УДК 662.276.3

© Скачек К.Г., Мордвинцев М.В., 2012

РАЗРАБОТКА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА ДЕБИТОВ НЕФТИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПЛАСТОВ ДРУЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.Г. Скачек, М.В. Мордвинцев*

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым, Россия

*ОАО «Верхнеконскнефтегаз», г. Иркутск, Россия

В условиях нарастающей выработанности запасов нефти на месторождениях Широного Приобья создание более совершенных моделей и методов эксплуатации нефтяных месторождений, учитывающих изменения значений дебитов нефти по площади залежей, приобретает все большее экономическое значение. Здесь накоплен огромный фактический материал по дебитам нефти в различных геолого-технологических условиях. Дружное месторождение является одним из типичных месторождений Широного Приобья, на котором можно опробовать методику разработки вероятностно-статистических моделей прогноза дебитов нефти по характеристикам пластов. Особенностью данной методики является то, что используемыми показателями будут те, которые всегда имеются в распоряжении производителей. При этом необходимо отметить, что данные показатели будут использоваться комплексно, и это является залогом высокой надежности построенных вероятностно-статистических моделей прогноза дебитов нефти.

Данная методика прогноза дебитов нефти может быть реализована в условиях высокой выработанности запасов нефти, т.е. тогда, когда для анализа может быть использовано значительное количество добывающих скважин. Данное обстоятельство позволяет строить надежно «работающие» вероятностно-статистические модели. С помощью этой методики можно планировать геолого-технические мероприятия на тех участках, где еще имеются остаточные запасы нефти, это позволит стабилизировать добычу нефти на Дружном месторождении нефти. Выделение этих зон предлагается производить с помощью построения геолого-математических моделей прогноза дебитов нефти. При помощи анализа характеристик пластов будут количественно определены те, которые реально формируют дебиты нефти. Отличительной особенностью данной работы является то, что при построении моделей будут использоваться не сами показатели, которые имеют различные размерности, а вероятности, вычисленные по ним. Для этого будут построены уравнения регрессии, по которым будут вычислены вероятности.

По значениям вероятностей с последовательным использованием пошаговых линейного дискриминантного и многомерного регрессионного анализов были созданы модели прогноза дебитов нефти. На основании разработанных геолого-математических моделей представляется возможным определить перспективные участки, рекомендуемые для проведения геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: углеводороды, дебиты нефти, прогноз, уравнения регрессии, корреляционные связи, коэффициент корреляции, информативность показателей, дискриминантный анализ, многомерный регрессионный анализ.

DEVELOPMENT OF PROBABILISTIC-STATISTICAL MODELS FOR PREDICTING DAILY OIL PRODUCTION FORMATION CHARACTERISTICS OF FIELD DRUZHNOE

K.G. Skachek, M.V. Mordvintsev*

LUKOIL-West Siberia LLC, Kogalym, Russia

*OJSC Verkhnechonskneftegaz, Irkutsk, Russia

With the increasing depletion of oil reserves in the fields of Mid-Ob creation of more sophisticated models and methods of exploitation of oil fields, taking into account changes in the values of flow rates of oil deposits in the area, is gaining economic importance. It has accumulated a wealth of factual material on the flow rates of oil in various geological and technological conditions. Druzhnoye field is one of the typical fields Mid-Ob, where you can test the method of development of probabilistic-statistical forecast models for flow rates of oil reservoir characteristics. The peculiarity of this technique is that the indicators used will be those who are always available to producers. It should be noted that these figures will be used in a complex, and this is the key to high reliability of the constructed probabilistic and statistical models for prediction of flow rates of oil.

This methodology is forecast oil rates can be implemented in a high depletion of oil reserves, when the analysis can be used by a large number of producing wells. This fact allows us to construct reliable "working" probabilistic-statistical model. With this technique can be planned geological and technical measures in those areas where there are oil reserves, it would stabilize the oil in the friendly oil field. Isolation of these zones are invited to produce by constructing mathematical models of geological forecast oil rates. By analyzing the characteristics of reservoirs will be quantified, those that actually form the oil flow rates. A distinctive feature of this work is that the construction of models to be used are not the indicators themselves, which have different dimensions, and the probability calculated from them. To do this, will be constructed regression equations on which will be calculated probabilities.

