

文章编号: 0253-2697(2002)05-0044-04

对我国石油可采资源量的预测研究

高瑞祺 陈元千 毕海滨

(国土资源部油气储量评审办公室 北京 100083)

摘要:回顾了世界上现行的可采资源量预测方法,总结分析了在我国石油勘探开发过程中大型油气田的发现规律及储采比变化规律,探讨了累积发现可采储量、累积产量与可采资源量三者之间的内在关系及储采比的变化对它们的影响。在此基础上,利用累积发现的可采储量与累积产量建立了预测可采资源量的有效方法——全程历史拟合法和储采比递减阶段曲线拟合法。利用上述两种方法预测出中国石油的经济可采资源量为 $107.8 \times 10^8 \text{t}$, 次经济的可采储量约为 $(27 \sim 36) \times 10^8 \text{t}$, 还对部分油区的可采资源量进行了预测。预测结果表明,两种方法对比使用,能获得较好的预测效果。

关键词: 中国; 石油; 可采储量; 产量; 可采资源量; 预测

中图分类号: TE15

文献标识码: A

石油可采资源量是油气行业最基础的数据之一,它的正确评估可以有效地指导油气勘探,因此,它的测算已成为油气生产国和跨国公司重要的基础性研究项目。目前评估可采资源量的方法很多,有盆地模拟、蒙特卡洛模拟、资源量转换系数法、翁氏旋回法等。尽管各种方法在技术细节方面都各具特色,但基本思路是一致的。首先是资源评价的基础上,结合不同盆地的储量发现率及专家的个人经验,通过协商(即特尔斐法)给出一个资源转化率的范围值及一个最佳的可能值,再结合各油区经济产量方面的规律,给出一个最合理的可采资源转换系数,最终获得一个地区或盆地的可采资源量^[1,2]。我国已进行了多年的石油勘探开发,利用现有的一些实实在在的資料建立一种快速简便的可采资源量预测方法是必要的。通过研究累积发现可采储量、累积产量及储采比的变化等,发现它们之间存在着某种联系,由此建立了新的预测可采资源量的简便方法。根据目前掌握的国内外对中国地区的评估资料,在不考虑经济意义的前提下,石油可采资源量大致在 $(88 \sim 175) \times 10^8 \text{t}$ 。

1 大型油气田的发现与储采比变化的一般规律

根据对我国 13 个老油区大型油田或油区内最大油田初次申报探明地质储量时间的统计表明,大庆、胜利

等 11 个油区都是从本油区内的大型油田或最大的油田开始申报储量的,即盆地的油气勘探首先发现并探明的是大型油气田。长庆和青海两个油区,由于受地形条件的限制,推迟了大型油气田的发现时间。这与我国含油气盆地的地质特征、勘探技术的发展及石油地质理论的形成密切相关。对我国 37 个地质储量大于 10^8t 的油田统计表明,绝大部分属于背斜构造或复杂化的断块构造油藏。勘探技术及石油地质理论的发展正是经历了一个“从找圈闭、打高点、寻找构造油气藏到寻找隐蔽性油气藏”的发展过程。

对各油区储采比的变化分析表明,随着大型油田(或油区内最大油田)的发现并投入正规开发,油区的储采比总体上

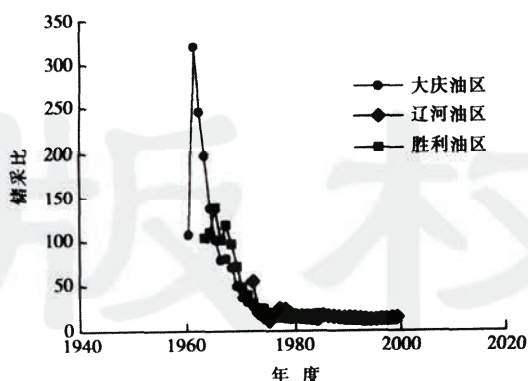


图 1 部分油区储采比变化曲线

Fig. 1 Some areas reserve-production ratio curves

基金项目: 中国石油天然气集团公司“油气勘探生产发展战略及经济评价方法研究”项目(No:050030001)成果。
作者简介: 高瑞祺,男,1940 年生,1964 年毕业于北京大学地质系,现任国土资源部油气储量评审办公室主任。

