

引用格式:黄飞.SEC储量动态评估方法在页岩气田中的应用——以南川气田平桥南区块为例[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):521-526.  
HUANG Fei. SEC estimation by DCA on shale gas fields: A case study of Pingqiao South Block of Nanchuan Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 521-526.  
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.007

# SEC储量动态评估方法在页岩气田中的应用

## ——以南川气田平桥南区块为例

黄飞

(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京210019)

**摘要:**目前,采用单井为评估单元开展页岩气SEC储量评估是一种普遍且较为准确的方法,随着气田开发的不断深入,存在单井产量波动比较大的问题,不能很好地体现气藏开发动态。为进一步提高评估准确性,在南川气田平桥南区块单井评估的基础上,通过分区生产规律研究,并结合地质特征,将平桥南区块分为4个区带:Ⅰ区、Ⅱ区、Ⅲ区和Ⅳ区。运用产量归一化方法建立每个区带的典型曲线,再采用双重介质模型,建立平桥南区理论产量模型,满足调和递减规律,最终建立了4个区带的评估模型:Ⅰ区直接进入调和递减,初始递减率为56.5%;Ⅱ区稳产23个月后进入调和递减阶段,初始递减率为52.2%;Ⅲ区稳产13个月后进入调和递减阶段,初始递减率为60.7%;Ⅳ区直接进入调和递减,初始递减率为59.5%。利用该模型进行SEC储量评估,最后与国外单井评估结果进行对比,总体误差在6%以内,说明平桥南区块页岩气在开发中后期进行SEC储量分区评估具有一定的适应性。

**关键词:**分区评估;SEC储量;页岩气;评估模型;平桥南区块

中图分类号:TE328

文献标识码:A

## SEC estimation by DCA on shale gas fields: A case study of Pingqiao South Block of Nanchuan Gas Field

HUANG Fei

(Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

**Abstract:** At present, taking a single well as an evaluation unit is a common and accurate method to estimate SEC reserves of shale gas. With the further development of the gas fields, the single well production fluctuates greatly, which can not better reflect the development performance of the gas reservoir. In order to further improve the accuracy of the estimation, Pingqiao South Block of Nanchuan Gas Field is divided into four zones, namely Zone I, Zone II, Zone III and Zone IV, by the study of regional production rules and combining with geological characteristics based on the single well estimation. The yield normalization method is used to establish the typical curve of each zone, and then the theoretical yield model of this block is established by the dual medium model, so as to meet the harmonic decline. Finally, the evaluation models of different zones are established. Zone I directly enters into the harmonic decline with an initial decline rate of 56.5%; Zone II enters into the harmonic decline after 23 months of stable production with an initial decline rate of 52.2%; Zone III enters into the harmonic decline after 13 months of stable production with an initial decline rate of 60.7%; Zone IV directly entered into the harmonic decline with an initial decline rate of 59.5%. The final estimation results are compared with those of foreign countries, and the error is within 6%, which shows that the estimation of the SEC reserves for each unit of shale gas in Pingqiao South Block in the middle and later period of development has certain adaptability.

**Keywords:** evaluation by zones, SEC reserves, shale gas, evaluation model, Pingqiao South Block

收稿日期:2021-03-17。

作者简介:黄飞(1987—),男,硕士,助理研究员,主要从事石油地质与储量综合研究工作。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail: hf702@163.com

中国页岩气资源丰富,近几年页岩气勘探开发取得了快速突破,已发现涪陵、威远、长宁等大型页岩气田<sup>[1-2]</sup>,这些页岩气田的开发为中国天然气产量的增长提供了重要支撑。目前,国内三大油气公司均已在美国上市,而SEC(美国证券交易委员会的简称)制定的储量评估与披露规则,适用于所有在美国上市的公司,因此,要实现页岩气田的开发建产,就要进行SEC储量评估。SEC储量的定义为当前技术、经济和法规条件下的剩余经济可采储量,其四要素为已发现的、可采的、经济的、剩余的<sup>[3-7]</sup>,其证实储量(Proved Reserves)是指合理确定性不低于90%。

