

Д.К. Сафин
ОАО НК «ЛУКОЙЛ»

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СРЕДНЕЙ ПОРИСТОСТИ ПЛАСТА BC_{10}^2 ДРУЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Получены математические модели, позволяющие прогнозировать среднюю пористость пласта BC_{10}^2 Дружного месторождения по косвенным признакам.

Для выяснения возможностей прогнозирования средней пористости пласта BC_{10}^2 по косвенным признакам изучались следующие характеристики: общая мощность пласта m_o , мощность песчаников m_p , мощность глин m_r , коэффициент песчанистости KP , количество песчаных пропластков n_p , коэффициент расчлененности NI , средний коэффициент пористости $K_{пор}$, интегрированный коэффициент неоднородности KNI , коэффициент проницаемости $K_{прон}$, абсолютные отметки кровли пласта $H_{кр}$. На первом этапе была выполнена статистическая обработка результатов исследования 469 скважин по вышеперечисленным показателям. Гистограммы по этим показателям приведены на рис.1. Гистограмма m_o (рис.1,а) имеет резко выраженное одномодальное распределение с модой 17,1 м ($n=0,34$). Гистограмма m_p (рис.1,б) характеризуется двухмодальным распределением с практически равными по величине модами. Первый модальный интервал 2-4 м ($n=0,17$), второй – 14-16 м ($n=0,14$). Необходимо отметить, что последующие за модальными интервалы также характеризуются значительными частотами (0,15 и 0,12). Минимальная частота располагается в интервале 8-10 м. Распределение m_r (рис.1,в) также двухмодальное, но моды значительно отличаются по частотам. Первая расположена в интервале 2-4 м ($n=0,16$), вторая – 12-14 м (0,08). Гистограмма KP (рис.1,г) также двухмодальна – первая в интервале 20-30% ($n=0,11$), вторая – 80-90% ($n=0,20$). Также двухмодальное распределение характерно для $K_{пор}$ и $K_{прон}$ (рис.1,д,е). При этом необходимо отметить, что модальный интервал по пористости располагается в области высоких значений ($n=0,27$), тогда как по $K_{прон}$ в интервале низких – 0-50 мкм² ($n=0,17$). Все вышеизложенное показывает, что статистические распределения характеризуются в основном двухмодальным видом. Поэтому выясним, нет ли закономерностей распределения $K_{пор}$ по площади. Для этого построена карта средней пористости пласта BC_{10}^2 (рис.2). Отсюда видно, что распределение $K_{пор}$ по площади имеет вполне закономерный вид. На северо-западе, в основном, располагаются пласты с пористостью менее 0,18, на юго-востоке – более 0,18. Изолиния 0,18 делит площадь на две части, при этом максимальное сгущение изолиний $K_{пор}$ находится непосредственно вблизи изопористости 0,18, делящей площадь на две части. В связи с тем, что $K_{пор}$ и $K_{прон}$ характеризуются различными законами распределения, изучим, как распределяются и другие

характеристики в пределах двух зон, выделенных по $K_{пор}$. Для анализа разделим выборку на два класса по пористости.

