

基于 GM-DEA 对天然气操作成本预测 及投入产出优化研究

刘华华¹, 张 静², 李德山¹

(1. 西南石油大学 经济管理学院, 成都 610500; 2. 中石油西南润滑油销售分公司, 成都 610015)

摘要:以气田的天然气操作成本预测与优化控制为研究对象,以 HTB 气田天然气成本为基础,采用 GM(1,1)模型对天然气操作成本进行预测,并运用 DEA(I-C²R)技术对投入产出要素进行评价和优化,从而比较准确的为气田管理部门提供优化成本的措施,可帮助气田实现资源的优化配置,从而提高气田的整体经济效益。

关键词:天然气;操作成本;GM(1,1);DEA;评价与优化

中图分类号:TE09 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2012)04-0090-04

目前油气田操作成本预测方法用得比较多的是线性回归、抛物线回归、时间序列、GM(1,1)等模型。灰色预测模型的优点在于预测精度高、所需信息少、容易采集、计算简单等^[1]。本文以 GM(1,1)对 HTB 气田未来年度进行成本预测,并进行精度检验,确保预测结果的可靠性。

同时随着时间的推移,气田开采面临着投入产出不协调、资源重复投入等问题,同时“节能减排”已经引起社会的关注,这就需要将资源进行合理的有效分配和投放,从而达到效益最大化。而数据包络分析(DEA)是基于相对效率为基础发展起来的一种非参数生产前沿面模型,在生产效率测量及决策领域得到了广泛的应用。在确定了样本数据包络面后,可以将各个决策单元与样本包络面进行比较,根据最终的效率值进行优化,有助于提高企业资源合理配置。

1 GM(1,1)模型

GM(1,1)模型是以微分方程来描述系统内部动态过程,并通过对原始数据生成处理而减弱其随机性,即在生成过程中,不是寻求概率统计规律,而是强化对灰色序列间有用信息的利用率,将原序列转化为易建模的新序列,再用典型的曲线拟合建立系统的微分动态模型,最后对依照新序列所建模型作还原生产处理,即得到原始序列的灰色预测模型。^[2]按照已知

数列所建的模型,从时间发展来看,具有某种规律性和时间外推性,因此这种预测模型能用来对油气操作成本的预测。GM(1,1)是基于随机的原始时间序列,经按时间累加后所形成的新的时间序列呈现的规律可用一阶线性微分方程的解来逼近^[3]。经证明,经一阶线性微分方程的解逼近所揭示的原始时间序列呈较强的指数变化规律。具体步骤如下:

1)采用累加法生成新时间序列,以弱化原始序列

的随机性和波动性。 $x^{(1)}(k) = \sum_{i=1}^k x^{(0)}(i)$

式中, $x^{(0)}$ 为原始时间序列, $x^{(0)} = (x^{(0)}(1), x^{(0)}(2), \dots, x^{(0)}(n))$, $x^{(0)}(i)$ ——第 i 年的生产本值, $x^{(1)}$ 为累加时间序列, $x^{(1)} = (x^{(1)}(1), x^{(1)}(2), \dots, x^{(1)}(n))$

2)相应的微分方程:

$$\frac{dx^{(1)}}{dt} + ax^{(1)}(t) = u$$

3)估计参数 a 、 u

令 $\hat{a} = \begin{bmatrix} a \\ u \end{bmatrix}$,按最小二乘法解得

$$\hat{a} = \begin{bmatrix} a \\ u \end{bmatrix} = (B^T$$

$$B)^{-1} B^T X$$

收稿日期:2012-02-21

作者简介:刘华华(1985—),女,湖南永州人,西南石油大学经济管理学院硕士研究生,研究方向:石油产业组织制度创新;张静(1963—),女,重庆人,中国石油西南润滑油销售分公司,会计师,从事财务管理;李德山(1984—),男,山西运城人,西南石油大学经济管理学院硕士研究生,研究方向:石油天然气经济。

$$B = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2}[X^{(1)}(1) + X^{(1)}(2)] & 1 \\ -\frac{1}{2}[X^{(1)}(2) + X^{(1)}(3)] & 1 \\ \vdots & \vdots \\ -\frac{1}{2}[X^{(1)}(n-1) + X^{(1)}(n)] & 1 \end{bmatrix},$$
$$X_n = \begin{bmatrix} x^{(0)}(2) \\ x^{(0)}(3) \\ \vdots \\ x^{(0)}(n) \end{bmatrix}$$

