

引用格式:周亚彤.延川南煤层气田动态特征和SEC动态储量评估方法研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):53-58.

ZHOU Y T. Dynamic characteristics and SEC dynamic reserve assessment of CBM gas field in South Yanchuan[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 53-58.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.04.008

延川南煤层气田动态特征和SEC动态储量评估方法研究

周亚彤^{1,2}

(1.中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京210019;2.中国石化国际石油勘探开发有限公司,北京100029)

摘要:煤层气的SEC储量评估难点是:①煤层气的产量变化有其不同于常规油气的特点;②不同煤阶煤层气的开发规律存在差异。研究表明:深层高阶煤层气与浅层低阶煤层气在评估参数上差异很大。粉河盆地浅层低阶煤层气在评估参数上表现出上产快、峰值产量高和递减大的特点,而延川南深层、高阶煤层气则表现为排水达产时间较长、峰值产量较低和递减小的特点。总结出“三段式”产量预测模式的3种类型和4个亚类。对于I类,采取完整三段式预测,上产时间为28个月,稳产气产量850 m³/d,稳产期一年,递减率25%。对于IIa亚类,产量已超过封顶产量,目前产量稳定,采取两段式预测,稳产期半年,递减率25%;对于IIb亚类,排采时间长,目前产量稳定,虽未达到封顶产量,采取两段式预测,稳产期半年,递减率25%。对于IIIa亚类,产量已超过封顶产量,目前产量在下降,采取一段式预测,递减率25%;对于IIIb亚类,整体上产量在上升,但在评估基准日前产量出现下降,采取一段式预测,递减率25%。利用该方法和评估参数进行的自评结果与外方评估结果误差在±10%,证明该方法和评估参数适用于延川南深层、高阶煤层气SEC储量评估。

关键词:煤层气开发;动态评估;SEC储量;延川南煤层气田;粉河盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Dynamic characteristics and SEC dynamic reserve assessment of CBM gas field in South Yanchuan

ZHOU Yatong^{1,2}

(1.Exploration and Development Research Institute, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China;

2.Sinopec International Petroleum Exploration and Production, Beijing 100029, China)

Abstract: The difficulty of SEC reserve assessment of CBM is: ①the yield change of CBM is different from conventional oil and gas; ②there are differences in the development rules of CBM with different coal ranks. The research shows that deep high-rank and shallow low-rank CBM vary greatly in the evaluation parameters: the shallow low-rank CBM in the Powder River Basin shows the characteristics of quickly entering of high yield period, high peak yield and large production decline, while the high-rank coal seam gas in the deep parts of South Yanchuan are characterized by longer drainage time, low peak yield and low decline. The three types and four sub-classes of the “three-segment” yield forecasting model are summarized. For type I, a complete three-stage forecast is adopted. The yield time is 28 months, the stable production output is 850 m³/d with the cycle for one year, and the decline rate is 25%. For the IIa subcategory whose production has exceeded the capped production and is stable at present, or the IIb sub-class whose discharge time is long and the current production of which is stable, although the production hasn't reached the capped production, two-stage forecast is adopted, the stable production period is half a year, and the decline rate is 25%. For the IIIa subcategory whose production has exceeded the capped production and the production is declining at present, or the IIIb sub-category whose overall production is on the rise but goes down before the base date of assets evaluation, single-stage forecast is adopted, and the decline rate is 25%. The error between the self-assessment result and the external assessment result by using this method and the assessment parameters is ±10%, which proves that this method and the assessment parameters are suitable for the SEC reserve assessment of deep and high-order coalbed methane in south Yanchuan.

