

В результате комплексного анализа показателей, характеризующих технологические и эксплуатационные характеристики месторождений, определены критерии, по которым можно определить значение себестоимости добычи тонны нефти. Это обусловлено достаточно высокими коэффициентами корреляции между параметром «себестоимость» и факторами, выявленными в результате расчета матрицы, а также высоким коэффициентом корреляции при сравнении расчетной (прогнозной) себестоимости и текущей.

Полученная статистическая модель может быть использована при планировании себестоимости на последующие годы, а также для изменения технологических показателей, позволяющих снизить себестоимость.

Получено 28.11.2000

УДК 550.834

Д.К. Сафин
ОАО НК «ЛУКОЙЛ»

МЕТОДИКА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ИХ ИЗУЧЕННОСТИ

Построены геолого-математические модели прогноза коэффициента извлечения нефти (КИН) для категорий запасов C_1 и C_2 по информативным признакам с учетом характера насыщенности пластов.

Поддержание стабильных уровней добычи во многом зависит от состояния сырьевой базы добывающего предприятия, а также ее резервов. Известно, что за последние годы по всем регионам Западной Сибири значительно ухудшилась структура запасов (категории ABC_1 и C_2) и даже ресурсов (категории C_3 , D_1 и D_2). Это произошло в основном за счет выработки наиболее активной части сырьевой базы и прироста более низких по качеству запасов. В связи с этим весьма актуальной является проблема количественного обоснования КИН с использованием многомерных геолого-статистических моделей. Разработанные статистические модели должны иметь физический смысл и могут быть использованы на разных стадиях освоения месторождений.

Предлагаемые статистические модели определения КИН базируются на материалах, полученных в процессе разработки месторождений Когалымского региона, и дают возможность прогнозирования КИН.

В ряде случаев в задачах геологии удается построить содержательные статистические модели, описывающие причинно-следственные связи геолого-физических параметров. В этом случае даже при наличии влияния множества факторов может быть построена модель для решения задач прогноза, управления и оптимизации. Но, к сожалению, такой вариант наблюдается не всегда. Гораздо чаще строятся модели, в которых устанавливают соответствие

между выходной характеристикой, в данном случае КИН, которую требуется прогнозировать, и рядом показателей, используемых для прогноза. В таких случаях нет причинно-следственных связей, но тем не менее такие модели можно использовать в прогнозных задачах. Для построения модели использовались следующие параметры пластов и нефтей. $K_{пор}$ – пористость, ρ – плотность, t – температура, μ – вязкость, $H_{эф}$ – эффективная мощность, KP – песчанность, $K_{прон}$ – проницаемость и КИН – коэффициент извлечения нефти.

С помощью пошагового регрессионного анализа была построена многомерная зависимость для определения модельного значения $КИН_{мс}$, которая имеет следующий вид:

$$КИН'_{мс} = 0,360 KP + 0,0003 K_{прон} + 0,239 K_{пор} + 0,530 K_n - 0,239 \text{ при } R=0,79.$$

Анализ показывает, что наиболее значительное влияние на прогнозное значение $КИН'_{мс}$ оказывает коэффициент песчанности, затем последовательно K_n , $K_{прон}$ и $K_{пор}$. Особенностью данной модели является то, что все коэффициенты при изучаемых характеристиках правильно описывают причинно-следственные связи, что должно, по мнению автора, улучшить определение значений КИН. В качестве оценки надежности работы построенных геолого-математических моделей для прогноза КИН вычислим коэффициент корреляции между балансовыми значениями $КИН_Б$ и прогнозными $КИН_{мс}$, который составляет 0,79.

В настоящее время на ряде месторождений Когалымского региона обрабатывают как чисто нефтяные, так и водонефтяные залежи. В табл. 1 приведены основные статистические характеристики рассматриваемых нами показателей для этих зон.

Таблица 1

Характеристики залежи

Показатель	Среднее значение, среднеквадратичное отклонение размах значений	
	Чисто нефтяные зоны	Водонефтяные зоны
$K_{пор}$	$0,21 \pm 0,012$ 0,19 – 0,23	$0,19 \pm 0,017$ 0,7 – 0,22
K_n	$0,64 \pm 0,05$ 0,52 – 0,72	$0,49 \pm 0,05$ 0,49 – 0,66
$K_{прон}$	$110,5 \pm 102,7$ 16 – 300	$86,7 \pm 99,9$ 4 – 300
KP	$0,58 \pm 0,11$ 0,39 – 0,76	$0,58 \pm 0,09$ 0,45 – 0,80
КИН	$0,39 \pm 0,12$ 0,2 – 0,569	$0,33 \pm 0,12$ 0,2 – 0,569

Из табл. 1 видно, что для чисто нефтяных залежей в среднем больше величины $K_{пор}$, K_n , $K_{прон}$, КИН, хотя варьирование данных показателей в пределах рассматриваемых классов практически одинаково.