目前,国内页岩气SEC储量评估采取委托评估的方式,同时,需要进行自评对比验证。研究认为页岩气藏等非非常规气藏是后期压裂形成的人造气藏<sup>[7]</sup>,具有典型的一井一气藏的特征。涪陵、威远等页岩气田在上市储量评估时,均采用单井为单元进行评估。气藏开发初期,井数比较少,单井评估具有一定的优势<sup>[8-9]</sup>;气藏开发中后期,气藏开发规律比较清楚,但单井产量波动比较大,单井评估不能更好地体现气藏整体的开发动态,因此,根据平桥南区块页岩气气藏地质特征对气田进行地质分区。结合每个区带生产井排采规律,建立每个区带的典型曲线,确定递减类型和建立对应的评估模型,再进行SEC储量评估,最后与国外评估结果进行对比。结果表明:按区块评估也能比较客观地体现气田的SEC储量,可为下一步非常规SEC储量自评提供参考。

## 1 评估单元划分及典型曲线

### 1.1 概况

平桥区块位于四川盆地东南缘川东褶皱带万县复向斜南部的平桥构造带,整体呈北东走向,为一狭长断背斜构造(长23 km,宽2.7~5.0 km),核部地层较平缓(倾角 $5^{\circ}$ ~ $15^{\circ}$ ),向东西两翼倾伏,地层倾角较大( $20^{\circ}$ ~ $45^{\circ}$ ),北部较为陡倾,往南逐渐变宽缓。

在中国石化华东油气分公司矿权内的平桥构造带南部(简称平桥南区块)地处断背斜中南翼,含气层位为奥陶系五峰组—志留系龙马溪组一段( $O_3w-S_1l$ ),主要为海相深水陆棚和半深水陆棚亚相沉积,富有机质页岩厚度介于80~150 m,具有沉积厚度稳定、纵向连续性好、横向连续可追踪的特点。含气段在纵向上可划分为9个小层<sup>[10-11]</sup>,目前开发层位为

①—⑤小层,主力气层段横向稳定,厚度介于30~35 m。平桥南区块由西向东发育4条断层:平桥西、平桥西1、平桥东2、平桥东1,断层走向总体表现为北东向,其中,平桥西、平桥西1、平桥东1断层的断距在200 m以上,为控边断层,影响气藏保存条件;平桥东2断层为内部调节断层,断距小于200 m,对气藏保存无明显影响(图1)。

### 1.2 评估单元的合理划分

不清楚递减规律,就不能客观真实地预测产量,最终不能得到合理的评估结果<sup>[12]</sup>。而评估单元是在地质特征、开发方式、递减规律的基础上划分的,合理地划分评估单元可以比较准确地摸清产量的递减规律。

#### 1) 地质特征

平桥南地质特征具有明显的分区性,背斜核部深2 500~3 700 m,孔隙度平均为3.78%,发育低角度、长条状裂缝,总有机碳含量(TOC)平均为3.85%;东2断层附近裂缝带深3 000~3 800 m,孔隙度平均为3.79%,发育高角度、交叉长条状裂缝,TOC平均为3.7%;背斜东翼深3 800~4 200 m,孔隙度平均为3.65%,发育长条状裂缝,TOC平均为3.58%;背斜西翼为高陡斜坡区,深3 700~4 200 m,孔隙度平均为3.59%,发育长条状裂缝,TOC平均为3.64%。

#### 2) 曲率

平桥南区块断层发育区曲率值最高,平面上相互交错并断开,整体为复杂网状;构造弯褶处曲率值

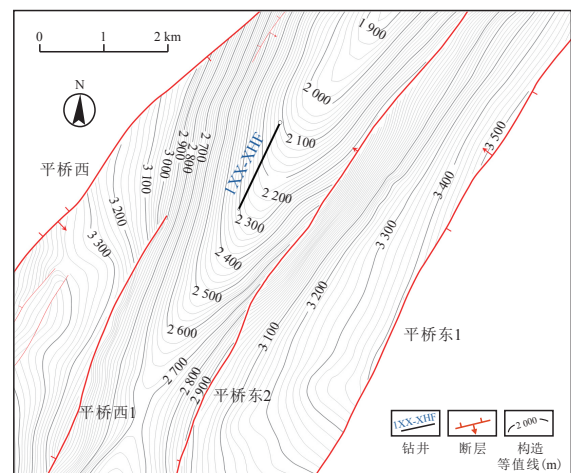


图1 平桥南区块五峰组—龙马溪组构造分布  
Fig. 1 Structural contour of Wufeng-Longmaxi Formation in Pingqiao South Block