Key words: CBM development, dynamic assessment, SEC reserves, Yanchuannan coalbed methane field, Powder River Basin

收稿日期:2020-02-20。

作者简介:周亚彤(1983—),男,硕士,工程师,主要从事油气地质与储量研究工作。通讯地址:北京市朝阳区惠新东街甲6号,邮政编码:100029。E-mail:tyzhou.sipc@sinopec.com

基金项目:中国石化科技部项目“延川南深层煤层气稳产技术研究”(P19019-4)。

在当下油气价格低迷的寒冬期,SEC储量对上市油公司具有重大的意义。从国内文献来看,虽然许多学者都对SEC储量进行了研究^[1-2],但是这些研究主要关注常规油气。对于煤层气的SEC储量研究较少,丁蓉等^[3]研究了SEC准则下煤层气证实储量评估方法,指出SEC准则煤层气储量评估的风险性较大,所以界定原则和方法较常规气藏相比尤为严格;伊伟等^[4]介绍了SEC储量动态评估方法在鄂尔多斯盆地韩城区块煤层气田中的应用。

从国外文献看,众多学者对以美国粉河盆地为代表的煤层气田开发规律和SEC储量进行了研究^[5-7]。但中外不同盆地的煤层在埋深、煤层演化程度、物性等煤层地质条件存在差异。因此,其开发经验和SEC储量评估方法不能简单套用。对于以深层、高阶煤为代表的延川南煤层气田^[8-13],必须从自身开发实践出发,加强深层、高阶煤层气的SEC储量研究。因此,对延川南煤层气田SEC储量评估中产量预测模式、上产时间、稳产产量、稳产时间、递减率等问题进行了探讨。

1 评估难点

1.1 煤层气的产量变化有其不同于常规油气的特点

煤层气井的典型产量模式包括3个阶段:①早期排水阶段:煤层气井以产水为主,随着煤层压力降低至解吸压力,煤层气产量开始上升,水量相应开始下降;②中期稳产阶段:煤层气井产量达到峰值,并稳产;③后期递减阶段:煤层气产量开始递减。正是由于煤层气的这种产量特点,所以,在SEC储量评价估时,需要对排水阶段的时间长短、稳产产量、递减率等开展研究,同时这些问题也是煤层气储量评估的难点问题。

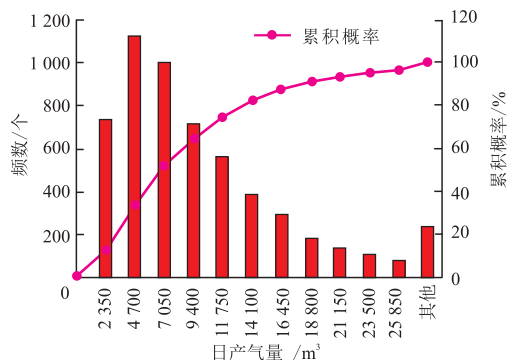


图1 粉河盆地煤层气井峰值产气量与递减率概率累积曲线

Fig. 1 Probability accumulation curve of peak gas production yield and decreasing rate of coal seam gas wells in Powder River Basin

1.2 不同煤阶煤层气的开发规律的差异

美国是全球煤层气开发最早,也是目前最成功的国家。产地主要位于粉河、圣胡安和黑勇士3个盆地^[14]。高峰时,年产气量达到 $5.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。美国粉河盆地低阶煤层气的成功商业性开发,带动了世界范围内对于低阶煤层气的研究。

1.2.1 美国粉河盆地低阶煤层气产量变化规律

从SWINDELL等学者对粉河盆地6 600口煤层气井的研究来看^[15],粉河盆地煤层气井排水阶段一般持续14个月,从而达到产量峰值。峰值产气量平均值约 $9\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$,峰值产气量中位值约 $6\ 600 \text{ m}^3/\text{d}$,递减率平均值和中位值都为45%(图1)。

