$ 0,22–36,01	$7,67 \pm 4,70$ 0,0–16,67	$1,60$ 0,115
$m_{\text{Дт}}$, м	$36,82 \pm 21,23$ 8,90–82,90	$34,88 \pm 24,09$ 8,0–92,0	$0,33$ 0,744
АО_Дт, м	$-2223,9 \pm 357,5$ –2688,5–(–1618,9)	$-2017,5 \pm 393,2$ –2901,3–(–1567,2)	$-2,10$ 0,040
$m_{\text{Д3}}$, м	$403,67 \pm 138,67$ 55,80–608,70	$305,81 \pm 145,07$ 7,0–471,90	$3,15$ 0,002
АО_Д3, м	$-1840,35 \pm 286,03$ –2219,6–(–1163,0)	$-1737,29 \pm 373,43$ –2499,5–(–1181,7)	$-1,45$ 0,149
$m_{\text{С1v}}$, м	$131,68 \pm 76,64$ 2,0–370,80	$155,96 \pm 149,19$ 5,0–773,80	$-0,99$ 0,320
АО_С1v, м	$-1804,78 \pm 273,56$ –2147,0–(–1161,0)	$-1693,30 \pm 347,48$ –2380,6–(–1127,7)	$-1,67$ 0,099
$m_{\text{С2b}}$, м	$220,04 \pm 79,80$ 69,0–397,60	$232,48 \pm 108,00$ 54,70–400,0	$-0,62$ 0,539
АО_С2b, м	$-1487,0 \pm 279,03$ –1803,0–(–841,20)	$-1354,0 \pm 351,54$ –2010,70–(–831,70)	$-1,96$ 0,054
$m_{\text{С2vr}}$, м	$233,33 \pm 26,17$ 146,0–293,50	$228,54 \pm 38,03$ 71,0–304,60	$0,70$ 0,487
АО_С2vr, м	$-1417,01 \pm 277,76$ –1735,0–(–774,30)	$-1283,98 \pm 350,03$ –1934,80–(–763,70)	$-1,97$ 0,052
m_{P1} , м	$441,55 \pm 82,33$ 319,90–655,90	$455,05 \pm 130,99$ 268,0–750,90	$-0,59$ 0,556
АО_Р1, м	$-804,59 \pm 235,02$ –1114,20–(–281,0)	$-647,81 \pm 260,24$ –1175,30–(–167,70)	$-2,91$ 0,04

Здесь видно, что по всем отражающим горизонтам отмечается более глубокое залегание для нефтяных структур, чем для пустых. Мощности для пустых и нефтяных структур не различаются, кроме мощности верхнедевонско-турнейского комплекса, к которому приурочены ловушки массивного типа, что обусловлено развитием высокоамплитудных рифогенных построек в это время.

Локальные критерии нефтегазоносности: площадь структуры по совмещенному контуру (S_k); длины длинной и короткой осей структуры, их соотношение ($L_{\text{дл}}$, L_k , K); амплитуды структур по кровлям отражающих горизонтов ($A_{\text{Дт}}$, $A_{\text{Д3}}$, $A_{\text{С1v}}$, $A_{\text{С2b}}$, $A_{\text{С2vr}}$, A_{P1}); площади структур по кровлям отражающих горизонтов ($S_{\text{Дт}}$, $S_{\text{Д3}}$, $S_{\text{С1v}}$, $S_{\text{С2b}}$, $S_{\text{С2vr}}$, S_{P1}); интенсивности структур по отражающим горизонтам ($I_{\text{Дт}}$, $I_{\text{Д3}}$, $I_{\text{С1v}}$, $I_{\text{С2b}}$, $I_{\text{С2vr}}$, I_{P1}).

Интервалы распределения, средние значения и критерии Стьюдента по локальным характеристикам представлены в табл. 3.