次高,平面上主要为相互平行的条带状。

### 3) 钻井破裂压力及停泵压力分布

平桥东2断层附近破裂压力及停泵压力最低,背斜核部次之,两翼最高,表明应力平面分布缝网发育带最小,构造高部位次之,并向两翼深部逐渐增大。天然缝网发育程度是资源富集和储层改造关键因素,不规则曲率分布是复杂天然缝网、微裂缝发育的间接反映,曲率发育带破裂压力低,易于压裂改造<sup>[13-14]</sup>。

### 4) 测试产量分布

总体呈现东2断层附近裂缝带无阻流量最高,背斜核部次之,两翼最低,其中核部测试单井绝对无阻产量为(16.4~47)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,平均为30.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d;东2断层附近裂缝带测试单井绝对无阻产量为(21.2~148.8)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,平均为62.8×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d;西翼测试单井绝对无阻产量为(3.0~23.8)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,平均为13.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d;东翼测试单井绝对无阻产量为(2.6~37.6)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,平均为19.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d。

综合上述分析结果,将平桥南由西向东划分为4个区: I区、II区、III区和IV区。其中,II区对应背斜核部;III区对应东2断层附近裂缝带;I区和IV区对应背斜两翼深部位(图2、表1)。

## 1.3 典型曲线的建立

根据每个评估单元内单井平均产量归一化方法,建立本单元的典型曲线<sup>[15-17]</sup>。各单元的单井产量归一化曲线表明研究区整体呈现靠近裂缝带高产气、背斜核部具有中产气、稳产时间长的特征,两翼深部无稳产期,直接进入递减(图3)。

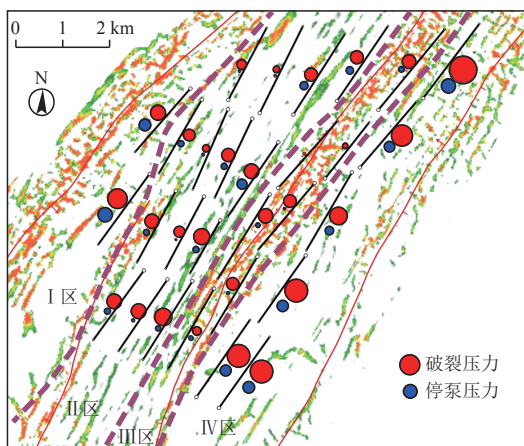


图2 平桥南区块页岩气层曲率与破裂、停泵压力叠合图  
Fig. 2 Diagram of curvature and fracturing and minimum pumping pressure of shale gas layer in Pingqiao South Block

1) I区为背斜西翼,井数4口,初期产量较低,平均产量4.4×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,区块无稳产期,直接进入递减,初始递减率为56.5%;

2) II区为背斜核部,井数14口,初期产量相对稳定,具有23个月稳产期,初产(4.6~6.9)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,平均产量5.4×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,后期进入递减,初始递减率为52.2%;

3) III区为东2断层附近裂缝带,井数7口,初期产量相对较高,具有13个月的稳产期,初产(8.2~10.5)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,平均产量9.8×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,后期进入递减,初始递减率为60.7%;

4) IV区为背斜东翼,井数8口,初期产量中等,平均产量7.3×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,区块无稳产期,直接进入递减,初始递减率为59.5%。

## 2 评估模型的确定

### 2.1 递减类型确定

目前,SEC储量评估大都采用Arps递减法,主要包括指数递减、双曲递减以及调和递减3种类型<sup>[18-21]</sup>。不论选择哪种递减规律确定递减类型,都需要与生产情况相吻合。

表1 平桥南区块不同分区地质、工程特点

Table 1 Geological and engineering characteristics of different zones in Pingqiao South Block

