

SEC 动态储量评估方法在致密特低渗气田中的应用

——以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例

罗晓敏

(中国石化 华北油气分公司 勘探开发研究院,河南 郑州 450006)

摘要: SEC 动态评估方法是上市储量评估的重要方法之一,在油气田实际运用中存在参数取值多样化、计算结果不一致的问题。SEC 动态储量评估方法与评估人员所采用的递减方式、对地质条件的认识程度及对生产情况的熟悉程度等有紧密关系。运用一系列与鄂尔多斯盆地大牛地气田的生产开发特点相适应的评估方法,对总结递减规律及优化参数取值具有积极作用。研究中采用剥离新井影响、产量归一化等方法能够客观合理地分析研究大牛地气田的递减规律。综合运用指数递减、双曲递减、调和递减等动态储量递减方法建立单井递减模型计算单井储量,可以用来检验储量评估结果的合理性。

关键词: 产量归一化;动态评估;静态评估;SEC 储量;大牛地气田

中图分类号: TE155

文献标识码: A

Application of SEC dynamic reserves evaluation method in extra-low permeability and tight gas reservoir: A case from Daniudi gasfield, Ordos Basin

Luo Xiaomin

(Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC North China Company, Zhengzhou, Henan 450006, China)

Abstract: SEC dynamic reserves evaluation is one of the important methods of listed reserves evaluation. In practical application, the parameters and calculation results are various. SEC dynamic reserves evaluation is closely related to evaluation method, understanding of geological conditions and familiarity with production situation of the assessment staff. There are many convenient practical evaluation methods for the SEC reserves evaluation of Daniudi gasfield, the Ordos Basin, and these methods play an important role in summarizing the declining pattern and determining the parameters. The stripping of effects of new wells and normalization of production rate can objectively and rationally reveal the production declining pattern of the Daniudi gasfield; Exponential decline, hyperbolic decline, harmonic decline are integrated to establish single well declining model for the calculation of single well reserves and for verification of the reserves evaluation results.

Key words: normalization method, dynamic assessment, static assessment, SEC reserves, Daniudi gasfield

油气储量既是油公司重要战略资源,也是制定勘探、开发规划的重要依据^[1]。SEC 准则评估的证实储量是剩余经济可采储量的概念。证实储量包括证实已开发储量和证实未开发储量两部分,其中证实已开发储量又包括已开发正生产、关井和管外储量。其中正生产储量是已经投入正式开发,且已经出现一定生产规律的储量。关井和管外储量一般指油(气)井刚完钻尚未投入生产或投入开发时间较短尚未出现递减规律暂时采用容积法或类比法计算的储量,一般在全部投入生产出现递减规律后,关井和管外储量就转入动态法评估成为正生产储量。证实未开发储量

一般指预期从未钻井部位的新井中,或从现有井中需要很大花费重新完井而采出的储量。目前储量评估方法根据油气田的生产阶段主要有容积法、类比法和动态法^[2]。

鄂尔多斯盆地大牛地气田是典型的特低渗透致密砂岩气藏,从 2002 年开始 SEC 储量评估至今已有 10 年的评估历程^[3]。随着大牛地气田采气规模的扩大,反映已投产井的正生产储量所占的比例由 2006 年的 28.7% 上升到 2014 年的 85%。目前大牛地气田的正生产储量主要采用动态储量评估方法中的产量递减法预测,关井、管外和未开发储量则采用动态储量评估方

收稿日期:2015-00-00;修订日期:2016-03-00。

作者简介:罗晓敏(1981—),女,工程师,油气储量评估。E-mail:luoxmin_hbsj@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05045)。

法中的单井产量预测法。因此单井递减模型的建立和正生产储量评估参数的取值是储量评估工作中的关键。

本文所介绍的动态储量评估方法首先作为一种确定可靠的储量计算方法,对目前国内的储量计算具有参考价值,其次作为一种储量评估方法和经验总结,在其他低渗致密气藏都具有应用前景。