From the values of the probabilities of using successively stepwise linear discriminant analysis and multivariate regression models were created by the forecast oil rates. Based on geological and developed mathematical models to determine the possible long-term sites are recommended to carry out geological and technical measures.

Keywords: hydrocarbons, oil flow rates, the forecast, the regression equation, correlation, correlation coefficient, the informative value, discriminant analysis, multivariate regression analysis.

Введение

Когда нарастает выработанность запасов нефти на месторождениях Широного Приобья, создание более совершенных моделей и методов эксплуатации нефтяных месторождений, учитывающих изменения значений дебитов нефти по площади залежей, приобретает все большее экономическое значение. Эффективность этих моделей и методов во многом зависит от использования тех характеристик пластов, которые контролируют дебиты нефтей.

В старых нефтедобывающих регионах накоплен огромный фактический материал по дебитам нефти. Комплексное использование геолого-технологической информации в связи с разработкой методики прогноза дебитов позволит наиболее оптимально размещать скважины, проводить геолого-технические мероприятия. Решение таких задач возможно только путем построения комплексных вероятностно-статистических моделей пласта, учитывающих особенности их геологического строения. Для этого необходимо изучить влияние фильтрационно-емкостных характеристик пластов, их толщин на дебиты нефти.

Разработка индивидуальных моделей для прогноза дебитов нефти

Методические вопросы построения индивидуальных моделей прогноза дебитов нефти (q_n , т/сут) по характеристикам пласта $БС_{10}^1$ Дружного месторождения приведены в работе [1]. Примеры использования вероятностно-статистических оценок для прогноза дебитов даны в работах [2, 3]. Исследование возможностей построения индивидуальных моделей прогноза дебитов (q_n , т/сут) нефти выполним по характеристикам пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^{2,3}$, $БС_{11}^0$, $БС_{11}^1$, $БС_{11}^2$, ЮС₁. Для решения этой задачи исследуем влияние характеристик пластов на данную величину с помощью построения вероятностно-статистических моделей. Математический аппарат и воз-

можности его использования для решения различных прогнозных задач приведены в работах [4–17]. Обычно для оценки влияния одних величин на другие применяется коэффициент корреляции r , а также строятся уравнения регрессии. В данном случае для вычисления значений r и уравнений регрессии использованы следующие параметры: эффективная толщина $h_{эфф}$, м, нефтенасыщенная толщина $h_{нн}$, м, коэффициент пористости $K_{пор}$, доли ед., коэффициент проницаемости $K_{прон}$, мД, коэффициент нефтенасыщенности $K_{нн}$, отн. ед.

Значения r и уравнений регрессии между изучаемыми показателями и q_n приведены в табл. 1.

Комплексный анализ полей корреляции и данных табл. 1 показывает, что эти соотношения характеризуются большим многообразием. Например, для корреляций между q_n и $h_{нн}$ достаточно тесные связи наблюдаются только для пластов $БС_{10}^{2,3}$ и $БС_{11}^2$. Соотношения между q_n и $K_{нн}$ во всех случаях описываются достаточно близкими по виду связями. Вычисление значений q_n по вышеприведенным уравнениям показало, что если по $K_{нн}$ для пластов $БС_{11}^0$, $БС_{11}^2$ расчетные значения дебитов удовлетворительно совпадают с фактическими значениями, то для пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^{2,3}$ расчетные значения явно занижены. Аналогичные результаты были получены при прогнозе величин q_n по другим показателям. Отметим, что корреляции между q_n и $h_{эфф}$, $K_{пор}$ для пласта ЮС-1 имеют обратный характер и являются статистически незначимыми. Из приведенных в табл. 1 значений r видно, что только 3 значения по пласту ЮС-1 являются статистически незначимыми.

