

Рис. Сопоставление прогнозной и текущей ставок платы за недра

Вышеприведенное свидетельствует о том, что по прогнозной модели можно определить значение ставок платежей за право пользования недрами. Таким образом, построена адекватная статистическая модель прогнозирования ставок платежей за недра по исследуемым месторождениям.

Получено 11.11.2000

УДК 553.8

Д.В. Петров
ООО «ПермНИПИнефть»

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Рассмотрены критерии, по которым можно определить значение себестоимости добычи тонны нефти. Выявлена значимая корреляционная связь при сравнении расчетной (прогнозной) себестоимости и текущей.

В ОАО «Ноябрьскнефтегаз», которое достаточно длительное время добывает нефть, наблюдается падение уровня добычи, значительное ухудшение горно-геологических условий эксплуатации недр, что ведет к увеличению себестоимости добычи тонны нефти. Кроме того, разрабатываемые нефтяные месторождения значительно отличаются по своим горно-геологическим условиям и по развитию инфраструктуры.

Прогнозирование себестоимости является составной частью планирования промышленного производства. Конечной задачей прогноза себестоимости добычи нефти является обеспечение экономии материально-технических средств и затрат труда.

В связи с этим задача прогнозирования себестоимости заключается в составлении таких моделей, которые бы имели максимально приближенное значение прогнозной себестоимости к текущей на основе учета различных факторов. Данной задаче и посвящена эта статья.

В процессе анализа рассматривались месторождения, находящиеся на балансе ОАО «Ноябрьскнефтегаз», а именно Холмогорское, Карамовское, Крайнее, Муравленковское, Пограничное, Сев.-Памалияхское, Средне-Итурское, Сугмутское, Умсейское, Вынгапуровское, Вынгайинское, Зап.-Ноябрьское и Зап.-Суторминское.

Для нахождения модели необходимо определить, от каких факторов в основном зависит текущая себестоимость, а затем построить прогнозные модели на будущее. Для этого использовались следующие показатели: добыча нефти по месторождению за год ($Q_{нв}$), ввод новых скважин, эксплуатационное бурение, действующий фонд скважин на конец года, фонд добывающих скважин на конец года, добыча нефти с начала разработки ($Q_{н.нач.разр.}$), обводненность (W), темп отбора от начальных запасов, процент отбора от начальных запасов, добыча жидкости по месторождению за год ($Q_{жв}$), закачка (Z), среднесуточный дебит нефти действующей скважины ($Q_{нi}$), среднесуточный дебит жидкости действующей скважины ($Q_{жi}$), фонд нагнетательных скважин на конец года, себестоимость добычи тонны нефти (С/С) (табл. 1).

С помощью статистической обработки вышеперечисленных показателей была рассчитана корреляционная матрица с целью нахождения факторов, имеющих максимальное влияние на «себестоимость» (табл. 2).

Выполненный анализ показывает, что максимальное влияние на себестоимость оказывают четыре фактора: средний дебит действующей скважины в сутки $r = -0,86$, ввод новых скважин $r = -0,73$, обводненность продукции $r = 0,72$ и эксплуатационное бурение $r = -0,67$ (рис. 1).

Из рис. 1, а, б видно, что эти корреляционные поля делятся на две группы и взаимозависимы. По первой группе себестоимость зависит от ввода новых скважин и эксплуатационного бурения (от 231,70 до 442,20 руб/т), по второй группе – нет (хотя себестоимость этой группы имеет большие значения – от 449 до 657,40 руб/т).

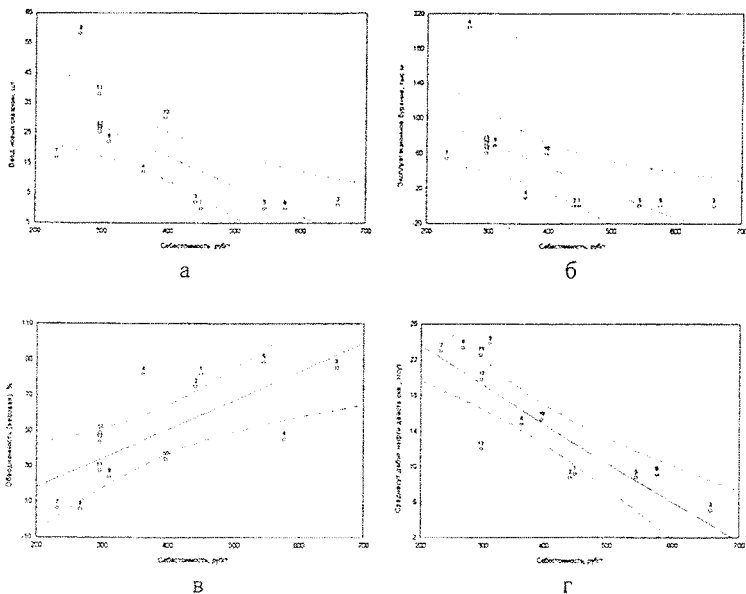


Рис.1. Корреляционные поля: а- $r=-0,73$; б- $r=-0,67$; в- $r=0,72$; г- $r=-0,86$

Корреляционные поля на рис.1, в, г не зависят друг от друга, т.к. видно прямую и обратную связи. На рис.1,в также наблюдается деление поля на две группы: с показателем обводненности меньше 50% и больше.

Далее с использованием корреляционно-регрессионного анализа было рассчитано корреляционное уравнение, в основе которого лежат вышеописанные факторы. Уравнение имеет следующий вид:

$$C/C = ((-2,07 \cdot \text{Ввод. нов.сква}) + (0,29 \cdot \text{Экспл. бур.}) - (0,19 \cdot W) - (-2,19 \cdot \text{Ср.деб. нефти})) + 657,25,$$

характеризуется максимальной связью $R = 0,87$.

В табл. 3 приведены результаты расчета себестоимости по данному уравнению.

На рис. 2 изображена корреляционная связь себестоимости, полученной в результате расчета, и текущей себестоимости.

Таблица 3

Значения себестоимости, полученные
в результате расчета

Месторождение	Себестоим. прогнозная, руб/т	Себестоим. текущая, руб/т
1.Холмогорское	500,73	449,40
2.Карамовское	504,90	442,20
3. Крайнее	561,53	657,40
4. Муравленковское	393,65	362,40
5. Пограничное	506,88	545,10
6. Сев.-Памалияхское	509,43	576,90
7. Средне-Игурское	286,34	231,70
8. Сугмутское	238,18	266,80
9. Умсейское	264,24	310,60
10.Вынгапуровское	371,56	396,60
11.Вынгайинское	249,19	295,90
12.Зап.-Ноябрьское	308,15	297,00
13.Зап.-Суторминское	434,51	296,00

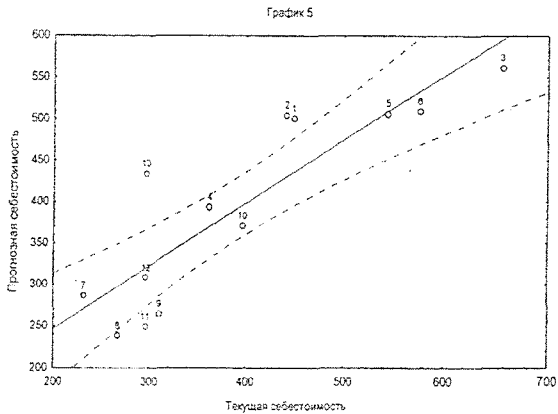


Рис. 2. Корреляционная связь прогнозной и текущей
себестоимости. Коэффициент корреляции $r = 0,87$

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