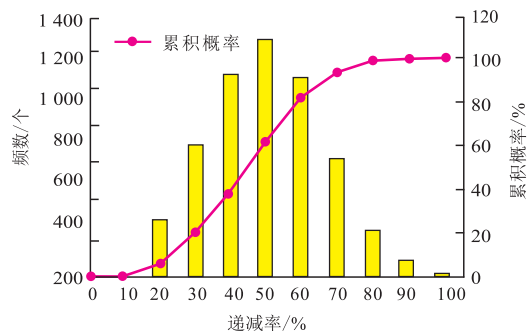
1.2.2 延川南区块煤层气与粉河盆地煤层气地质条件对比

对比煤层地质条件可以看出(表1),与以浅层、低阶为代表的粉河盆地煤层气相比,延川南区块煤层气具有明显的差异性,表现为:①煤岩演化程度高,镜质体反射率为1.6%~3.2%,是高阶煤;②含气性好,含气量为 $5.5 \sim 20.5 \text{ m}^3/\text{t}$;③埋藏深,煤层埋深达 $800 \sim 1\ 500 \text{ m}$;④煤层渗透率低,仅 $(0.3 \sim 0.4) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

受自身地质条件的影响,延川南区块煤层气由于埋藏深、渗透率低,煤层气排水泄压半径有限,造

表1 延川南区块与粉河盆地煤层地质条件对比
Table 1 Comparison of geological conditions in coal seams of Yanchuan South Block and Powder River Basin

盆地	煤层埋深/ m	煤层 厚度/m	镜质体 反射率/%	含气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	煤层渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
延川南	800 ~ 1 500	4.2 ~ 5.9	1.6 ~ 3.2	5.5 ~ 20.5	0.3 ~ 0.4
粉河盆地	90 ~ 500	12 ~ 120	0.3 ~ 0.4	0.5 ~ 3.4	30 ~ 550



成产量上升周期延长。但压降空间大,随着后期解吸效率的上升,加上精细的排采,可以实现较好的产气效果。

因此,对于延川南区块深层、高阶煤层气的SEC储量评估,不能简单套用国外低阶煤层气的评估方法,必须从自身实际生产数据出发,在评估单元、递减模型、评估参数等方面进行探索研究。

2 方法研究

2.1 评估单元划分

为了提高评估结果的准确性,评估单元需要划分得尽量细致。对非常规煤层气来说,其储量评估的风险比较大。对于延川南煤层气田,由于生产时间较短,各煤层气井的递减规律不一。为了降低评估的风险,在评估中采用单井评估,即一口井为一个评估单元。

2.2 产量预测

利用动态法评估已开发证实储量时,一般利用产量数据采用递减法进行预测。对于煤层气井,需经历一段时间排液,按照“缓慢、连续、长期”的排液工作制度,才能获得较好的开发效果。鉴于延川南煤层气这种产量特点,提出了“三段式”产量预测模式,即:上

产段(A-B)、稳产段(B-C)和递减段(C-D),从评估基准日开始往后,经济极限产量以上,A到D段所包围的范围,即该井的SEC储量(图2)。

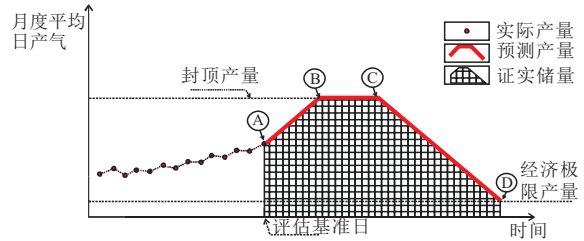


图2 产量预测概念模型

Fig. 2 Conceptual model of production forecasting

2.2.1 “三段式”产量预测模式

在分析680口生产井动态曲线的基础上,归纳出“三段式”产量预测模式的3种类型:I类(完整三段式)、II类(两段式,即稳产段与递减段)和III类(一段式,即递减段)(图3)。

I类(A-D,完整三段式):排采见气后,在2 a内的产量低于封顶产量,目前产量在上升,给三段式预测,即上产段、稳产段和递减段(图4)。在680口井中,I类包括179口井,占总井数的27%。