Методику построения вероятностных моделей прогноза q_n по характеристикам пластов рассмотрим на примере пласта $БС_{10}^{2,3}$ по данным 236 скважин. Данный пласт приводится потому, что имеет максимальные значения r между изучаемыми показателями и q_n . Для изучения влияния характеристик пласта на q_n разделим сква-

Таблица 1

Уравнения регрессии

Пласт	Кол. скв.	Уравнение регрессии	r	Пласт	Кол. скв.	Уравнение регрессии	r
БС ₁₀ ¹	320	$q_n = 3,192 + 1,8626h_{эфф}$	0,19	БС ₁₁ ¹	268	$q_n = -0,377 + 1,7881h_{эфф}$	0,36
		$q_n = -4,361 + 2,9964h_{ин}$	0,19			$q_n = -0,84 + 2,0602h_{ин}$	0,38
		$q_n = -67,336 + 379,3927K_{пор}$	0,17			$q_n = 34,934 + 198,6751K_{пор}$	0,27
		$q_n = 8,503 + 0,0963K_{прон}$	0,18			$q_n = 2,659 + 0,0446K_{прон}$	0,34
		$q_n = -47,946 + 117,5061K_{ин}$	0,18			$q_n = 14,573 + 42,0868K_{ин}$	0,34
БС ₁₀ ^{2,3}	236	$q_n = 2,872 + 1,1353h_{эфф}$	0,29	БС ₁₁ ²	191	$q_n = 0,733 + 0,8996h_{эфф}$	0,26
		$q_n = -3,098 + 2,1972h_{ин}$	0,55			$q_n = -3,685 + 2,0360h_{ин}$	0,56
		$q_n = 137,241 + 682,7615K_{пор}$	0,29			$q_n = 53,543 + 285,8198K_{пор}$	0,35
		$q_n = 3,252 + 0,0982K_{прон}$	0,30			$q_n = 2,248 + 0,0316K_{прон}$	0,37
		$q_n = -70,273 + 157,0412K_{ин}$	0,51			$q_n = -28,692 + 64,2991K_{ин}$	0,60
БС ₁₁ ⁰	73	$q_n = -0,834 + 2,1468h_{эфф}$	0,33	ЮС-1	109	$q_n = 10,376 - 0,262h_{эфф}$	-0,04
		$q_n = -0,918 + 2,2478h_{ин}$	0,35			$q_n = -4,414 + 2,2803h_{ин}$	0,49
		$q_n = -24,392 + 137,9184K_{пор}$	0,29			$q_n = 22,485 - 81,0397K_{пор}$	-0,09
		$q_n = 0,059 + 0,2387K_{прон}$	0,27			$q_n = 9,251 - 0,0399K_{прон}$	-0,05
		$q_n = -2,893 + 15,5405K_{ин}$	0,56			$q_n = -13,759 + 43,4973K_{ин}$	0,26

Таблица 2

Оценка индивидуальной информативности вероятностных моделей прогноза по характеристикам пласта БС₁₀^{2,3}

Уравнение регрессии – верхняя строка; размах значений показателей – нижняя строка; изменение вероятностей – нижняя строка	Второй класс скважин	Первый класс скважин	t – числитель, p – знаменатель	χ^2 – числитель, p – знаменатель
	Средние значения			
$P(h_{эфф}) = 0,332 + 0,001423h_{эфф}$ 1,68 – 23,23 м; 0,35 – 0,66	0,514 ± 0,070	0,484 ± 0,057	<u>3,72899</u> 0,000241	<u>19,54224</u> 0,000057
$P(h_{ин}) = 0,210 + 0,032913h_{ин}$ 0,90 – 20,25 м; 0,23 – 0,87	0,568 ± 0,133	0,431 ± 0,132	<u>7,93068</u> 0,000000	<u>63,79176</u> 0,000000
$P(K_{пор}) = -1,391 + 8,4772K_{пор}$ 0,19 – 0,23 отн.едн.; 0,24 – 0,62	0,528 ± 0,110	0,472 ± 0,076	<u>4,50573</u> 0,000010	<u>20,13239</u> 0,000042
$P(K_{прон}) = 0,196 + 0,00334K_{прон}$ 13,4 – 171,4 Мд; 0,24 – 0,76	0,520 ± 0,075	0,479 ± 0,061	<u>4,62241</u> 0,000006	<u>20,70371</u> 0,000032
$P(K_{ин}) = -0,670 + 2,1242K_{ин}$ 0,398 – 0,703; 0,17 – 0,82	0,560 ± 0,117	0,437 ± 0,119	<u>7,96474</u> 0,000000	<u>56,81177</u> 0,000000

Примечание: t , χ^2 – критерии Стьюдента и Пирсона, p – доверительная вероятность.