分区	埋深 (m)	平均孔隙度 (%)	平均 TOC (%)	平均破裂压力 (MPa)	平均停泵压力 (MPa)	平均无阻产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)
I区	3 700~4 200	3.59	3.64	84.8	59.9	13.0
II区	2 500~3 700	3.78	3.85	77.1	43.5	30.2
III区	3 000~3 800	3.79	3.70	72.0	38.5	62.8
IV区	3 800~4 200	3.65	3.58	92.6	59.4	19.2

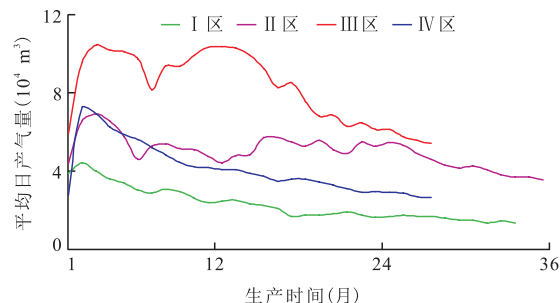


图3 平桥南区块不同评估单元生产井产量归一化曲线  
Fig. 3 Normalized curve of production wells in different assessment units of Pingqiao South Block

页岩气必须采用水平井大规模水力压裂才能实现商业开发,因此,采用针对该类型气井的产能预测较为成熟的双重介质模型来预测平桥南区页岩气压裂水平井的产量。该模型考虑了页岩气的吸附解吸、滑脱效应及应力敏感效应等<sup>[22]</sup>,Laplace空间无限大点源的无因次化数学模型如下:

$$\frac{1}{r_D} \frac{d}{dr_D} \left( r_D^2 \frac{d\Delta\bar{m}_f}{dr_D} \right) - u\Delta\bar{m}_f = 0 \quad (1)$$

$$\Delta\bar{m}_m = \frac{\lambda}{\lambda + s(1-\omega)(1+\beta)} \Delta\bar{m}_f \quad (2)$$

$$\Delta\bar{m}_f(r_D, t_D = 0) = \Delta\bar{m}_m(r_D, t_D = 0) = 0 \quad (3)$$

$$\Delta\bar{m}_f(r_D \rightarrow \infty, t_D) = \Delta\bar{m}_m(r_D \rightarrow \infty, t_D) = 0 \quad (4)$$

$$\lim_{\varepsilon \rightarrow 0} \frac{2\pi k_f T_{sc} L}{\bar{q} T p_{sc}} \left( r_D^2 \frac{\Delta\bar{m}_f}{\partial r_D} \right)_{r_D \rightarrow \varepsilon} = -1 \quad (5)$$

式(1)~(5)中: $r_D$ 表示地层中任意一点距离点源的距离,m; $d$ 表示积分的数学符号; $\Delta\bar{m}_f$ 为裂缝系统无因次拟压力,Pa; $\Delta\bar{m}_m$ 为基质系统无因次拟压力,Pa; $u$ 、 $\lambda$ 、 $\omega$ 、 $\beta$ 为模型推导中间相关变量; $s$ 为Laplace空间参数; $t_D$ 为无因次生产时间; $k_f$ 为天然裂缝的渗透率, $m^2$ ; $T_{sc}$ 为标准状况下的温度,K; $\bar{q}$ 为井点处的流量, $m^3/s$ ; $T$ 为气藏温度,K; $p_{sc}$ 为标准状况下的压力,Pa; $L$ 为参考长度,m。

对上述数学模型求解可得双重介质无限大地层的点源解,在此基础上采用Duhamel原理可求得多条压裂缝生产情况下的井底压力解,在Laplace空间定井底流压生产时的产量可通过定产量生产时井底压力值得到:

$$\bar{q}_D = \frac{1}{s^2 \bar{m}_{wD}} \quad (6)$$

式中: $\bar{q}_D$ 为定井底流压生产时的无因次产量解; $\bar{m}_{wD}$ 为定产量生产时的无因次井底压力解。

利用无因次产量定义可得多段压裂水平井产量解:

$$q = \frac{q_D \pi k_f \gamma h T_{sc} (m_0 - m_w)}{T p_{sc}} \quad (7)$$

式中: $q$ 为气井产量, $m^3/d$ ; $\gamma$ 为气体滑脱系数; $h$ 为气藏厚度,m; $m_0$ 为气藏初始拟压力,Pa; $m_w$ 为气井井底拟压力,Pa。