4)给出累加时间数列预测模型

$$\hat{x}^{(1)}(k+1) = (\hat{x}^{(0)}(1) - \frac{u}{a})e^{-ak} + \frac{u}{a}$$

其中, $k=0,1,2,3\cdots n$

5)给出原始数列预测模型。对累加时间数列预测模型进行累减。

$$\hat{x}^{(0)}(k+1) = \hat{x}^{(1)}(k+1) - \hat{x}^{(1)}(k) = (\hat{x}^{(0)}(1) - \frac{u}{a})(1 - e^a)e^{-ak} = Ae^{-ak}$$

$$A = (\hat{x}^{(0)}(1) - \frac{u}{a})(1 - e^a),$$

其中, $k=1,2,3\cdots n, \hat{x}^{(0)}(1) = x^{(0)}(1)$

6)模型精度检验。数列预测后应对模型及其预测结构进行检验,并判断精度是否合乎要求。一般用残差法检验和后验差检验对模型进行检验^[4],如果精度不符合要求,还需采取残差修正等方法对模型进行修正。^[5]通过检验的指标为精度等级越小越好,四级为不通过。精度等级表如表 1 所示:

表 1 模型精度等级

精度等级	一	二	三	四
P	> 0.95	>0.8	>0.7	≤0.7
C	<0.35	<0.5	<0.65	≥0.65

2 基于时序的要素 DEA 模型

1978 年由 Charnes,Cooper,Rhodes 三人提出了著名的 CCR 模型,此后 DEA 理论逐步发展和完善,应用范围不断拓展。它可以有效处理具有多输入和多输出的相对有效性评价问题。

DEA 将效率的测量对象称为决策单元(DMU),DMU 可以是任何具有可测量的投入、产出的单位或者时间序列,DEA 要求 DMU 之间具有可比性。DEA 采用线性规划的方法来确定被评价 DMU 的生产前沿,通过比较被评价的 DMU 与生产前沿的关系来确定该 DMU 的效率。^[6]

设 x_{ij} 和 y_{il} 分别是气田第 i 年第 j 项投入指标值和产出指标值($i=1,2,\cdots,8;j=1,2,3;l=1$)。对第 $k(1\leq k\leq 8)$ 年的要素投入产出进行效率评价。本文采用基于投入导向型 I-C²R 模型的时序 DEA 来评价。三种投入:劳动、资本、直接材料。一种产出:天然气产量。模型如下:

$$\begin{cases} \min_{\lambda_i, \theta, s_j^-, s_l^+} \theta \\ \text{s. t. } \sum_{i=1}^n \lambda_i x_{ij} - s_j^- = \theta x_0 \quad (j = 1, 2, \cdots, 8) \\ \sum_{i=1}^n \lambda_i y_{il} - s_l^+ = y_0 \quad (l = 1) \\ \lambda_i, s_j^-, s_l^+ \geq 0 \quad (j = 1, 2, 3) \end{cases}$$

该模型的最优解为 θ^* ,在 CCR 模型中,DEA 的经济含义如下:

1)如果 $\theta^* < 1$,在保持产出不变的前提下,可以将投入的各个分量均按同一比例 θ^* 减少,则表明可以用更少的投入而使产出不变,这正好说明当前的 DMU 不是有效的生产活动。若 $s^-, s^+ = 0$,则技术有效,否则技术无效。令 $K = \sum_{i=1}^n \lambda_i^* / \theta^*$,若 $K = 1$,则规模有效;若 $K < 1$,规模收益递增,反之,规模收益递减。

2)若 $\theta^* = 1$,但 s^{*-}, s^{*+} 存在非零值,则该决策单元 DMU 为 DEA 弱有效,即在这 n 个决策单元组成的系统中,对于投入 X 可减少 s^- 而保持原来产出 Y 不变,从生产理论来讲,它是技术有效而非规模有效。

3)若 $\theta^* = 1$,且 $s^{*-}, s^{*+} = 0$,则该决策单元 DMU 为 DEA 有效,其对应的点(x, y)在有效的生产前沿面上,即在这 n 个决策单元组成的系统中,在原投入 X 的基础上所获得的产出 Y 已达到最优,从生产理论来讲,它既是技术有效的也是规模有效的。

技术有效是在一定的技术水平下,产出相对于生产要素的投入已经达到最大,那么就说明该技术是有效的;规模有效是在所有投入都以相同倍数增加,并导致产量也以相同的倍数增加,那么就称其处于规模有效状态。^[7]

3 实例分析

3.1 GM(1,1)预测与检验

以 HTB 气田 2005—2009 年天然气单位操作成本为依据,进行计算和分析。

1)关联度检验。原始序列:(29.58, 39.09, 40.67, 46.16, 51.16);预测后的模拟序列:(29.58, 38.1, 41.92, 46.12, 50.74),那么这两对序列的关联