进入了相应的递减期,即储采比开始递减并连续下降的起始点正是所研究区域最大油田发现并正式投入开发的时间点。例如,大庆油区的储采比进入连续递减的起始点是在1961年,它是从大庆油区喇、萨、杏油田的发现并正式开发开始的。胜利及辽河等油区储采比的递减具有类似的特点(图1)。

2 理论预测模型的建立

图2为我国累积发现的石油可采储量($N_R \times 10^8 \text{t}$)、累积产量($N_P \times 10^8 \text{t}$)及剩余可采储量($N_{RR} \times 10^8 \text{t}$)随时间变化的关系^①。从图2中可以看出,在起始点,累积发现可采储量、累积产量及剩余可采储量均为“0”。可以想象,随着可采储量发现量的逐年减少和不断采出,在未来某一时刻,当剩余可采储量为“0”时,即可采资源量全部被发现并采出,则累积发现可采储量等于累积产量。此时,累积发现可采储量与累积采出量两条曲线将在这一时间点闭合,因此,这一闭合点即为现行技术经济条件下未来可能找到的可采资源量。这正是建立预测模型的理论基础。

2.1 全程历史拟合法

基于上述分析,以累积发现可采储量为横坐标,将累积发现可采储量和累积产量曲线移植到直角坐标系中(图3)。显然,累积发现可采储量是一条对角线,而累积产量将是“0”点出发在未来某一点处交于对角线的一条曲线,两条线之间的差值即为不同时间点的剩余可采储量。也就是说,随着油田勘探开发工作的进行,总的趋势必然是剩余可采储量从“0”开始,逐渐增加到某一峰值(也许会出现若干个峰值)后再逐渐减少,最后变为“0”。

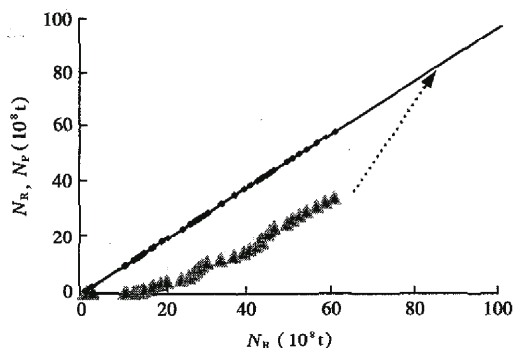


图3 中国油区累计发现可采储量与累计产量关系

Fig.3 The relation between cumulative measured recoverable oil and production in China

如果把图3中同样的数据点绘制在双对数坐标轴上(如图4所示),可以发现,累积产量曲线从某一点处开始变得较为规则。将其与储采比随时间变化曲线(图5)对比表明,这一点正是油区的储采比开始进入总体递减的起始点。从中还可以看出,两条曲线之间的差值(反映的是相应年度的剩余可采储量)更形象地反映了储采比的历史变化过程。全国及各油区或油田的累积产量曲线都具有类似的特征。

显然,累积产量曲线同样可能有两种函数形式,如果呈直线形式,则符合幂函数的特征,相当于对式(1)两边取对数,即

$$\log N_P = \log k + n \log N_R \quad (3)$$

如果呈曲线形式,则应符合多项式函数的特征,相当于对式(2)两边取对数,即

$$\log N_P = \log(a_0 + a_1 N_R + a_2 N_R^2 + \cdots + a_n N_R^n) \quad (4)$$

图2 中国油区累积发现可采储量、剩余可采储量及累计产量随时间的变化曲线

Fig.2 Curves of cumulative measured reserves, remaining recoverable reserves, cumulative production of some areas in China

显然,累积产量与累积发现可采储量之间的关系可能有两种函数形式:幂函数和多项式函数^[3,4]:

$$(1) \text{ 幂函数 } N_P = k N_R^n \quad (1)$$

$$(2) \text{ 多项式函数}$$

$$N_P = a_0 + a_1 N_R + a_2 N_R^2 + \cdots + a_n N_R^n \quad (2)$$

式中 n 为幂值; $k, a_0, a_1, a_2, \cdots, a_n$ 均为回归系数,理论上 a_0 应为“0”。

从以上的分析可以看出,在直角坐标系中,可以利用累积发现可采储量与累积产量的所有数据点来预测石油可采资源量。这种方法称为全程历史逆合法。

2.2 储采比递减阶段曲线拟合法

①全国石油天然气储量公报. 国土资源部油气储量评审办公室, 1985~1999.