将平桥南区页岩气藏基本物性参数、等温吸附参数及压裂水平井相关参数代入产能模型,可得理想条件下多段压裂水平井产量变化曲线(图4)。利用Arps递减模型对产量递减阶段进行分析可以看出,平桥南区产量递减符合调和递减特征。

## 2.2 评估模型分析

目前,平桥南区块页岩气排采进入递减期,结合各评估单元典型曲线分析以及理论曲线模型,呈现调和递减的规律,建立本次研究的各单元单井评估模型。由于调和递减后期,递减率趋于平缓,导致评估结果偏乐观,因此,采用2段式递减法,前期调和递减,后期当递减率降低至6%时(依据谨慎原则确定,借鉴国外Haynesville页岩气SEC储量评估),采用指数递减至废弃产量。由图5和表2可以看出:

1) I区初始产量 $4.4 \times 10^4 m^3/d$ ,直接进入调和递减阶段,初始递减率为56.5%,降至6%后变为指数递减;

2) II区初始产量 $5.4 \times 10^4 m^3/d$ ,稳产23个月进入调和递减阶段,初始递减率为52.2%,降至6%

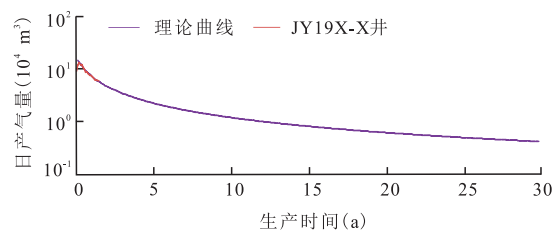


图4 平桥南区产量理论模型与单井生产曲线

Fig. 4 Theoretical production model and single well production curve of Pingqiao South Block

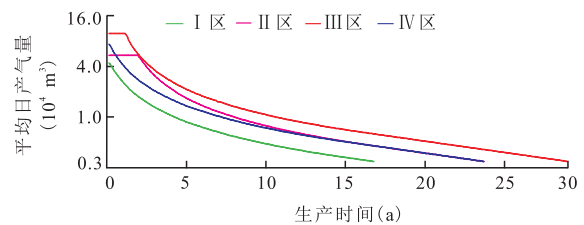


图5 平桥南区块不同评估单元单井评估模型

Fig. 5 Single well estimation models of different assessment units in Pingqiao South Block

表2 平桥南区块不同评估单元单井评估模型参数  
Table 2 Parameters of single well estimation models for different assessing units in Pingqiao South block

分区	初始产量 ( $10^4 m^3/d$ )	稳产期 (月)	第一段递减 (调和递减) 初始递减率(%)	第二段递减 (指数递减) 递减率(%)
I区	4.4	0	56.5	6
II区	5.4	23	52.2	6
III区	9.8	13	60.7	6
IV区	7.3	0	59.5	6

后变为指数递减;

3) III区初始产量 $9.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,稳产13个月后,进入调和递减阶段,初始递减率为60.7%,降至6%后变为指数递减;

4) IV区初始产量 $7.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,直接进入调和递减阶段,初始递减率为59.5%,递减率降至6%后变为指数递减。

### 3 结果分析

页岩气作为非常规气藏,目前主要采取天然能量开采的方式,本次评估采用 $1\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$ 为最低废弃产量来确定最终的技术可采储量,同时,根据区块实际发生的成本、气价和投资等经济参数计算出经济极限产量<sup>[23-24]</sup>,从而确定最终SEC储量。单井产量递减模型结合经济参数,计算单井经济可采储量,再利用单井经济可采储量与井数的乘积得到评估单元的经济可采储量。