В табл. 2 приведены корреляционные связи между балансовым КИН_б и исследуемыми показателями в трех вариантах: первый вариант – для всех изучаемых месторождений, второй – для чисто нефтяных залежей (ЧНЗ) и третий вариант – для водонефтяных залежей (ВНЗ).

Таблица 2

Корреляционная матрица

	$K_{пор}$	$K_{прон}$	K_n	КИН
$K_{пор}$	1,00	0,66	0,19	-0,08
	1,00	0,63	0,49	0,10
	1,00	0,56	0,29	-0,10
$K_{прон}$		1,00	0,19	0,29
		1,00	0,17	0,68
		1,00	0,05	0,66
K_n			1,00	-0,13
			1,00	-0,15
			1,00	-0,22
КИН				1,00
				1,00
				1,00

Верхняя строка – для всех залежей, вторая – для чисто нефтяных залежей, третья – для водонефтяных залежей.

Отсюда видно, что между коэффициентом пористости и $K_{прон}$ наблюдается практически одинаковая по тесноте связь и она не зависит от характера насыщения, в то время как для чисто нефтяных залежей $K_{пор}$ наиболее сильно связан с K_n (0,49), и для этих залежей между $K_{пор}$ и КИН связь хотя и слабая, но положительная. Остальные связи между изучаемыми показателями во всех трех классах примерно равны. Ослабление корреляционной связи между $K_{пор}$ и K_n для водонефтяных залежей свидетельствует о том, что эти соотношения будут определенным образом влиять на значения КИН. В связи с этим построены геолого-математические модели отдельно для чисто нефтяных залежей и водонефтяных залежей. Результаты построения этих моделей приведены в табл. 3.

Из табл. 3 видно, что при построении модели прогноза КИН_{мс} отдельно по зонам насыщения при использовании метода пошагового регрессионного анализа участвуют в расчетах не четыре показателя, как и в случае построения модели по обобщенным данным, а уже шесть.

Таблица 3

К обоснованию построения моделей прогноза КИН_{мс}

Показатель	Коэфф. уравнения	Индивидуальная информативность		Шаг	R
		<i>г</i>	<i>р</i>		
Чисто нефтяная зона					
<i>KP</i>	0,873	5,43	0,000287	1	0,713
<i>K_н</i>	0,606	2,41	0,036536	2	0,796
<i>K_{прон}</i>	0,00025	1,29	0,225292	3	0,856
<i>K_{пор}</i>	0,546	0,41	0,685718	4	0,899
<i>H_ф</i>	-0,001	0,36	0,724288	5	0,930
<i>ρ</i>	-0,002	-0,003	0,225292	6	0,956
const	-0,644				
Водонефтяная зона					
<i>KP</i>	0,869	6,19	0,000017	1	0,733
<i>K_н</i>	0,663	3,93	0,001335	2	0,863
<i>K_{пор}</i>	1,251	1,72	0,095559	3	0,894
<i>K_{прон}</i>	0,00028	1,72	0,106175	4	0,903
<i>ρ</i>	-0,623	-0,90	0,382124	5	0,951
<i>H_ф</i>	-0,0007	-0,18	0,856645	6	0,963
const	-0,298				

Дополнительно в модели присутствуют характеристики пласта и свойства нефти. Анализ полученных многомерных статистических моделей показал, что если коэффициенты при показателе *KP* практически равны (0,873; 0,869) и не зависят от характера насыщения пласта, то для только водонасыщенных зон влияние *K_н* на КИН несколько больше, чем для чисто нефтяных зон. Отметим, что на величину КИН для водонефтяных зон начинает оказывать положительное влияние *K_{пор}* и слабое отрицательное воздействие плотность нефти и толщина пласта. Таким образом, установлено, что для определения прогнозного значения КИН наиболее целесообразно использование моделей раздельно для нефтяных и водонефтяных зон, так как выполненные расчеты показывают, что значения коэффициентов множественной корреляции *R* (0,956; 0,963) в обоих случаях при различном насыщении пластов выше, чем в том случае, когда использовали обобщенную модель (*R*=0,791).

Таким образом, можно констатировать, что построенные геолого-математические модели дают достаточно уверенные оценки коэффициента извлечения нефти и могут быть рекомендованы для определения КИН в зависимости от категории запасов и характера насыщения пластов.

Получено 15.11.2000