1 储量评估方法

大牛地气田目前还处于上产阶段,储量评估中存在部分评估单元递减规律不清晰,递减参数波动幅度较大等问题。影响储量评估的因素很多,开发方式的改变、关停井的影响、新井投产等都会对产量预测的初始产量和递减率产生不同程度的影响^[4-5]。为了客观真实地评估储量,主要采用了以下3种方法,来研究递减规律,进行产量预测。

1.1 建立合理的评估单元

评估单元的建立不仅是以地质条件为基础,同时还要兼顾开发模式和递减规律。合理的评估单元能够较为清晰的反映出递减规律,否则很难做出客观真实的产量预测,进而影响储量评估的准确性^[6]。大牛地气田开发已超过10年,早期开发的井目前已进入缓慢递减阶段,而近年的开发井则处于上产和稳产阶段,这些井混在一起时容易使递减规律变得较为复杂。因此,在单元划分时考虑新井、老井、直井与水平井的区别来建立单元将会更有利于摸清递减规律。采用此种单元划分方法后对老井较集中的单元来说递减规律较清晰,较为容易把握递减率和初始产量来进行预测。而新井集中的单元由于递减规律尚不明朗,可以类比开发方式和地质条件相类似的老区,或采用单井经济可采储量来计算。

这种新、老井分开评估的方法,一方面,新井被剥离出去后,老井的递减规律变得简单清晰,尤其适合老井居多的区块。另一方面,在同一时期通常老井的产量较低但是递减率很小,相反新井产量较高可是递减率较大^[7]。从图1可以看出,如果把新、老井放在一起评估,老井较多时采用老井的递减率必然会过高评估新井的储量,从而造成评估结果的不准确,新、老井分开后则会避免这种风险。

1.2 单井经济可采储量倒推法

单井经济可采算法是通过单井经济可采计算整个单元的经济可采储量结果,从而倒推单元的递减率。这个方法的关键是确定合理的单井经济可采储量。单井经济可采储量的确定主要有动态法和静态法两种。

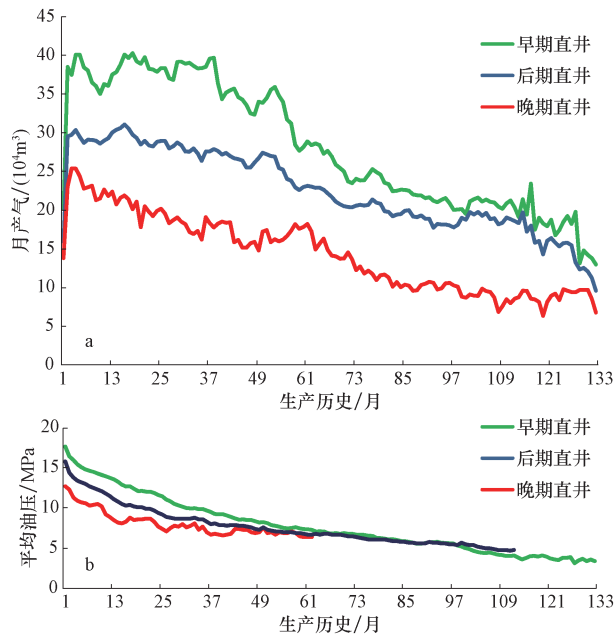


图1 大牛地气田不同时期投产井产量归一化曲线

Fig. 1 Normalized curves of wells brought on production in different periods in Daniudi gasfield

a. 平均月产气归一化曲线; b. 平均油压归一化曲线

静态法适用于开发资料相对匮乏的早期阶段。大牛地气田开发已有13年,适宜采用动态法来进行评估。采用单井平均产量归一化方法建立单井递减模型,计算单井经济可采储量。单井平均产量归一化是指所有生产井的日产曲线的第一天均设置为同一天而得到单井生产曲线。这种方法对于地质条件相同的区块来说可以充分利用不同生产时间的井来分析递减规律^[8]。