жины на 2 класса. В качестве классификатора будем использовать медианное значение q_n . Первый класс – скважины с $q_n = 0,07...8,55$ т/сут (118 скважин), второй класс – с $q_n = 8,76...115,49$ т/сут (118 скважин). Далее из каждого класса произвольно было отобрано по 59 скважин. Выбранные скважины (эталонная выборка) использовались для построения статистических моделей. Остальные 118 скважин представляли экзаменационную выборку. Вероятностные модели прогноза приведены в табл. 2, также в табл. 2 представлены статистические оценки средних значений по всем 236 данным.

По уравнениям регрессии были вычислены вероятности по всем скважинам и определены средние, которые приведены в табл. 2. Оценку информативности вероятностей оценивали с помощью критериев t и χ^2 . Из табл. 2 видно, что все вероятности контролируют значения q_n . Таким образом, построенные модели для вычисления вероятностей можно использовать для всех скважин пласта БС₁₀^{2,3} Дружного месторождения. Аналогичные расчеты выполнены по всем исследуемым пластам. Пример соотношения между $h_{ин}$ и $P(h_{ин})$ для всех пластов приведен на рис. 1. Отсюда видно, что постро-

Рис. 1. Зависимости между $h_{\min}$ и $P(h_{\min})$ для разных пластов

енные зависимости имеют значительные различия по размаху как значений $h_{\min}$, так и соответствующих вероятностей. Анализ данных по вариациям этих значений, приведенных в табл. 2, в сочетании с рис. 1 показывает, что минимальное влияние на величину $P(h_{\min})$ значений $h_{\min}$ наблюдается для пласта $БС_{11}^0$. Здесь $h_{\min}$ варьируют от 0,70 до 3,14 м, а вероятности – от 0,41 до 0,62. Для пласта $БС_{10}^{2-3}$ наблюдается максимальный диапазон значений как по $h_{\min}$ (0,90–20,25 м), так и по индивидуальным вероятностям. Выполненные расчеты индивидуальных вероятностей будут использованы при построении условных комплексных вероятностей по характеристикам пластов $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ для прогноза дебитов нефти.

Разработка комплексных моделей для прогноза дебитов нефти

При построении комплексных моделей прогноза дебитов нефти были использованы вероятностно-статистические методы, ранее применяющиеся при решении аналогичных геологических задач и изложенные

в следующих работах [11–17]. Для учета комплексного влияния исследуемых показателей на q_n были вычислены условные комплексные вероятности – $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$. При вычислении $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ применяется такое сочетание вероятностей, при котором средние значения $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ наиболее сильно отличаются в изучаемых классах при равном значении m . Величины этих вероятностей для пласта $БС_{10}^{2,3}$ приведены в табл. 3.

Из табл. 3 видно, что при $m = 2$ использовали вероятности $P(K_{\min})$ и $P(h_{\min})$, при $m = 3$ к ним присоединилась вероятность $P(K_{\text{прон}})$, далее при $m = 4$ – $P(K_{\text{пор}})$ и на последнем шаге при $m = 5$ – $P(h_{\text{эфф}})$ (см. табл. 3).