单元经济可采储量减去采出量就是当年SEC储量,利用上述方法结合平桥南区实际经济参数,对平桥南页岩气SEC储量进行了自评估,并与外方的评估结果进行了对比。从评估结果来看,自评估结果与Ryder Scott公司评估结果总体差异在6%以内(图6)。

### 4 结论

1) 平桥南区块页岩气藏受地质、开发、工程等参数的控制,在平面上具有明显分区性,由西向东依次可以分为4个区带:I区、II区、III区和IV区,并在每个区带建立了典型曲线。

2) 根据多段压裂水平井无因次压降解公式确定平桥南区水平井理论产量模型,递减规律符合调和递减,结合典型曲线分析,总结出4个区带对应的SEC储量评估模型:①I区直接进入调和递减,初始

递减率56.5%,递减率降至6%后变为指数递减;

②II区初期稳产23个月,后期进入调和递减,初始递减率52.2%,递减率降至6%后变为指数递减;③III区初期稳产13个月,后期进入调和递减,初始递减率60.7%,递减率降至6%后变为指数递减;④IV区直接进入调和递减,初始递减率59.5%,递减率降至6%后变为指数递减。

3) 根据分区评估方法以及经济参数的评估结果,与Ryder Scott公司评估结果总体差异在6%以内,说明平桥南区块页岩气SEC储量在开发中后期进行分区评估具有一定的适应性。

#### 参考文献

- [1] 郭彤楼,蒋恕,张培先,等.四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向[J].石油实验地质,2020,42(5):837-845. GUO Tonglou, JIANG Shu, ZHANG Peixian, et al. Progress and direction of exploration and development of normally-pressured shale gas from the periphery of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 837-845.
- [2] 程涌,陈国栋,尹琼,等.中国页岩气勘探开发现状及北美页岩气的启示[J].昆明冶金高等专科学校学报,2017,33(1):16-24. CHENG Yong, CHEN Guodong, YIN Qiong, et al. Exploration and development status of shale gas in China and enlightenment from North American Prosperous Shale Gas[J]. Journal of Kunming Metallurgy College, 2017, 33(1): 16-24.
- [3] 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 Chengzao. SEC estimation approach for oil & gas reserves [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [4] 王庆帅.可靠技术在南海气田SEC储量评估中的应用[J].石油实验地质,2019,41(6):923-930. WANG Qingshuai. Application of reliable technology in SEC reserve evaluation of south China sea gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(6): 923-930.
- [5] 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. Ten principles for estimating proven reserves following SEC standards[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(2): 19-20.
- [6] 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):293-301. ZHANG Ling, WEI Ping, XIAO Xizhen. Characteristics and their influential factors of SEC reserve evaluation[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 293-301.
- [7] 邹才能,赵群,董大忠,等.页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J].天然气地球科学,2017,28(12):1781-1796. ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [8] 王永祥,李建忠.非常规油气区带未开发储量评估指南[M].

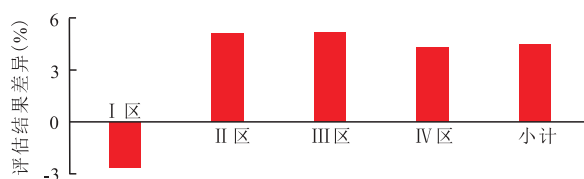


图6 平桥南页岩气自评估与外方评估误差对比  
Fig. 6 Comparison of estimates between self-assessment and external assessment of shale gas in Pingqiao South Block