系数如表 2。

表 2 原始序列关联系数表

年份	2005	2006	2007	2008	2009
关联系数	1	0.39	0.33	0.94	0.60

$$\gamma = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \xi_{0i}(k) = \frac{1}{5} \sum_{k=1}^5 \xi_{0i}(k) = 0.653 > 0.6,$$

说明预测结果符合要求。

2)方差比和小概率检验,如表 3。

表 3 GM(1,1)模拟误差表

年份	原始序列	GM(1,1)模拟值	残差	相对误差	平均相对误差
2005	29.58	29.58	0	0	1.63%
2006	39.09	38.10	-0.99	2.52%	
2007	40.67	41.92	1.25	3.08%	
2008	46.16	46.12	-0.03	0.08%	
2009	51.16	50.74	-0.42	0.82%	

$$\bar{x}^{(0)} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x^{(0)}(i) = 41.33; \bar{e} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e(i) = 0.5388$$

$$S_1 = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x^{(0)}(i) - \bar{x}^{(0)})^2} = 8.12; S_2 =$$

$$\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (e(i) - \bar{e})^2} = 0.56193$$

$$C = \frac{S_2}{S_1} \approx 0.0692$$

$$P = p\{|e(k) - \bar{e}| \leq 0.6745S_1\} = p\{|e(k) - \bar{e}| \leq 0.6745 \times 8.12\} = 1$$

根据 P>0.95 和 C<0.35(精度等级为一级)的标准,说明预测精度较高,可以作为气田天然气操作成本的预测,并且预测值可信度较高。

表 4 2010—2012 年 HTB 气田成本预算费用 万元

	2010	2011	2012
1. 操作成本	2 819.72	2 858.92	1 064.45
直接材料	744.21	861.01	365.80
直接燃料	5.61	4.79	1.51
直接动力	77.84	79.55	29.93
直接人员	938.20	968.20	366.94
井下作业	66.02	47.47	12.41
测井试井	99.45	93.80	32.50
维护维修	97.33	117.02	51.65
运输费	251.14	234.65	80.53
其他直接	539.92	452.64	123.16
2. 资产折旧折耗	940.74	920.42	8 808.30

注:由于该气田计划在 2011 年以后要逐渐建立储气库,所以各项数据做了相应处理

3.2 DEA 评价与优化

建立投入产出指标体系是建立 DEA 效率优化评价模型的前提和基础。本文的产出要素选用天然气产量,投入要素根据灰色关联的密切度排序选取三种:直接人员费用、直接材料费、资产折旧。

劳动投入指标我们选取了直接人员费用,而没有选择劳动投入人数,是因为劳动者的报酬能够较合理的反映劳动投入量的变化。

资本投入指标不选用资本存量,而是选用资产折旧折耗,是因为资本存量并没有全部被利用到天然气生产过程中,且资本存量数据不易获得,而资产折旧反映了资产在当期生产中的转移价值,即当期物质资本消耗,且数据容易获到。

我们根据 HTB 历史数据和 GM(1,1)预测 2010—2012 年的成本数据,见表 4,并结合气田规划处的数据,采用投入导向型的 CCR 模型,采用软件 DEA—Solver3.0 对各个单元投入产出数据作出评价与优化。如表 5。

表 5 投入产出 DEA 优化与评价表

DMU	年份	Score	Σλ	Projection (直接材料费)	Projection (直接人员费)	Projection (资产折旧)	Projection (天然气产量)
1	2005	1	1	3 626 079	5 495 854	20 860 775	509 100
2	2006	1	1	3 614 354	5 693 280	18 323 154	521 650
3	2007	0.92	1.10	3 976 704	6 264 048	20 160 106	573 947
4	2008	0.73	1.02	3 684 365	5 695 713	19 916 002	524 640
5	2009	1	1	6 251 379	7 549 050	9 862 822	488 743
6	2010	1	1	7 442 143	9 382 030	9 407 395	480 000
7	2011	0.94	0.92	6 852 973	8 639 286	8 662 643	442 000
8	2012	0.44	0.30	1 068 379	1 619 285	6 146 369	150 000

注:天然气产量单位:千立方米;直接人员费、直接材料费、固定资产折旧单位:元

从表 5 可以看出 2005、2006、2009、2010 年的 Score 等于 1,说明 DEA 技术有效,并且可以看出预测的 2010 年投入产出技术效率也是有效的。2007—2008、2011—2012 年的 Score 都小于 1,说明投入产出为非 DEA 有效。从 2005—2009 年历史数据来看,技术效率先下降后又上升。