Определенные таким образом сочетания вероятностей, вычисленные по данным показателям от $m = 2$ до $m = 5$, приведены в табл. 3. Отсюда видно, что при $m = 2$ $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ значительно различаются как по средним значениям (критерий t), так и по плотностям распределения (критерий χ^2). При повышении m от 2 до 5 среднее значение $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ для второго класса скважин закономерно растет от

0,616 до 0,662. Для первого класса скважин при повышении m средние значения $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ незначительно уменьшаются. Правильность распознавания по вероятностям, вычисленным по этим данным, составляет 66–77 %. При дальнейшем анализе будем использовать $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ при $m = 2$, как имеющее максимальное значение критериев t и χ^2 (см. табл. 3).

Т а б л и ц а 3

К обоснованию прогноза дебитов
для пласта БС₁₀^{2,3}

Вероятности	Используемое сочетание показателей			
	2	3	4	5
$P(h_{\text{эфф}})$				+
$P(h_{\text{нн}})$	+	+	+	+
$P(K_{\text{пор}})$			+	+
$P(K_{\text{прон}})$		+	+	+
$P(K_{\text{нн}})$	+	+	+	+
Средн. знач.				
Класс 1	0,381	0,373	0,371	0,370
Класс 2	0,616	0,632	0,653	0,662
t_{1-2}	<u>9,2553</u>	<u>9,2136</u>	<u>8,75802</u>	<u>8,6178</u>
p_{1-2}	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
χ^2_{1-2}	<u>78,1068</u>	<u>77,9569</u>	<u>70,1971</u>	<u>70,2982</u>
p_{1-2}	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
% классифик.				
Класс 1	77,11	74,57	66,95	68,24
Класс 2	72,03	72,03	74,57	77,11
Среднее	74,57	73,03	70,76	72,88

Для контроля полученных значений вероятностей, а также для построения наиболее оптимальной модели прогноза q_n применим метод пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА). В результате реализации ПЛДА были получены следующие линейные дискриминантные функции:

$$Z_1 = 34,7574 P(K_{\text{нн}}) - 72,6679 P(h_{\text{нн}}) + 214,5463 P(h_{\text{эфф}}) - 44,5320,$$

$$Z_2 = 39,8112 P(K_{\text{нн}}) - 63,2816 P(h_{\text{нн}}) + 214,5463 P(h_{\text{эфф}}) - 46,2586.$$

По данным функциям была определена каноническая функция Z , позволяющая вычислить значения принадлежности ко второму классу скважин – $P(Z)$ по нижеприведенной зависимости:

$$P(Z) = 0,001Z^5 - 0,031Z^3 + 0,307Z + 0,500.$$

По этой формуле были вычислены значения $P(Z)$ по всем исследуемым скважинам. Среднее значение Z для 1-го класса скважин равно $-0,626$; для 2-го класса – $+0,626$. Отметим, что среднее значение $P(Z)$ для 1-го класса скважин составляет $0,346 \pm 0,239$; для 2-го класса – $0,645 \pm 0,228$. Процент верного распознавания для 1-го класса равен 75,4, для 2-го класса – 70, в среднем верное распознавание составляет 72,9 %. Применение методов условных комплексных вероятностей и ПЛДА показывает, что, действительно, значения дебитов нефти в определенной мере зависят от характеристики пласта БС₁₀^{2,3}.

Аналогичный анализ и расчеты выполнены и по другим пластам. По всем пластам вероятности $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ разобьем на 10 частей с шагом 0,1, и в пределах данных интервалов вычислим средние значения $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ и q_n , которые приведены в табл. 4.

Из табл. 4 видно, что при увеличении значений $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ величины $P(Z)$ и q_n для всех пластов в основном повышаются. Например, значения коэффициентов r по пласту БС₁₀¹ между $P(Z)$ и $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ равно 0,80, между $P(Z)$ и q_n – 0,55 и между $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ и q_n равно 0,43. Близкие по силе связи между этими величинами получены и по другим пластам. Все связи являются статистически значимыми. Анализ соотношений между $P(Z)$ и q_n , приведенных в табл. 4, показывает, что в пределах этих соотношений для пластов БС₁₀¹, БС₁₀^{2,3}, БС₁₁⁰, ЮС-1 наблюдаются три самостоятельных части. Для пласта БС₁₁² выделяются только две части вероятностей. Для пласта БС₁₀¹ первая часть наблюдается при $P(Z) > 0,5$, здесь значения q_n меньше 15 т/сут. Вторая часть располагается при $P(Z) < 0,5$, здесь значения q_n находятся в интервале 15–25 т/сут. И, наконец, третья часть имеет значения $P(Z) > 0,75$, в данном случае зна-

Таблица 4

Средние интервальные значения $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$, $P(Z)$, q_n .