II类(B-D,两段式,即稳产段与递减段),在680口井中,II类包括272口井,占总井数的40%。II类井包括2种亚类(图5)。

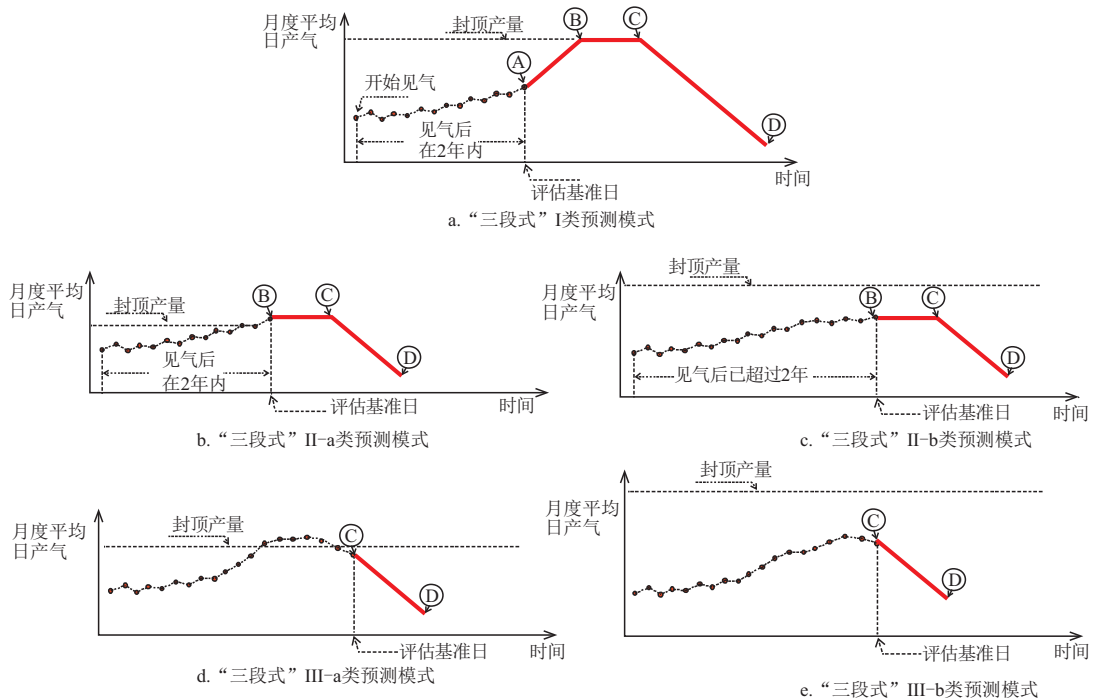


图3 “三段式”产量预测模式

Fig. 3 Conceptual model of "three-stage" forecasting model

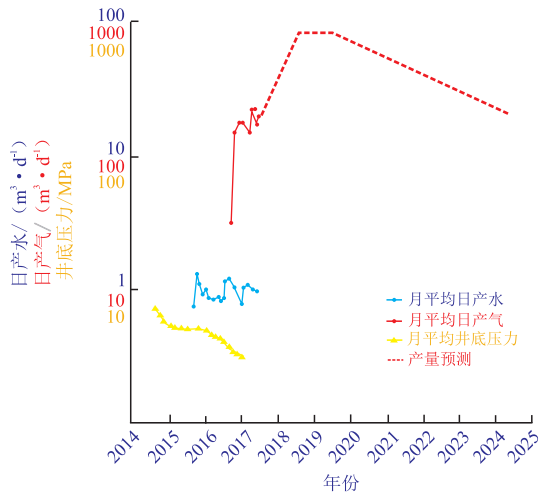


图4 “三段式”I类预测模式评估实例

Fig. 4 Evaluation instances of type I of “three-stage” forecasting model

II-a亚类:排采见气后,产量已超过封顶产量,并且目前产量稳定,给两段式预测,即稳产段和递减

段。在680口井中,IIa亚类包括234口井,占总井数的34%。

II-b亚类:排采见气后,产量虽未达到封顶产量,但排采期已超过2 a,并且目前产量稳定,给两段式预测,即稳产段和递减段。在680口井中,II-a亚类包括38口井,占总井数的6%。