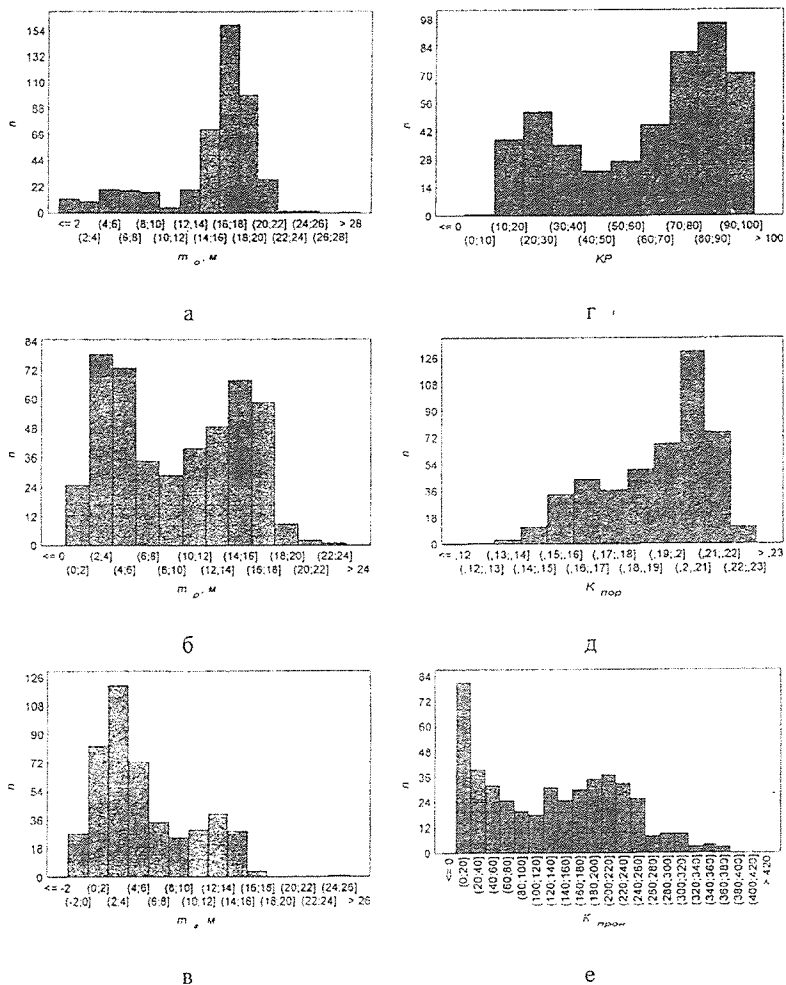


Рис.1. Гистограммы распределения показателей:
а - m_0 ; б - m_p ; в - m_g ; г - K_P ; д - $K_{пор}$; е - $K_{прон}$