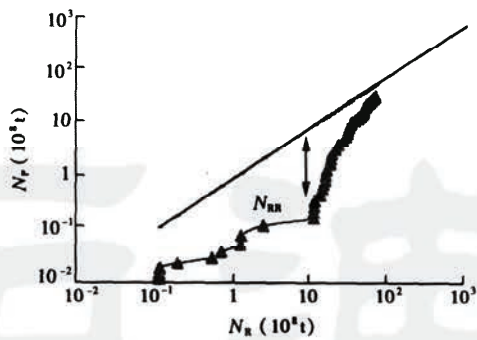


图 4 中国油区累积发现可采储量、剩余可采储量及产量之间的关系

Fig. 4 Relation among cumulative measured recoverable reserves, remaining recoverable reserves and cumulative production of China

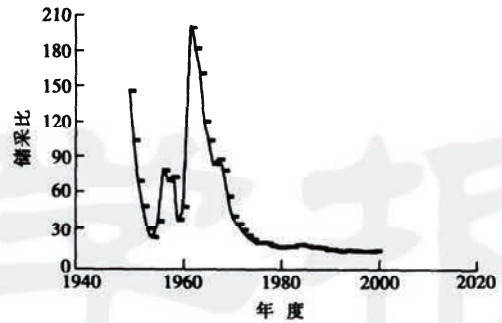


图 5 中国油区储采比递减曲线

Fig. 5 Curve of reserve-production ratio of China

其理论依据论证如下:

储采比(ω)是指某一年度剩余可采储量与当年年产量($Q \times 10^8 t$)之比。

即

$$\omega = N_{RR}/Q = N_{RR}/\Delta N_P$$

在图 4 中,如果设定累积产量间隔 ΔN_P 无穷小且为等间距,当储采比总体上进入递减期以后(不排除曲线可能有波动甚至多次波动。这里只从统计规律考虑),则剩余可采储量将是一个逐渐减小的过程,即逐渐向对角线靠拢。

在双对数坐标系中,利用储采比进入连续递减阶段后的累积发现可采储量及累积产量数据来预测石油可采资源量的方法称为储采比递减阶段曲线拟合法。

3 中国及部分油区可采资源量预测

利用全程历史逆合法和储采比递减阶段曲线拟合法对中国及大庆、辽河和胜利等几个主要油区可采资源量进行了预测,预测结果见表 1,其他油区的预测结果均列于表 1 中。根据目前已发现的可采储量中,次经济的可采储量与经济的可采储量比例约为 3:1 至 4:1,预计次经济的可采资源量大约还有 $(27 \sim 36) \times 10^8 t$ 。

表 1 中国油区及部分油区经济可采资源量预测结果

Table 1 Prediction results of total measured recoverable reserves of China and some areas

序号	油区	历史拟合法($10^8 t$)		储采比递减阶段曲线拟合法($10^8 t$)		选值($10^8 t$)	1999 年底已发现可采储量($10^8 t$)	发现率(%)
		幂函数法	多项式法	幂函数法	多项式法			
1	中国	—	94.5	—	107.8	107.8	59.34	55
2	大庆	—	36.7	—	28.2	36.7	23.36	64
3	辽河	9.47	8.51	9.47	—	9.47	4.56	48
4	吉林	—	4.29	—	4.29	4.29	1.90	44
5	胜利	—	13.76	10.53	13.74	13.74	10.24	75
6	大港	—	2.66	—	3.4	3.4	2.16	63
7	河南	—	0.89	—	0.89	0.89	0.71	79
8	江苏	—	0.567	0.57	0.567	0.57	0.34	60
9	江汉	—	0.46	—	0.38	0.38	0.35	93
10	新疆	—	7.0	6.85	6.58	6.58	3.96	60
11	塔里木	3.83	—	3.83	—	3.83	0.85	22
12	吐哈	—	0.9564	0.9345	1.078	0.93	0.70	75