III类(C-D,一段式,即递减段):在680口井中,III类包括229口井,占总井数的34%。III类井包括2种亚类(图6)。

III-a亚类:前期产量已达封顶产量,并且现已出现递减趋势的井,则直接给递减段。在680口井中,III类包括125口井,占总井数的18%。

III-b亚类:前期产量还未达封顶产量,产量整体呈现上升趋势,但在评估基准日前产量出现下降,则直接给递减段。在680口井中,III类包括104口井,占总井数的16%。

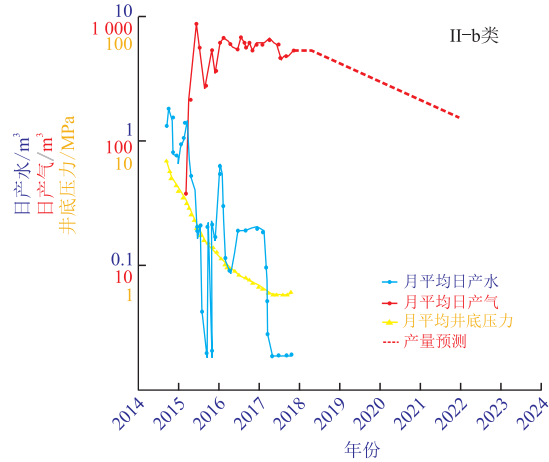
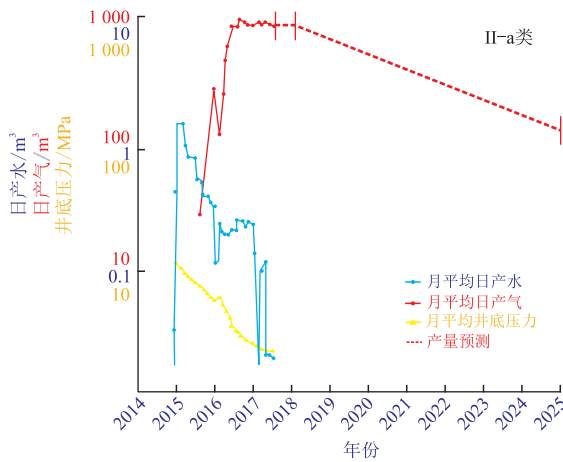


图5 “三段式”II类预测模式评估实例

Fig. 5 Evaluation instances of type II of “three-stage” forecasting model

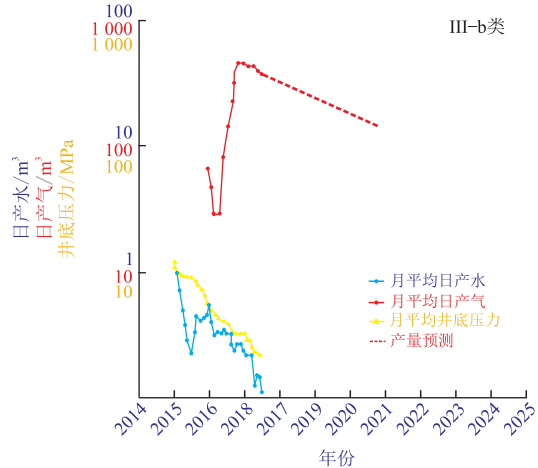
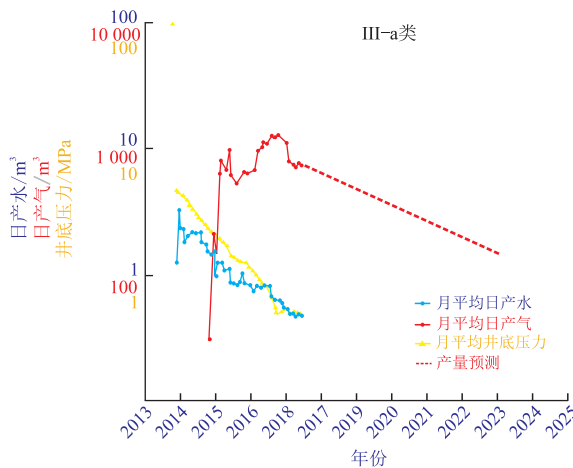