- 北京:石油工业出版社,2012.
- WANG Yongxiang, LI Jianzhong. Guidelines for the practical evaluation of undeveloped reserves in resource plays[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [9] 李舫,吴娟,杨家静,等.基于不确定性分析的页岩气单井SEC储量动态评估的一种方法——以CN区块Well-1井为例[J].天然气勘探与开发,2018,41(4):38-46.
- LI Fang, WU Juan, YANG Jiajing, et al. Dynamic evaluation methods for single-well shale-gas SEC reserves based on uncertainty analysis: An example from well-1, CN block[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2018, 41(4): 38-46.
- [10] 高玉巧,高和群,何希鹏,等.四川盆地东南部页岩气同位素分馏特征及对产能的指示意义[J].石油实验地质,2019,41(6):865-870.
- GAO Yuqiao, GAO Hequn, HE Xipeng, et al. Methane isotope fractionation characteristics of shale gas and its significance as a productivity indicator[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(6): 865-870.
- [11] 方栋梁,孟志勇.页岩气富集高产主控因素分析——以四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组一段页岩为例[J].石油实验地质,2020,42(1):37-41.
- FANG Dongliang, MENG Zhiyong. Main controlling factors of shale gas enrichment and high yield: A case study of Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 37-41.
- [12] 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.
- [13] 魏源,赵迪斐,焦伟伟,等.渝西地区五峰组—龙马溪组深层页岩储层力学脆性的非均质性特征——以Z-3井为例[J].非常规油气,2021,8(1):67-76.
- WEI Yuan, ZHAO Difei, JIAO Weiwei, et al. Heterogeneity of mechanical brittleness in Wufeng-Longmaxi shale reservoirs in western Chongqing area: using well Z-3 as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(1): 67-76.
- [14] 任世杰,刘大鹏.页岩应力敏感性分析研究[J].非常规油气,2019,6(1):51-54.
- REN Shijie, LIU Dapeng. Study of the shale stress sensitivity experimental[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(1): 51-54.
- [15] 白玉湖,陈桂华,徐兵祥,等.页岩油气产量递减典型曲线预测推荐做法[J].非常规油气,2017,4(3):49-53.
- BAI Yuhu, CHEN Guihua, XU Bingxiang, et al. Recommended method for production decline typical curve prediction of shale oil and gas[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(3): 49-53.
- [16] 沈金才,刘尧文,葛兰,等.四川盆地焦石坝区块页岩气井产量递减典型曲线建立[J].天然气勘探与开发,2016,39(2):36-40.
- SHEN Jincai, LIU Yaowen, GE Lan, et al. Establishment of typical production-decline curves for shale gas wells, Jaoshiba block, Fuling area[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016, 39(2): 36-40.
- [17] 陈劲松,周国文,年静波,等.关于页岩油气典型生产曲线建立的两点思考[J].非常规油气,2020,7(5):67-74.
- CHEN Jinsong, ZHOU Guowen, NIAN Jingbo, et al. Two thoughts on the establishment of typical production curves for shale oil and gas[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(5): 67-74.
- [18] 王颖.苏S区块低渗气藏气井产量递减规律[J].非常规油气,2019,6(3):77-80.
- WANG Ying. Study on the decline rules of gas wells in low permeability gas reservoir in Su S block[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(3): 77-80.
- [19] ARPS J J. Analysis of declines curve[J]. Transactions of the AME, 1945, 160(1): 228-247.
- [20] 陈劲松,年静波,韩洪宝,等.改进Arps递减模型早期产量预测再认识[J].非常规油气,2019,6(1):75-80.
- CHEN Jinsong, NIAN Jingbo, HAN Hongbao, et al. Improve production prediction rationality of the modified Arps decline model in the early shale oil and gas wells[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(1): 75-80.
- [21] 郭建林,贾爱林,贾成业,等.页岩气水平井生产规律[J].天然气工业,2019,39(10):53-58.
- GUO Jianlin, JIA Ailin, JIA Chengye, et al. Production laws of shale-gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 53-58.
- [22] 王伟,樊冬艳,孙海.页岩气藏分段多簇压裂水平井产能模型及影响因素分析[J].科学技术与工程,2015,15(31):36-41.
- WANG Wei, FAN Dongyan, SUN Hai. Productivity model and analysis of influence factors of staged multi-cluster fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(31): 36-41.
- [23] 李冰.SEC标准确定容积法储量计算参数[J].石油实验地质,2014,36(3):381-384.
- LI Bing. Determination of parameters for volumetric method based on SEC rules[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(3): 381-384.
- [24] 黄学斌,魏萍,郭鸣黎,等.SEC储量成本指标计算方法探讨[J].石油实验地质,2014,36(4):506-510.
- HUANG Xuebin, WEI Ping, GUO Mingli, et al. Discussion of cost index calculation method on SEC reserves[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(4): 506-510.

(编辑 余聪)