4 预测方法的可靠性分析及选值

从两种方法的预测结果可以看出,尽管用两种方法预测的相关系数都很高,但预测结果仍有所差异,在选值前,必须对两种方法的可靠性进行分析。

(1) 全程历史拟合法使用的是油区或油田全部的数据资料,综合反映了其历史发展的全过程,它对历史数

据没有特别要求和先决条件,两种类型函数式的拟合效果,取决于油区历史数据的变化过程和数据量的多少。油区开发时间越长,预测结果的可信度就越高。

(2) 储采比递减阶段曲线拟合法使用的是油区的储采比进入递减阶段后的部分数据,排除了早期由于勘探的不确定性引起的数据不规则变化的影响,因而拟合结果更能反映其未来的变化趋势。但该方法只适用于储采比已进入递减阶段的油区。从拟合曲线未来走势看,大概可分为3种类型^[3](如图6所示)。①直线型:即历史数据及未来走势保持一致,均符合幂函数特征,如辽河油区。②较为明显的上翘型:即历史数据符合多项式函数特征,其未来的曲线段产生上翘,其上翘的走势主要取决于历史数据和储采比的变化趋势,我国多数油区属于这种类型。③下弯型:笔者提出的可采资源量预测方法有两个前提:一是现有的勘探技术和开发技术;二是已获得工业性油气流并进行商业性生产的含油气盆地(包括大陆架)。当勘探技术和开发技术有了重大发展后,如:新含油气盆地、新型油气藏及开采技术的进步,可以预见的三次采油方法大规模推广等,将会使老油田的可采储量大大增加,从而在累积产量与累积发现可采储量关系曲线上会产生大幅度的平移,相应地会使预测结果有较大幅度的增长^[5,6]。如大庆油田,由于开采技术的进步,1985年储量复算时可采储量增加了大约 $5 \times 10^8 \text{t}$,累积产量变化曲线发生了大幅度的平移,这就是图6中可能出现的第三种类型——下弯型曲线。

因此,预测结果强调的是现有的勘探技术和开发技术以及现有的已进行商业性生产的含油气盆地。显然,科学技术的进步及新型油气盆地的发现无疑将会改变这一预测结果。

从以上分析可以看出,储采比递减阶段曲线拟合法的预测精度较高,而全程历史拟合法的预测范围较广。将两种方法的预测结果相互验证,对比选值,并以储采比递减阶段曲线拟合法的预测的结果为主来确定油区总的经济可采资源量。

5 结论及建议

(1) 提出的全程历史拟合法对历史数据没有先决条件,应用范围较广;储采比递减阶段曲线拟合法只适合于储采比进入递减期的油区或油田,该方法预测精度相对较高。实际应用中两种方法应相互验证,对比选值。

(2) 油区储采比未进入递减期前,由于勘探工作的不确定性和数据点有限,单独采用全程历史拟合法的预测结果时应谨慎。

(3) 预测方法既适合于油区,也适合于盆地、构造带或油田,对气区或气田同样适用。

(4) 预测方法强调现有勘探技术和开发技术水平及已进行商业性生产的含油气盆地,预测结果为现有技术经济条件下的经济可采资源量,科学技术的进步无疑将会进一步增加可采资源量。

参考文献

- [1] Master C D, et al. World resources of crude oil, natural gas, natural bitumen and shale oil[R]. Houston. Tveleth World Petroleum Congress, 1987: 1~12.
- [2] 贾文瑞,等. 1996~2010年中国石油工业发展战略[M]. 北京:石油工业出版社, 1999: 219~220.
- [3] B Warren Beebe, et al. Natural gases of North America[M]. TULSA, OKLAHOMA U. S. A: American Association of Petroleum Geologists, 1968: 2171~2184.
- [4] 樊映川,等. 高等数学[M]. 北京:人民教育出版社, 1982: 194~195.
- [5] 沈平平,赵文智,等. 中国石油资源前景与未来10年储量增长趋势预测[J]. 石油学报, 2000, 21(4): 1~6.
- [6] 赵文智. 中国陆上石油工业发展的前瞻分析[M]. 北京:中国科技出版社, 1998: 1~60.