图6 “三段式”III类预测模式评估实例

Fig. 6 Evaluation instances of type III of “three-stage” forecasting model

2.2.2 上产段的持续时间的确定

通过对延川南产气井归一化曲线分析,可以看出2012—2013年投产煤层气井经过约28~30个月的排采后,进入稳产阶段。在评估时,上产段的排采时间一般不超过2 a(图7)。

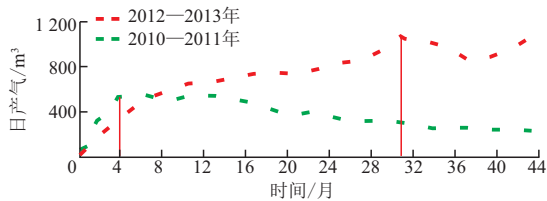


图7 延川南区块2010—2013年投产井产量归一化曲线
Fig. 7 Normalization curve of production wells from 2010 to 2013 in South Yanchuan block

2.2.3 封顶产量和稳产时间的确定

封顶产量的确定,是与煤层气井实际的生产动态密切相关的,随着生产动态的变化,取值也发生变化。评估初期,依据2010—2011年投产井的归一化曲线,可以看出稳产产量低,约566 m³/d,稳产期短,约10个月。这主要是由于这期间投产井排采快,导致上产快,约4个月上产时间,但解吸半径有限,所以稳产产量低,稳产期短。随着2012—2013年投产的Y3、Y5井组等产建井优化排采制度、放缓排采速度、延长排采周期,实现面积降压,煤层气井产气效果好,稳产产量平均达850 m³/d,稳产期达到1 a,封顶日产气量由之前的566 m³/d提高至850 m³/d。

2.2.4 递减阶段递减率的取值

煤层气井的递减规律比较复杂,在延川南煤层气田整体未表现典型递减规律的情况下,基于SEC储量评估中的保守原则,按照早期排采井的递减率取值。以Y-23井为例,按指数递减拟合,年度递减为25%(图8)。

2.2.5 延川南区块与粉河盆地煤层气动态特征对比

通过对比延川南区块和粉河盆地煤层气动态特征可以看出,由于在煤层埋深、演化程度、渗透率等

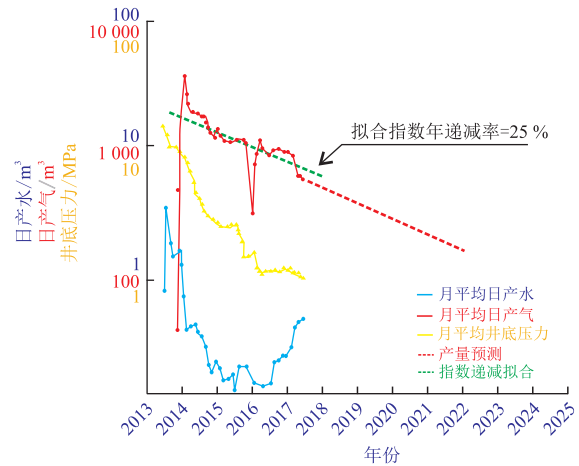


图8 递减率拟合曲线
Fig. 8 Fit curve of decreasing rate

地质条件的差异,导致动态特征差异很大。粉河盆地的动态特征表现出上产快、峰值产量高和递减大的特点,而延川南则表现为排水达产时间长、峰值产量低和递减小的特点(图9、表2)。