Параметр	Пласт	Интервалы варьирования значений $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$									
		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
$P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$	BC_{10}^1	0,04	0,14	0,25	0,36	0,45	0,55	0,65	0,75	0,84	0,93
$P(Z)$		0,20	0,27	0,41	0,42	0,51	0,59	0,60	0,67	0,78	0,85
q_n , т/сут		7,0	8,7	10,5	9,4	18,1	15,3	17,5	21,2	30,8	27,8
$P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$	$\text{BC}_{10}^{2,3}$	0,08	0,16	0,25	0,35	0,44	0,56	0,65	0,75	0,86	0,92
$P(Z)$		0,08	0,13	0,21	0,31	0,40	0,52	0,71	0,82	0,91	0,95
q_n , т/сут		5,0	4,1	5,3	6,7	11,2	14,5	26,9	22,4	42,3	40,7
$P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$	BC_{11}^0	0,06	0,15	0,24	0,34	0,45	0,55	0,63	0,75	0,83	0,95
$P(Z)$		0,14	0,19	0,32	0,43	0,48	0,54	0,67	0,65	0,73	0,82
q_n , т/сут		1,5	0,6	1,1	2,2	2,3	2,3	6,5	4,1	3,1	4,3
$P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$	BC_{11}^1	0,06	0,16	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,84	0,95
$P(Z)$		0,35	0,36	0,39	0,42	0,41	0,51	0,55	0,61	0,68	0,75
q_n , т/сут		4,6	3,5	3,6	3,3	4,5	4,8	8,2	7,1	11,4	13,9
$P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$	BC_{11}^2	0,06	0,14	0,25	0,35	0,46	0,56	0,64	0,74	0,84	0,96
$P(Z)$		0,14	0,29	0,34	0,43	0,46	0,57	0,46	0,66	0,68	0,88
q_n , т/сут		2,5	3,5	5,4	4,0	4,1	6,3	4,5	8,7	11,2	19,1
$P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$	ЮС-1	0,07	0,15	0,25	0,33	0,45	0,54	0,66	0,74	0,86	0,96
$P(Z)$		0,02	0,11	0,13	0,24	0,43	0,53	0,67	0,79	0,86	0,91
q_n , т/сут		1,6	2,6	1,6	1,5	13,1	7,3	9,6	16,3	14,4	15,1

Таблица 5

Средние интервальные значения для пластов BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^0 , BC_{11}^1 , ЮС-1

Параметр	Интервалы варьирования значений $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$									
	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
Кол-во скважин	83	93	116	93	105	136	109	109	101	61
$P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$	0,05	0,15	0,25	0,34	0,45	0,55	0,65	0,75	0,84	0,94
$P(Z)$	0,20	0,24	0,35	0,38	0,45	0,53	0,56	0,65	0,77	0,83
q_n , т/сут	4,5	4,8	5,3	5,2	11,1	8,9	13,9	17,1	27,6	27,4

чения $q_n > 25$ т/сут. Таким образом, по соотношению $P(Z)$ и q_n для пласта BC_{10}^1 можно выделить 3 группы дебитов нефти: низкодебитные (приток нефти до 15 т/сут), среднедебитные (от 15 до 25 т/сут) и высокодебитные скважины (более 25 т/сут). Близкие по значениям наблюдаются группировки и по пластам $\text{BC}_{10}^{2,3}$, ЮС-1. Для пластов, где выделяются три части значений между величинами $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ и $P(Z)$, построено обобщенное поле с учетом значений дебитов нефти по данным 1006 скважин, которое представлено на рис. 2.