1.2.1 递减模型优选

目前,油气田产量递减规律主要有指数递减、双曲线递减及调和递减3种类型^[9]。不论选择哪种递减规律建立递减模型,宗旨都要与生产情况高度吻合,因此在实际建模过程中模型选择不是唯一的,同一条递减曲线也可以采取分段式递减^[10-12]。根据大牛地气田目前的生产特点,选择分段式指数递减。

1.2.2 生产极限确定

大牛地气田是典型的特低渗透致密砂岩气藏,目前主要采取天然能量开采的方式,压力与产量紧密关联^[13],产量上升时压力下降,产量下降时压力回升。因此在研究产量递减规律的同时需紧密结合压力的递减规律。根据压力计算出的是技术生产极限,另外还需根据成本、油气价格和投资等经济参数计算出经济生产极限。由于目前的经济参数所计算出的经济生产极限低于技术生产极限,所以大牛地的生产极限主要由技术生产极限来确定。

1.2.3 模型建立

分析不同时期直井产量和油压的单井归一化曲线(图1)可以看出:①早期直井初始产量 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{月}$,有3年稳产期,3年快速递减期递减率为20%,末期递减率为8%;②早期直井的油压前3年递减率为15%,末期递减率为11%。根据单井压力递减曲线,预计生产15年后油压将低于极限油压3MPa,由此确定单井生命期为15年;③不同时期直井的油压在后期趋于一致,因此确定此区块所有直井的极限生命期均为15年;④后期直井的初始产量和稳产期都有不同程度的减少,晚期直井无稳产期。

根据以上递减规律建立递减模型可计算出早期直井的平均单井可采储量为 $0.41 \times 10^8 \text{ m}^3$,后期直井的平均单井可采储量为 $0.36 \times 10^8 \text{ m}^3$,晚期直井的平均单井可采储量为 $0.24 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

气田开发中,在同一区块通常优选地质条件较好的部位先开发。随着开发的进行,优势地带逐渐减少,后期的钻井处于地质条件相对较差的部位,砂体厚度、孔喉结构及地层压力等储层参数均劣于早期开发井,因此单井经济可采储量低于早期开发井。新井在类比同区块老井时,其单井储量应低于类比井。

1.3 初始产量和递减率取值合理化

对于目前递减规律较明显的评估单元,后期由于开发方式改变和开井数的变化等造成递减规律变化,短期内新的递减规律无法摸清,这时就需要参考单井储量来优化初始产量和递减率的取值。

以D1井区为例,这是一个老的生产单元。从D1井区的生产曲线(图2)可以看出,2012年和2013年天然气的递减率基本保持不变,但是在2013年底初始产量稳中有升。这是由于气田增压措施的效果,这时单纯地改变初始产量而不调整递减率是不合理的。增压措施的应用有两方面效果:一是提高了采气速度,二是增加了可采储量^[14]。对于前者是不增加可采储量的,对于后者则要考虑在前面的评估过程中有没有考虑到在未来应用增压措施可能带来的增加储量。如果在前期预测中已经考虑了这部分措施所能增加的储量,例如延长了经济开采年限等,则

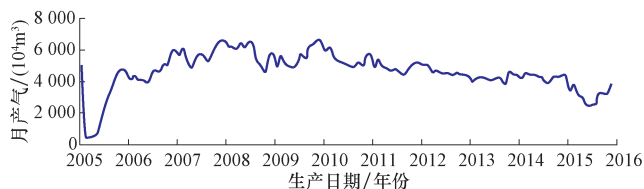


图2 大牛地气田D1单元产量曲线

Fig. 2 Production curve of D1 unit in Daniudi gasfield

在后期即使应用了增压措施,也不能再次计算该部分储量。综合考虑本区块的实际情况以及储量评估合理确定性的原则,此处应沿用2013年的评估结果,即不考虑初始产量的增加。