Таблица 3

Статистические характеристики локальных критериев

Показатель	Структуры		<u>t-критерий</u> <i>P</i>
	нефтяные	пустые	
$S_K, \text{км}^2$	<u>9,91±11,27</u> 0,27–57,35	<u>4,14±2,01</u> 0,90–8,77	<u>2,99</u> 0,004
$L_{\text{дл}}, \text{м}$	<u>3962,21±2303,89</u> 849,46–10418,39	<u>3000,64±917,46</u> 1144,61–4839,70	<u>2,35</u> 0,021
$L_K, \text{м}$	<u>2435,01±1533,47</u> 397,99–7448,08	<u>1691,22±424,50</u> 996,30–2835,58	<u>2,80</u> 0,006
$K, \text{д.е.}$	<u>1,73±0,52</u> 1,07–3,15	<u>1,81±0,51</u> 1,06–3,34	<u>-0,66</u> 0,510
$A_{\text{ДТ}}, \text{м}$	<u>21,33±13,57</u> 8,0–40,0	<u>25,12±22,43</u> 7,0–100,0	<u>-0,39</u> 0,704
$S_{\text{ДТ}}, \text{км}^2$	<u>9,50±8,55</u> 2,60–26,20	<u>9,98±10,41</u> 2,20–40,0	<u>-0,10</u> 0,920
$I_{\text{ДТ}}, \text{м/км}$	<u>7,02±2,49</u> 4,91–11,59	<u>9,03±6,03</u> 3,16–20,87	<u>-0,78</u> 0,441
$A_{\text{ДЗ}}, \text{м}$	<u>81,77±38,98</u> 8,0–150,0	<u>33,44±22,72</u> 7,0–100,0	<u>6,47</u> 0,000
$S_{\text{ДЗ}}, \text{км}^2$	<u>17,66±17,11</u> 1,40–71,30	<u>9,55±9,03</u> 2,20–40,0	<u>2,52</u> 0,014
$I_{\text{ДЗ}}, \text{м/км}$	<u>23,42±13,00</u> 4,91–54,91	<u>12,95±9,38</u> 3,02–41,83	<u>4,00</u> 0,000
$A_{\text{C1v}}, \text{м}$	<u>77,63±38,91</u> 8,0–150,0	<u>34,26±22,67</u> 7,0–100,0	<u>5,82</u> 0,000
$S_{\text{C1v}}, \text{км}^2$	<u>18,59±28,90</u> 0,50–192,50	<u>9,53±9,04</u> 2,20–40,0	<u>1,76</u> 0,082
$I_{\text{C1v}}, \text{м/км}$	<u>23,04±12,62</u> 4,91–56,57	<u>13,20±9,21</u> 3,0–40,41	<u>3,86</u> 0,000
$A_{\text{C2b}}, \text{м}$	<u>61,88±31,66</u> 8,0–120,0	<u>27,65±20,12</u> 3,0–100,0	<u>5,53</u> 0,000
$S_{\text{C2b}}, \text{км}^2$	<u>17,99±27,92</u> 1,40–185,0	<u>8,63±8,88</u> 2,10–40,0	<u>1,88</u> 0,063
$I_{\text{C2b}}, \text{м/км}$	<u>18,34±10,01</u> 2,65–48,18	<u>10,94±7,16</u> 1,34–29,88	<u>3,69</u> 0,000
$A_{\text{C2vr}}, \text{м}$	<u>49,04±26,21</u> 8,0–120,0	<u>25,33±21,10</u> 2,0–100,0	<u>4,29</u> 0,000
$S_{\text{C2vr}}, \text{км}^2$	<u>16,36±26,92</u> 1,40–180,0	<u>7,73±8,62</u> 2,0–40,0	<u>1,78</u> 0,080
$I_{\text{C2vr}}, \text{м/км}$	<u>15,49±8,34</u> 2,65–37,95	<u>11,30±10,66</u> 1,15–57,97	<u>1,96</u> 0,054
$A_{\text{P1}}, \text{м}$	<u>34,66±23,98</u> 7,0–130,0	<u>22,20±21,48</u> 5,0–100,0	<u>2,08</u> 0,042
$S_{\text{P1}}, \text{км}^2$	<u>11,03±10,46</u> 1,20–52,50	<u>7,81±9,32</u> 0,30–40,0	<u>1,24</u> 0,221
$I_{\text{P1}}, \text{м/км}$	<u>4,20±2,91</u> 0,85–15,76	<u>2,69±2,61</u> 0,61–12,13	<u>2,08</u> 0,042