На рис. 2 видно, что в верхней части поля располагаются в основном высокодебитные скважины, в нижней – низкоде-

Рис. 2. Поле корреляции между $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ и $P(Z)$:

○ Кл-1; □ Кл-2; ● Кл-3

битные. Среднедебитные скважины находятся между ними (см. рис. 2). По вероятности $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ разобьем выборку на 10 час-

тей с шагом 0,1, и в пределах данных интервалов вычислим средние значения $P(Z)$ и q_n , которые приведены в табл. 5.

Из табл. 5 видно, что при увеличении значений $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ величины $P(Z)$ закономерно повышаются, а q_n также повышаются, но по более сложной траектории. Между данными величинами вычислены коэффициенты r : между $P(Z)$ и $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ – 0,99, между $P(Z)$ и q_n – 0,92 и между $P_{\text{УКВ}_{\text{ХП}}}$ и q_n – 0,94. Все связи являются статистически значимыми. Все вышеизложенное показывает, что разработанные

методики можно использовать для прогноза дебитов нефти.

Заключение

Наиболее существенные результаты исследований сводятся к следующему:

- построены модели прогноза дебитов нефти по характеристикам пластов коллекторов;

- обоснована необходимость построения многомерных статистических моделей для прогноза среднесуточных дебитов нефти дифференцированно по пластам $БС_{10}$, $БС_{11}^1$ и $ЮС_1$.

Список литературы

1. Исследование влияния характеристик пласта $БС_{10}^1$ Дружного месторождения на дебиты нефти / К.Г. Скачек, М.В. Мордвинцев, В.И. Галкин, А.В. Растегаев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 120–122.
2. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. Построение статистических моделей для прогноза дебитов по верхнеюрским отложениям Когалымского региона // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 52–54.
3. Исследование влияния вторичных преобразований в породах продуктивных горизонтов Дружного месторождения на дебиты нефти / М.В. Мордвинцев, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, А.Н. Аношкин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 62–63.
4. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. – Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. – 284 p.
5. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration // Mathematical Geology. – 1977. – Vol. 9, № 4. – P. 409–427.
6. Donnelly K.P. Simulations to determine the reariance and edge effect of total nearest neighbor distance, in Hodder. – 1 ed. Simulation studies in archeology. – Cambridge: Cambridge Unit. Press, 1978. – P. 91–95.
7. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MIT-CEEPR. – 1992.
8. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
9. Unwin D. Introductory spatial analysis. – London: Methuen and Co., Ltd., 1981. – 212 p.
10. Hill J.H. Geological and economical estimate of mining projects. – London, 1993.
11. Растегаев А.В., Галкин В.И., Аношкин А.Н. Прогноз слабодренлируемых участков пласта $БС_{10}^{2,3}$ Тевлинско-Русскинского месторождения по геолого-геохимическим показателям // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 34–36.
12. Галкин В.И., Хижняк Г.П. О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 70–73.
13. Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта (на примере Повховского месторождения – пласта $БВ_8$) / С.А. Иванов, К.Г. Скачек, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.А. Шихов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2009. – № 10. – С. 42–45.
14. 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 / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2008. – № 8. – С. 20–23.

15. Шайхутдинов А.Н., Галкин В.И. О возможностях прогноза нефтегазоносности юрских отложений вероятностно-статистическими методами (на примере территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2009. – № 6. – С. 11–14.

16. Иванов С.А., Растегаев А.В., Галкин В.И. Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти) // Нефтепромысловое дело / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2010. – № 7. – С. 54–57.

17. 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.

References

1. Skachek K.G., Mordvintsev M.V., Galkin V.I., Rastegaev A.V. Issledovanie vliianiia kharakteristik plasta BS 10¹ Druzhnogo mestorozhdeniia na debity nefi [Investigation of influence of the characteristics of the reservoir BS 10¹ friendly field on production rates of oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 4, pp. 120–122.

2. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. Postroenie statisticheskikh modelei dlia prognoza debitov po verkhneiurskim otlozheniiam Kogalymского региона [Building statistical models to predict flow rates for the Upper Jurassic deposits of the region Kogalym]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 1, pp. 52–54.