3 应用效果

延川南煤层气田从2015年开始上市储量评估,采取自评估与外方评估并行的方式。利用上述方法,对延川南煤层气SEC储量进行了自评估,并与外方的评估结果进行了对比。从对680口煤层气井的

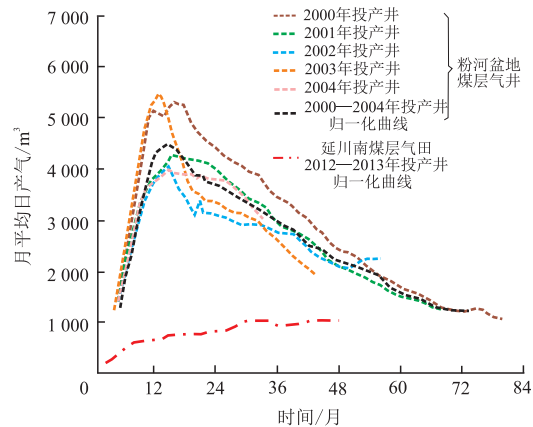


图9 粉河盆地与延川南煤层气田归一化产气量曲线对比
Fig. 9 Normalized average production profiles for CBM of Powder River and South Yanchuan

表2 延川南区块与粉河盆地煤层气动态特征对比

Table 2 Comparison of the dynamic characteristics of yanchuan South Block and Powder River Basin CBM

盆地	地质参数			评估参数			
	煤层埋深/m	镜质体反射率/%	煤层渗透率/10 ⁻³ μm ²	评估井数/口	排水达产时间/月	峰值产量/(m ³ ·d ⁻¹)	后期递减率/%
延川南	800~1 500	1.6~3.2	0.3~0.4	680	28	800~1 000	25
粉河盆地	90~500	0.3~0.4	30~550	6 600	14	4 000~5 600	45

单井SEC储量来看,自评估结果与RyderScott公司评估结果总体误差率在 $\pm 10\%$ (图10)。

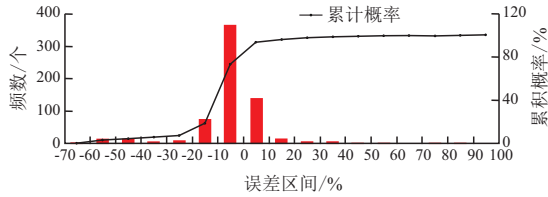


图10 延川南煤层气自评估与外方评估结果误差区间分布
Fig. 10 Distribution of error interval between self-assessment of coal seam gas in Yanchuan and external evaluation results

4 结论

1) 深层高阶煤层气与浅层低阶煤层气在动态特征上差异很大。粉河盆地浅层低阶煤层气表现出上产快、峰值产量高和递减大的特点,而延川南深层、高阶煤层气则表现为排水达产时间较长、峰值产量较低和递减小的特点。

2) 总结出“三段式”产量预测模式的3种类型和4个亚类。对于I类,采取完整三段式预测,上产时间为28个月,稳产气产量 $850\text{ m}^3/\text{d}$,稳产期一年,递减率25%。对于II-a亚类,产量已超过封顶产量,目前产量稳定,采取两段式预测,稳产期半年,递减率25%。对于II-b亚类,排采时间长,目前产量稳定,虽未达到封顶产量,采取两段式预测,稳产期半年,递减率25%。对于III-a亚类,产量已超过封顶产量,目前产量在下降,采取一段式预测,递减率25%。对于III-b亚类,整体上产量在上升,但在评估基准日前产量出现下降,采取一段式预测,递减率25%。利用该方法和评估参数进行的自评估结果与外方评估结果误差在 $\pm 10\%$,证明该方法和评估参数适用于延川南深层、高阶煤层气SEC储量评估。

参考文献

[1] 周焱斌,王晖,张运来,等.上市储量评估中指数递减法合理递减率的选取[J].特种油气藏,2018,25(6):120-125.
ZHOU Y B, WANG H, ZHANG Y L, et al. Reasonable decline rate determination of exponential decline in listed reserve assessment[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 120-125.