另外可以采用单井经济可采储量对目前区块储量进行验证^[15-16]。当区块的储量明显大于单井平均储量的计算结果时,就要考虑现在的初始产量和递减率是否合适;另一方面也要思考单井平均储量是否取值过于保守。

2 讨论

1) 动态评估结果应该与静态评估方法相对照。通常静态法的评估结果会高于动态法评估结果,因此评估中常常将静态评估结果作为储量评估的上限,如果遇到动态评估结果大于静态结果时,则需要从静态评估参数取值是否合理或是否有其他层位储量被开发入手重新计算对应的静态储量。

2) 在SEC储量评估中,单井经济可采储量可以检验评估结果的合理性,也是评估其他储量例如关井储量、管外储量和未开发储量的基础。随着开发的进行,开发资料的不断丰富,单井储量需要不断的更新计算才能得到客观合理的单井经济可采储量。

3) 通过压力递减模型确定的单井生产极限是技术生产极限,计算经济可采储量还需根据评估指定日的经济参数来确定。

参 考 文 献

- [1] 张抗. 近20年中国石油储量变化分析[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 584-589.
Zhang Kang. Analysis of China's oil reserves growth in recent 20 years[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 584-589.
- [2] 贾承造. 美国SEC油气储量评估方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
Jia Chenzao. SEC oil and gas reserves evaluation method[M]. Petroleum Industrial Publishing House, 2004.
- [3] 郝蜀民, 惠宽洋, 李良. 鄂尔多斯盆地大牛地大型低渗气田成藏特征及其勘探开发技术[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 762-768.
Hao Shumin, Xi Kuanyang, Li Liang. Reservoiring features of Daniudi low-permeability gas field in Ordos Basin and its exploration and development technologies[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 762-768.
- [4] 王树华, 魏萍. SEC储量动态评估与分析[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(2): 93-94.
Wang Shuhua, Wei Ping. Dynamic evaluation of SEC reserves[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 93-94.
- [5] 张玲, 魏萍, 肖席珍. SEC储量评估特点及影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 33-34.
Zhangling, Weiping, Xiaoxizhen. characteristics and their influential

- factors of SEC reserve evaluation[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 33–34.
- [6] 赵文智, 毕海滨. 论储量评估中的单元划分[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(3): 309–314.
- Zhao Wenzhi, Bi Haibin. A discussion on the unit classification in reserve estimation[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(3): 309–314.
- [7] 张付新. SEC 剩余经济可采储量影响因素分析[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(3): 93–94.
- Zhang Fuxin. Influencing factors analysis of SEC reserves[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(3): 93–94.
- [8] 喻秋兰, 唐海, 吕栋梁, 等. 气井产能递减规律研究[J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(5): 41–52.
- Yu Qiulan, Tang Hai, Lv Dongliang, et al. Productivity decline law of gas well[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2012, 35(5): 41–52.
- [9] Arps J J. Analysis of declines curve[J]. Trans. AME, 1945, 16: 228–247.
- [10] 周慧敏, 贾彬, 汪毅, 等. Arps 递减分析法在大牛地气田的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013(5): 175.
- Zhou Huimin, Jia Bin, Wang Yi, et al. Application of Arps in Daniudi gas field[J]. China petroleum and Chemical Standard and Quality, 2013, (5): 175.
- [11] 王永祥, 张君峰, 毕海滨, 等. 油气储量评估方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- Wang Yongxiang, Zhang Junfeng, Bi Haibin, et al. Assessment methods for oil and gas reserves[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [12] 卢涛, 刘艳侠, 武力超, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩气藏稳产难点与对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 43–52.
- Lu Tao, Liu Yanxiao, Wu Lichao, et al. Challenges to and counter-measures for the production stabilization of tight sandstone gas reservoirs of the Sulige gas field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 43–52.
- [13] 王念喜, 王香增, 张丽霞, 等. 基于渗流特征的低渗透致密砂岩气藏气井生产规律[J]. 天然气工业, 2009, 29(4): 82–85.
- Wang Nianxi, Wang Xiangzen, Zhang Lixia, et al. Production law based on percolation for a gas well in tight sandstone gas reservoirs with low permeability[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(4): 82–85.
- [14] 王海兰, 辜利江, 廖阔. 低渗透气田气井生产工艺技术研究[J]. 天然气技术与经济, 2013, 7(2): 30–32.
- Wang Hailan, Gu Lijiang, Liao Kuo. Production technology used for low permeability gasfield[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2013, 7(2): 30–32.
- [15] 胡允栋, 萧德铭, 王永祥. 按 SEC 标准进行油气证实储量评估的基本原则[J]. 石油学报, 2004, 25(2): 19–20.
- Hu Yundong, Xiao Deming, Wang Yongxiang. The principles for estimating proven reserves following SEC standards[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(2): 19–20.
- [16] 张伦友, 彭宽军. 石油天然气储量价值评估方法研究[J]. 天然气勘探与开发, 2005, 28(3): 69–72.
- Zhang Lunyou, Pen Kuanjun. The research of estimation method in the reserves value of oil and gas [J]. Gas Exploration and Development, 2005, 28(3): 69–72.