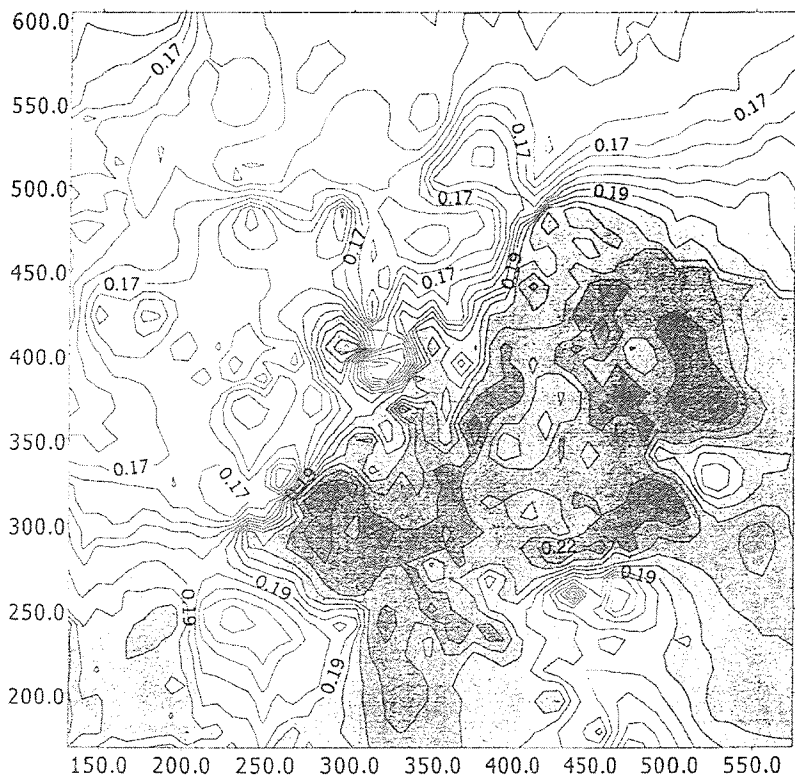


Рис.2. Карта пористости пласта BC_{10}^2 Дружного месторождения

Первый класс (W_1) с $K_{пор} > 0,18$, второй (W_2) – с $K_{пор} < 0,18$. Выясним, возможно ли разделение на эти классы по другим характеристикам. Разделение на классы W_1 и W_2 выполним с помощью линейного дискриминантного анализа (ЛДА). Линейные дискриминантные функции по отдельным показателям и основные статистические характеристики зон с $K_{пор} > 0,18$ и $K_{пор} < 0,18$ приведены в табл.1. Из нее видно, что средние значения по классам W_1 и W_2 статистически отличаются по $K_{прон}$, m_p , $m_{г}$, KP , n_p . По m_{ϕ} , $H_{кр}$, NI и KNI статистического различия не получено. Кроме этого, в табл. 1 приведены линейные вероятностные модели отнесения к высокопористым участкам по отдельным показателям. Связь между вероятностью отнесения к высокопористым участкам (P и $K_{прон}$) по ЛДФ достаточно высокая, распознавание по ЛДФ достаточно высокое,

Статистические характеристики по классам W_1 и W_2 Дружного месторождения

Показатель	Площадь		Вероятностная модель отнесения к высокопористым участкам, граничное значение ($K_{пер} > 0,18$)	Коэфф. корреляции r	Отношение средних значений	Линейные дискриминантные функции	% правильный расхождения 1-я цифра -- при $K_{пер} < 0,18$, 2-я -- $K_{пер} > 0,18$, 3-я -- среднее	Числитель -- F_2 (расчетное), знаменатель -- F_1 (табличное)
	Высокопористые	Низкопористые						
$K_{диск}$ МРН ²	183,4 ± 70,7	29,5 ± 28,0	$P=0,31 + 0,00184 K_{пер}$	0,80;	6,34	$Z_1=0,00629 K_{пер}+3,3024$	94,83 87,76	574,59
m_p , М	38,1 12,2 ± 1,9	94,9 4,6 ± 1,9	$K_{пер}^* = 103,2$ $P=0,185 + 0,0381 m_p$	$t_p > t_0$ 0,80;		$Z_2=0,04131 K_{пер}+3,95940$ $Z_1=0,25043 m_p-1,79728$	89,79	1,54 404,10
m_s , М	15,4 4,2 ± 3,1	42,4 8,7 ± 5,5	$m_p^* = 8,2$ $P=0,73 - 0,0362 m_s$	$t_p > t_0$ -0,61;	2,65	$Z_2=0,70819 m_p-4,72794$ $Z_1=0,55074 m_s - 3,68782$	90,32 86,19	1,54 155,90
m_w , М	73,8 16,4 ± 4,1	63,2 13,4 ± 5,8	$m_s^* = 8,2$ $P=0,161 + 0,01914 m_w$	$t_p < t_0$ 0,79;	0,48	$Z_2=0,254605 m_p-0,86088$ $Z_1=0,57339 m_s-5,04730$	92,44 81,44	1,44 49,99
$K/\%$	25,0 74,9 ± 18,4	43,3 41,7 ± 26,5	$m_w^* = 18$ $P=0,003 + 0,0101 K_p$	$t_p < t_0$ 0,91;	1,22	$Z_2=0,71332 m_p-6,22160$ $Z_1=0,09231 K_{пер}-3,14952$	74,02	1,54 289,06
n_p , шт.	24,5 13,0 ± 5,3	63,5 5,3 ± 3,8	$K_p^* = 49$ $P=0,245 + 0,031 n_p$	$t_p > t_0$ 0,87;	1,79	$Z_2=0,16886 K_{пер}-6,70775$ $Z_1=0,20776 n_p-1,78178$	83,67	1,54 231,62
H_1 , М	40,7 -2274,2 ± 10,4	71,6 -2280,5 ± 13,7	$n_p^* = 7$ $P=2,5,88 + 0,01115 H_1p$	$t_p > t_0$ 0,95;	2,45	$Z_2=0,49855 n_p-3,42256$	86,71 82,93	1,54
Nl	0,4 3,2 ± 1,2	0,6 2,8 ± 0,9	$H_1p^* = 2276,0$ $P=0,36 + 0,0507 Nl$	$t_p > t_0$ 0,61;	0,99	$Z_1=2,33279 Nl-4,57056$	0,00 100,00	10,51 1,54
K/Nl	37,5 23,5 ± 19,9	32,1 16,5 ± 22,7	$Nl^* = 2,5$ $P=0,45 + 0,00106 K/Nl$	$t_p < t_0$ 0,18;	1,14	$Z_2=2,63443 Nl-4,50682$ $Z_1=0,03878 K/Nl-1,57741$	71,24	12,39 100,00
	84,7	137,6		$t_p < t_0$	1,42	$Z_2=0,054745 K/Nl-0,998906$	70,24	1,54