结合表 4 和表 5,可以看出,预测的 2010 年的投入产出为 DEA 有效,其预测值即为最优的投入值,即 HTB 油田消耗直接材料费 7 442 143 元,直接人员费 9 382 030 元,资产折旧费用 9 407 395 元等可以得到 480 000km³ 的天然气的产出;2011 年的 (Score=0.941)投入产出为非 DEA 有效,预测的投入非最优质,通过 DEA 投影分析,可得到 HTB 气田在 DEA 有效前沿面的投影为 (6852973, 8639286, 8662643,442000),此时的状态为最佳的资源配置效率,即 HTB 气田 2011 年消耗 6 852 973 元直接材料费,8 639 286 元的直接人员费和 8 662 643 元资产折旧等可得到 442 000km³ 的天然气产出;其中 2012 年的 (Score=0.441)投入产出也为非 DEA 有效,预测的投入也非最优质,同样通过 DEA 投影分析,可得到 HTB 气田在 DEA 有效前沿面的投影为 (1068379,1619285,6146369,15000)。

HTB 气田 2011 和 2012 年的能源投入产出都为非 DEA 有效,其中 2012 年的效率很低,这里的主要原因是该气田 2011 年以后打算建立储气库,另一方面原因是预测数据相对来说有误差。DEA 优化与气田的预算成本和计划产量紧密关联,所有气田要不断加强数据信息的统计,提高优化的可行性和有效性。

4 结论

本文基于灰色 GM(1,1)预测天然气操作成本,在当前能源利用的历史数据比较匮乏的情况下,使用这种预测方法对未来能源投入进行预测,可以得到较

高的拟合度,特别是数据呈较强的指数变化时,其预测的可信度是比较高的,但是,一般灰色模型要求数据序列离散函数光滑,而天然气生产的特点决定其投入数值序列存在不平稳、非线性和有突变点等特点。鉴于天然气企业的成本投入会存在一定的波动,当数列出现阶跃时,可引入阶跃函数,对其光滑性进行改善,将改善后的数列建立 GM(1,1)模型进行预测,以提高预测的可行度。在使用灰色预测模型时需结合整体的经济环境,对定量预测的结果做适当的调整。

在使用灰色预测方法的基础上结合预测数据并采用 DEA 技术优化气田的投入产出要素,通过 DEA 方法,可以判断 DMU 对应的点是否位于有效的生产前沿面上,同时还可获得许多有用的管理信息,在帮助实现资源的优化配置同时,还可以为气田的生产经营提供可靠数据依据,为气田实现资源节约型和友好型企业提供决策参考的基础,从而提高气田的经济效益。

参考文献

[1] 邓聚龙. 灰色系统基本方法[M]. 武汉:华中理工大学出版社,1992:22—28.
[2] 刘思峰,党耀国,方志耕. 灰色系统理论及其应用[M]. 北京:科学出版社,2004:32—37.
[3] 余祖德,宋朝霞. 灰色模型在油气操作成本预测中的应用[J]. 石油化工技术经济,2003(6):50—53.
[4] 宋杰鲲. 基于 GM 和 DEA 的油田企业能源利用规划[J]. 资源与产业,2009(10):23—25.
[5] 回音,翟丽茹,张娜. 土地利用规划中耕地保有量预测方法研究分析——以辽阳市为例[J]. 资源与产业,2008,10(3):100—102.
[6] 魏权龄. 数据包络分析[M]. 北京:中国人民大学出版社,2004:37—43.
[7] 杨钟馥,杨俊,等. 基于 DEA 的中国能源产业生产效率及生产率变动分析[J]. 技术经济,2009(10):38—43.

Research Based on the GM-DEA to Natural Gas Operation
Cost Forecast and Input-output Optimization

LIU Hua-hua¹, ZHANG Jing², LI De-shan¹

(1. Southwest Petroleum University School of Economics and management, Chengdu 610500, China;
2, Southwest China Petroleum Lubricating Oil Marketing Company, Chengdu 610015, China)

Abstract: In this paper, the operating cost forecast natural gas field with optimization control is for research object, by the natural gas costs based gas HTB, using GM (1, 1) model of the natural gas operation cost will do forecast, and use DEA (I-C2R) technology to input and output elements in evaluation and optimization, which is accurate for gas field management departments to provide cost optimization measures, which can help the gas field optimize the allocation of resources, so as to improve the overall economic benefit of gas field.

Key words: natural gas; operation cost; GM(1,1); DEA; evaluation and optimization