(编辑 张玉银)

(上接第 255 页)

- [18] 孙思敏. 低渗透储层成岩作用定量表征与成岩储集相——以吉林新立油田泉头组三、四段为例[J]. 沉积与特提地质, 2007, 27(2): 100–105.
- Sun Simin. Quantitative characterization of diagenesis and diagenetic reservoir facies of the low permeability reservoirs; An example from the 3rd and 4th Members of the Quantou Formation in the Xinli oil field, Jilin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2007, 27(2): 100–105.
- [19] 贾承造, 魏国齐. 塔里木盆地构造特征与含油气性[J]. 科学通报, 2002, 47(增刊1): 1–8.
- Jia Chengzao, Wei Guoqi. The structure characteristics and oiliness of the Tarim Basin[J]. Chinese Science Bulletin, 2002, 47(S1): 1–8.
- [20] 张响响, 邹才能, 陶士振, 等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价[J]. 沉积学报, 2010, 28(1): 50–57.
- Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Diagenetic facies types and semiquantitative evaluation of low porosity and permeability sandstones of the Fourth Member Xujiahe Formation in Guangan area, Sichuan Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(1): 50–57.
- [21] 石江玉, 肖亮, 毛志强, 等. 低渗透砂岩储层成岩相测井识别方法及其地质意义: 以鄂尔多斯盆地姬塬地区长 8 油层组为例[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 820–827.
- Shi Jiangyu, Xiao Liang, Mao Zhiqiang, et al. An identification method for diagenetic facies with well logs and its geological significance in low-permeability sandstones: A case study on Chang 8 reservoirs in the Jiyuan region, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 820–827.
- [22] 郑伟, 马艳丽, 赵凤荣. 改进的 KNN 算法在煤种分类中的应用[J]. 煤炭技术, 2011, 30, (1): 46–47.
- Zhen Wei, Ma Yanli, Zhao Fengrong. Application of improved KNN algorithm in categorization of coal type[J]. Coal Technology, 2011, 30(1): 46–47.
- [23] 张著英, 黄玉龙, 王翰虎. 一个高效的 KNN 分类算法[J]. 计算机科学, 2008, 35(3): 170–172.
- Zhang Zhuying, Huang Yulong, Wang Hanhu. A new KNN classification approach [J]. Computer Science Technology, 2008, 35(3): 170–172.
- [24] 何胡军, 毕建霞, 曾大乾, 等. 基于测井曲线斜率的 KNN 分类算法常规测井裂缝识别——以普光气田礁滩相储层为例[J]. 中外能源, 2014, 19(1): 70–74.
- He Hujun, Bi Jianxia, Zeng Daqian, et al. Fracture identification in conventional log through KNN classification algorithm based on slope of logging curve—A case study of reef flat facies reservoir in Puguang gasfield[J]. Sino-Global Energy, 2014, 19(1): 70–74.

(编辑 李 军)