(收稿日期 2001-08-04

改回日期 2002-01-07

编辑 孟伟铭)

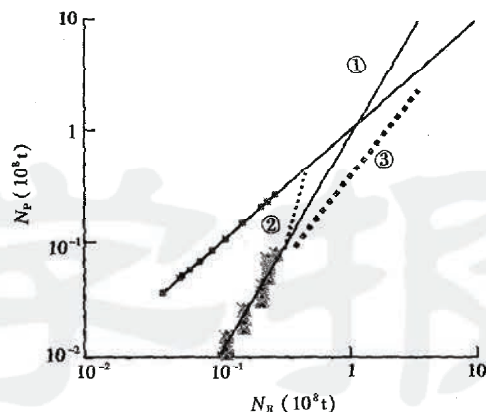


图6 储采比递减阶段曲线拟合法预测曲线变化分析示意图

Fig. 6 Prediction results using reserve-production ratio descending phase fitting curve

deep lake mudstone of Middle Permian is the main sourcerock. Exploration practice indicates that Taibei Depression has been a constant subsidence area since Permian period in which the hydrocarbon produced from Middle Permian lacustrine mudstone formed auto-generation and auto-reservoir oil-gas accumulation, which contributes to the oil-gas accumulation of Jurassic.

Key words: Turpan-Hami Basin; oil-bearing nodules; Middle Permian; sourcerock; hydrocarbon potential

OIL FIELD DEVELOPMENT

STUDY ON THE PREDICTING METHODS FOR RECOVERABLE RESERVES

GAO Rui-qi, et al. (*China Oil & Gas Reserve Audit Office, Beijing 100083, China*) ACTA 2002, 23(5): 44–47

Abstract: The existing methods of resources forecast are reviewed. The laws of discovery of large oilfields and the variation of reserve-production ratio in the oil-bearing basins or areas of China are analyzed. The relations among cumulative measured recoverable reserves, cumulative production and remaining recoverable reserves are investigated. Two new methods to predict the recoverable resources by using a great deal of data are developed. One is history fitting curve, and another is reserve-production ratio descending phase fitting curve. There are 107.8×10^8 t resources in China predicted by using above methods. The resources of some areas in China are also forecasted. The results show that compared application of two methods may present good effectiveness.

Key words: oil; reserves; production; resources; forecast

IMPROVEMENT OF DISPLACEMENT EFFICIENCY OF CORES BY DRIVING FORCES PARALLEL TO THE OIL-WATER INTERFACE OF VISCOUS-ELASTIC FLUIDS

WANG De-min, et al. (*Daqing Oil Field Company Limited, PetroChina, Daqing 163453, China*) ACTA 2002, 23(5): 48–52

Abstract: Microscopic residual oil in reservoir after water flooding can be classified into three types: oil droplets, oil films and oil clusters. Former research work shows that in order to overcome the capillary forces trapping the residual oil after water flooding, the driving viscous forces must increase by one thousand to ten thousands times than before. In fact, the viscous forces in the reservoir can not increase to such a magnitude. Though polyacrylamide (PAM) solution has little effect on the tension of oil-water interface, the lab test and field data show that all types of residual oils in pores are reduced after PAM flooding. The magnitude of reduction is related to the elasticity of the solution. The higher the elasticity is, the lower the saturation of residual oil will be. Research results of flooding visualization cores show that viscous-elastic fluid flooding can decrease the residual oil saturation of cores with all types of wettabilities. The driving force of viscous-elastic fluid is different from that of Newtonian fluid. The viscous-elastic fluid not only has a viscous driving force perpendicular to the oil-water interface for overcoming the capillary trapping force, but also has a strong viscous dragging force parallel to the oil-water interface for pulling all types of residual oils after water flooding.

Key words: polymer solution; viscous-elastic behavior; oil-water interface; parallel force; residual oil; flooding

FINITE ELEMENT METHOD FOR POSTFRACTURING PRODUCTION PERFORMANCE OF WELLS IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIR

JIANG Ting-xue, et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China*) ACTA 2002, 23(5): 53–58

Abstract: Some past works, such as the performance prediction of reservoirs containing one or more hydraulic frac-