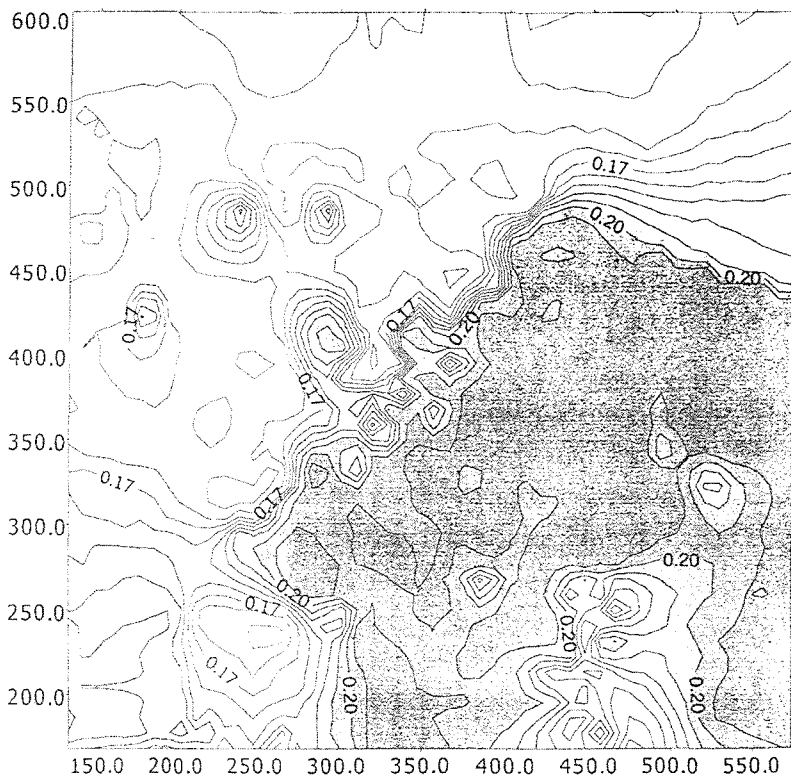


Рис.3. Карта пористости, построенная по многомерным статистическим моделям

т.е. $K_{\text{прон}}$ достаточно хорошо согласовывается с $K_{\text{пор}}$. Сопоставление критического значения $K_{\text{прон}}=103,2 \text{ мкм}^2$ при $p=0,5$, полученного по корреляционной связи с гистограммой, показывает, что данное значение находится в интервале с минимальной частотой. Это свидетельствует о том, что построенная модель «работает» достаточно хорошо. Аналогичные результаты наблюдаются при сопоставлении критических значений по параметрам m_p , m_t и KP . Мощность песчаников в зонах с высокой средней пористостью в среднем в 2,65 раза выше, чем при $K_{\text{пор}} < 0,18$. Значимая прямая корреляционная связь между P и m_p , а также хорошее распознавание по ЛДФ показывают, что коллекторские свойства изучаемого пласта во многом связаны именно с m_p . И наоборот, при достаточно высоких значениях m_t наблюдается уменьшение средней пористости со связью между P и m_t отрицательной, незначимой. Распознавание для пластов по m_t с пониженными значениями $K_{\text{пор}}$ невысокое (55,48%). Показатель m_0 характеризуется невысоким разделением

как по средним значениям, так и по ЛДФ. Связь между P и m_0 прямая, статистически незначимая. Различие распределения для изучаемых классов по KP , n_p очень сильное, о чем свидетельствуют тесные значимые связи P с KP и n_p , а также достаточно хорошее разделение по ЛДФ. Показатель $H_{кр}$ характеризуется достаточно сильной связью с P . ЛДФ по данному показателю построить не представляется возможным. По показателям NI и $K_{прон}$ можно отметить, что они не разделяются по ЛДФ, при наличии достаточно высокой связи между P и NI .