[2] 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 Q S. Application of reliable technology in SEC reserve evaluation of South China Sea Gas Field[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2019, 41(6): 923-930.

[3] 丁蓉,曹毅民,董海超,等. SEC准则下煤层气证实储量评估方法[J].天然气工业,2018,38(1):57-61.
DING R, CAO Y M, DONG H C, et al. Assessment method of proven reserves of CBM under SEC guidelines[J]. Natural Gas

Industry, 2018, 38(1): 57-61.

- [4] 伊伟,熊先钺,曹毅民,等. SEC储量动态评估方法在煤层气田中的应用——以鄂尔多斯盆地韩城区块为例[J].煤田地质与勘探,2019,47(3):105-116.
YI W, XIONG X Y, CAO Y M, et al. Application of dynamic reserves evaluation method in coalbed methane field: A case from Hancheng block in Ordos basin[J]. Coal geology and exploration, 2019, 47(3): 105-116.
- [5] HAN G Q, LING K G, ZHANG H. Smart de-watering and production system through real-time water level surveillance for Coal-Bed Methane wells[C]// paper SPE-173408-MS presented at the SPE Digital Energy Conference and Exhibition, 3-5 March 2016, The Woodlands, Texas, USA.
- [6] WEI M Q, WEN M, DUAN Y G, et al. Production decline type curves analysis of a finite conductivity fractured well in coalbed methane reservoirs[J]. Open Physics, 2017, 15(1): 143-153.
- [7] STOPA J, MIKOŁAJCZAK E. Empirical modeling of two-phase CBM production using analogy to nature[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171: 1487-1495.
- [8] 王镜惠,王美冬,田锋,等.高煤阶煤层气储层产气能力定量评价[J].油气地质与采收率,2019,26(4):105-110.
WANG J H, WANG M D, TIAN F, et al. Quantitative evaluation of production capacity of high rank coalbed methane reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 105-110.
- [9] 周圣昊.煤层气多级压降排采工艺[J].非常规油气,2019,6(6):63-67.
ZHOU S H. Process of drainage and gas extraction from multi-stage pressure drop of CBM well[J]. Unconventional Oil and Gas, 2019, 6(6): 63-67.
- [10] 原俊红,付玉通,宋昱.深部煤层气储层测井解释技术及应用[J].油气地质与采收率,2018,25(5):24-31.
YUAN J H, FU Y T, SONG Y. Logging interpretation technology and its application to deep coalbed methane reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 24-31.
- [11] 陈贞龙.解吸阶段划分对延川南煤层气田开发的指示意义[J].油气藏评价与开发,2017,7(5):80-84.
CHEN Z L. The significance of desorption phase division on the development of coalbed methane fields in southern Yanchuan County[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(5): 80-84.
- [12] 刘羽欣.柿庄北区块煤层气井排采制度研究[J].特种油气藏,2019,26(5):118-123.
LIU Y X. Drainage gas recovery system of CBM well in the north Shizhuang block[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 118-123.
- [13] 付玉通,马健强,李永臣,等.延川南区块深层煤层气井产能主控因素[J].煤田地质与勘探,2017,45(5):48-53.
FU Y T, MA J Q, LI Y C, et al. Research on key factors of CBM well productivity in deep strata in block of south Yanchuan[J]. Coal geology and exploration, 2017, 45(5): 48-53.
- [14] 王涛,邓泽,胡海燕,等.国内外低阶煤层气储层特征对比研究[J].煤炭科学技术,2019,47(9):41-50.
WANG T, DENG Z, HU H Y, et al. Study on characteristics comparison of low rank coal coalbed methane reservoirs at home and abroad[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 41-50.
- [15] SWINDELL G S. Powder River Basin coalbed methane wells-reserves and rates[C]// paper SPE-107308-MS presented at the Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, 16-18 April 2007, Denver, Colorado, USA.

(编辑 常燕)