Анализируя табл. 3, можно сказать, что средние площади нефтяных структур превышают средние площади пустых структур более чем в 2 раза. Также для нефтяных структур характерны большие значения длин осей. Соотношение длин осей роли не играет. В целом по всем отражающим горизонтам амплитуды, площади и интенсивности для нефтяных структур больше, чем для пустых структур. Достаточно много показателей имеют значимый *t*-критерий.

Далее с помощью применения пошагового дискриминантного и регрессионного анализов были построены уравнения для определения вероятности нефтегазоносности по региональным, зональным и локальным показателям:

$$P_{\text{рег}} = 1,3660 - 4,64 \cdot 10^{-6} L_{\text{ККСП}} + 7,48 \cdot 10^{-4} Y_{\text{разл}} - 7,63 \cdot 10^{-2} K_{\text{н.а}} + 3,27 \cdot 10^{-6} L_{\text{нео}},$$

$$F_p > F_t; R = 0,991; p = 0,000;$$

$$P_{\text{зон}} = 0,3481 + 2,18 \cdot 10^{-3} m_{\text{D3}} + 1,59 \cdot 10^{-3} m_{\text{C2b}} + 2,13 \cdot 10^{-3} AO_{\text{D3}} +$$

$$+ 1,21 \cdot 10^{-2} П_{\text{ТЛ}} - 1,99 \cdot 10^{-3} AO_{\text{C2vr}}, F_p > F_t; R = 0,88; p = 0,000;$$

$$P_{\text{лок}} = 0,0341 + 4,41 \cdot 10^{-3} A_{\text{D3}} + 1,01 \cdot 10^{-2} S_{\text{к}} + 2,71 \cdot 10^{-3} A_{\text{C1v}},$$

$$F_p > F_t; R = 0,98; p = 0,000.$$

Показатели входят в модель в порядке их значимости. Все построенные уравнения являются статистически значимыми и имеют высокий коэффициент корреляции.

Также было построено уравнение комплексной вероятности нефтеносности, которое имеет следующий вид:

$$P_{\text{комп}} = -0,222 + 0,8606 P_{\text{лок}} + 0,4841 P_{\text{рег}} + 0,0785 P_{\text{зон}},$$

$$F_p > F_t; R = 0,91; p = 0,000.$$

На основе полученной модели были определены комплексные вероятности нефтегазоносности для структур Соликамской депрессии и построена схема распределения вероятности (рисунок). Здесь видно, что наиболее перспективная зона выделяется в центральной части Соликамской депрессии, приуроченной к Верхнекамскому месторождению калийно-магниевого солей.

По построенным моделям были вычислены комплексные вероятности нефтегазоносности для подготовленных структур Соликамской депрессии и проведено их ранжирование (табл. 4).