Для более полного анализа определим значения парной корреляции между показателями также в пределах двух классов (табл.2).

Таблица 2

Корреляционная матрица

	Клас-сы $K_{пер}$	m_p	m_r	m_0	KP	n_p	NI	$H_{кр}$	$K_{прон}$
m_p	<0,18	1,00	-0,21	0,38	0,40	0,92	0,31	0,10	0,38
	>0,18	1,00	-0,44	0,75	0,56	0,91	0,28	0,21	0,21
m_r	<0,18		1,00	0,83	-0,89	-0,19	0,37	0,38	0,06
	>0,18		1,00	0,27	-0,97	-0,42	0,32	0,04	-0,32
m_0	<0,18			1,00	-0,62	0,35	0,53	0,42	0,27
	>0,18			1,00	-0,11	0,67	0,54	0,26	0,26
KP	<0,18				1,00	0,35	-0,33	-0,25	0,04
	>0,18				1,00	0,53	-0,23	0,01	0,31
n_p	<0,18					1,00	0,35	0,09	0,37
	>0,18					1,00	0,25	0,18	0,17
NI	<0,18						1,00	0,08	0,22
	>0,18						1,00	0,05	-0,14
$H_{кр}$	<0,18							1,00	0,16
	>0,18							1,00	0,00
$K_{прон}$	<0,18								1,00
	>0,18								1,00

Анализ показывает, что наиболее сильные различия по классам при сопоставлении m_p с другими характеристиками пласта БС²₁₀ наблюдаются по m_r и m_0 . Для высокопористых пластов связь с m_r более сильная, отрицательная, с m_0 также более сильная, но положительная. Необходимо отметить, что связь между $K_{пор}$ и $K_{прон}$ более ослаблена для пластов, где средняя пористость менее 0,18. Мощность глин имеет высокие положительные связи при $K_{пор} < 0,18$ с m_0 и $H_{кр}$, при $K_{пор} > 0,18$ – связь отрицательная с n_p и $K_{прон}$. Общая мощность имеет различные связи в двух классах по KP . Остальные корреляционные связи в пределах изучаемых классов достаточно близки.

Все вышеизложенное свидетельствует о том, что значение средней пористости по пласту БС²₁₀ Дружного месторождения формируется различным образом в пределах рассмотренных групп. В связи с полученными данными

построим многомерные модели прогноза коэффициента средней пористости по изучаемым показателям (в расчете не учитывается $K_{\text{прон}}$).

При использовании многомерного пошагового регрессионного анализа коэффициент средней пористости в первом классе можно определить по следующей формуле:

$$K'_{\text{пор}} = 0,0012 m_p + 0,0003 m_o + 0,157 \text{ при } R=0,40, \text{ отношение } F_p/F_r=7,52, p<0,00000.$$

При $K''_{\text{пор}} < 0,18$ расчетная модель определения пористости имеет следующий вид:

$$K''_{\text{пор}} = -0,0008 m_r + 0,0001 m_p + 0,206 \text{ при } R=0,33, \text{ отношение } F_p/F_r=7,91, p<0,00000.$$

Вышеприведенные зависимости показывают, что формирование пористости определяется в обоих случаях положительным влиянием m_p , но при $K'_{\text{пор}} < 0,18$ сильное положительное влияние оказывает также m_o , а во втором случае еще более значительное отрицательное влияние на $K_{\text{пор}}$ оказывает m_r .

С использованием полученных уравнений построена карта пористости (рис.3). Сопоставление этой карты с картой, приведенной на рис. 2, показывает их хорошую сходимость. Коэффициент парной корреляции между пористостью, определенной ранее по α_{pr} , и по вышеприведенным зависимостям, равен 0,89 ($t_p > t_i$), что свидетельствует о том, что построенные прогнозные модели «работают» хорошо и могут быть использованы для определения средней пористости пласта БС₁₀² Дружного месторождения нефти.

Получено 22.12.2000