3. Mordvintsev M.V., Galkin V.I., Rastegaev A.V., Anoshkin A.N. Issledovanie vliianiia vtorichnykh preobrazovaniĭ v porodakh produktivnykh gorizontov Druzhnogo mestorozhdeniia na debity nefi [Investigation of the influence of secondary changes in the rocks of productive horizons friendly field on production rates of oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 3, pp. 62–63.

4. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. 284 p.

5. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration. *Mathematical Geology*, 1977, Vol. 9, no. 4, pp. 409–427.

6. Donnelly K.P. Simulations to determine the rearience and edge effect of total nearest neighbor distance, in Hodder. Cambridge – 1 ed. Simulation studies in archeology: Cambridge Unit. Press, 1978, pp. 91–95.

7. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. MIT-CEEPR, 1992.

8. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. 238 p.

9. Unwin D. Introductory spatial analysis. London: Methuen and Co., Ltd., 1981. 212 p.

10. Hill J.H. Geological and Economical Estimate of Mining Projects. London, 1993.

11. Rastegaev A.V., Galkin V.I., Anoshkin A.N. Prognoz slabodreniruemykh uchastkov plasta BS 10²⁻³ Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniia po geologo-geokhimicheskim pokazateliam [Forecast poorly drained areas of the reservoir BS 10²⁻³ Tevlinsko-Russkinskoye field of geological and geochemical indicators]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 34–36.

12. Galkin V.I., Hizhniak G.P. O vlianii litologii na koeffitsient vytesneniia nefi vodoĭ [About influence of lithology on the coefficient of oil displacement by water]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 70–73.

13. Ivanov S.A., Skachek K.G., Galkin V.I., Rastegaev A.V., Shikhov S.A. Issledovanie vliianiia geologo-tekhnologicheskikh pokazatelei na effektivnost' gidrorazryva plasta (na primere Povkhovskogo mestorozhdeniia – plasta BV8) [Investigation of the influence of geological and production data on the effectiveness of hydraulic fracturing (for example Povkhovskoye field – bed BV8)]. *Geologia, geofizika i razrabotka nefianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 10, pp. 42–45.

14. 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 for the forecast of oil-and-gas content by probabilistic-statistical methods in Perm region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 8, pp. 20–23.

15. Shaikhutdinov A.N., Galkin V.I. O vozmozhnostiakh prognoza neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii veroiatnostno- statisticheskimi metodami (na primere territorii deiatel'nosti TPP «Kogalymneftegaz» [About possibilities of forecast oil and gas potential of the Jurassic deposits of probabilistic and statistical methods (for example, the territory of the Chamber of Commerce «Kogalymneftegaz»)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 6, pp. 11–14.

16. Ivanov S.A., Rastegaev A.V., Galkin V.I. Analiz rezul'tatov primeneniia GRP (na primere Povkhovskogo mestorozhdeniia nefti) [Analysis of the results of fracture (for example, Povkhovskoye oil field)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 54–57.

17. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [The use of probabilistic statistical analysis to study the facies zonation of the tour-Famennian carbonate complex of the Siberian fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112–114.

Об авторах

Скачек Константин Геннадьевич (Когалым, Россия) – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по геологоразведке ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (Тюменская обл., г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20; e-mail: Konstantin.Skachek@lukoil.com).

Мордвинцев Михаил Васильевич (Иркутск, Россия) – директор департамента геологии и геолого-разведочных работ ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (г. Иркутск, ул. Байкальская, 295б; e-mail: MordvintsevMV@vcng.ru).

About the authors

Skachek Konstantin G. (Kogalym, Russia) – candidate of geological and mineralogical sciences, deputy director for exploration LLC «LUKOIL-West Siberia» (Tyumen region, Kogalym, Baltic street, 20; e-mail: Konstantin.Skachek@lukoil.com).

Mordvintsev Mikhail V. (Irkutsk, Russia) – director of the department of geology and geologo-exploration of «Verkhnechonskneftegaz» (Irkutsk, ul. Baikal, 295b; e-mail: MordvintsevMV@vcng.ru).

Получено 28.04.2012