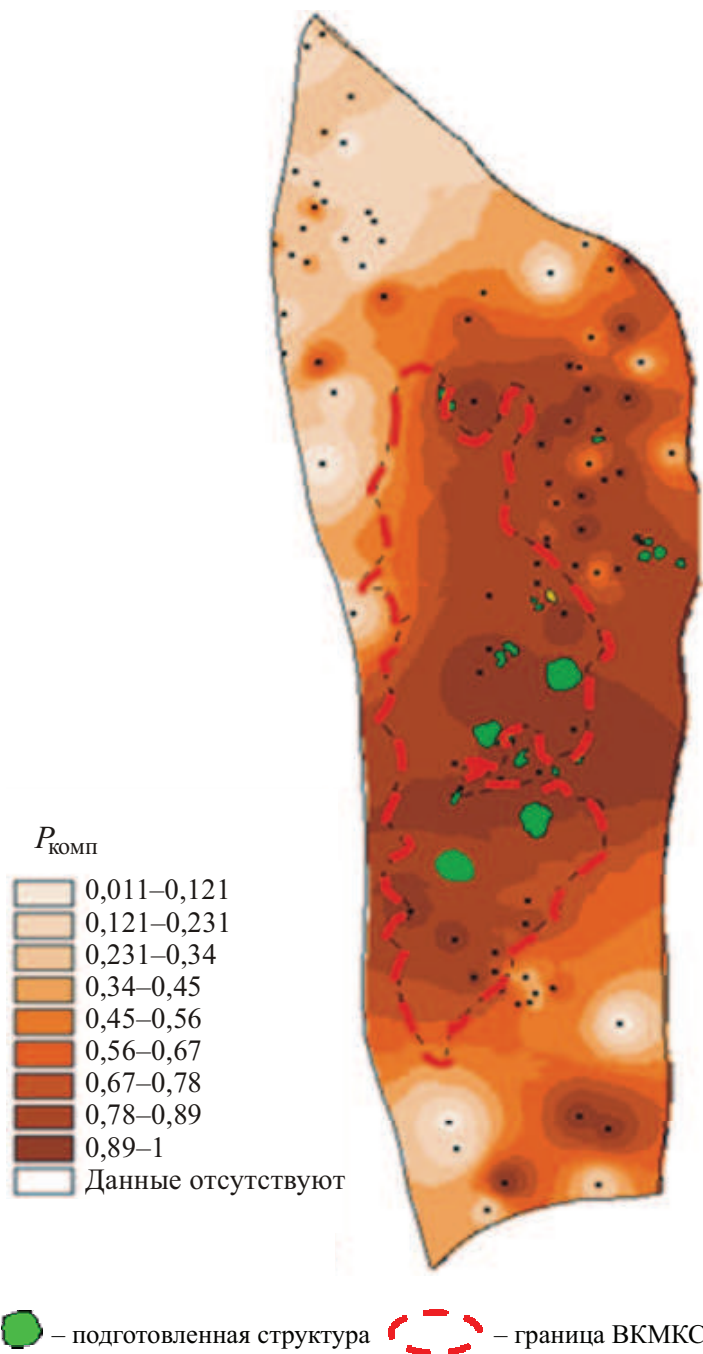


Рис. Схема распределения вероятности нефтегазоносности на территории Соликамской депрессии

Таблица 4

Комплексные вероятности подготовленных структур

Название структуры	$P_{\text{комп}}$	Название структуры	$P_{\text{комп}}$
Ростовицкая	0,998	Брусничная	0,519
Зырянская	0,996	Восточно-Пашковская	0,515
Легчимская	0,993	Новологовская	0,462
Пашковская	0,857	Аристовская С	0,437
Долгая	0,845	Восточно-Бельская	0,412
Западно-Долгинская	0,832	Клестовская	0,389
Профильная	0,815	Южно-Жилинская	0,361
Восточно-Долгинская	0,760	Аристовская Ю	0,346
Большесимская	0,723	Западно-Озерная С	0,345
Голухинская	0,571	Западно-Озерная Ю	0,345
Северо-Чашкинская	0,551		

По данным табл. 4 видно, что наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются Ростовицкая, Зырянская, Легчимская и Пашковская структуры. Необходимо отметить, что эти структуры находятся в пределах распространения калийно-магниевых солей.

Таким образом, статистический анализ показал, что наибольшим успехом будут обладать подготовленные структуры, приуроченные к Верхнекамскому месторождению солей. Но при этом следует отметить, что бурение на этих структурах будет возможным лишь при соблюдении определенных условий по охране солей.

Получено 27.04.2010