

引用格式:张文,黄红星,刘莹,等.鄂尔多斯盆地保德区块煤层气井可采储量与产气特征研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(2):257-265.

ZHANG Wen, HUANG Hongxing, LIU Ying, et al. Research on recoverable reserves and gas production characteristics of coalbed methane wells in Baode block of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(2): 257-265.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.02.010

## 鄂尔多斯盆地保德区块煤层气井可采储量与产气特征研究

张文<sup>1</sup>,黄红星<sup>1,2</sup>,刘莹<sup>1,2</sup>,冯延青<sup>1,2</sup>,孙伟<sup>1,2</sup>,李子玲<sup>1</sup>,王婧<sup>1</sup>,赵增平<sup>1,2</sup>

(1.中石油煤层气有限责任公司,北京 100028;2.中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司,北京 100095)

**摘要:**为明确鄂尔多斯盆地保德区块中低煤阶煤层气井及不同区域的产气特征,指导开发技术政策的制定,采用Arps递减分析法、产量累积法和流动物质平衡法,结合区块实际生产数据,建立了适用于不同开发阶段的煤层气可采储量计算方法。通过综合应用数据统计和生产动态分析等方法,系统研究了该区块3个开发单元(开发一单元至三单元)的可采储量与产气特征,并对比地质与开发参数,明确了地质条件差异对产气特征的影响。研究结果表明:保德区块由北向南(开发一单元至三单元),稳产期日产气量由3 314 m<sup>3</sup>降至864 m<sup>3</sup>,采气速度由3.82%降至0.99%,可采储量由1 391×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>降至399×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,采收率由48.50%降至16.99%;同时,见气时间由99 d延长至228 d,稳产时间由981 d增加至1 553 d。相关性分析显示:稳产期日产气量与临储比、临界解吸压力及8+9号煤厚度显著相关,而可采储量则与8+9号煤厚度、4+5号煤含气量具有较高的相关性。地质参数对比表明,开发一单元的主力煤层厚度、含气量及临储比均优于开发二单元和三单元,且保存条件更为优越。研究认为,保德区块产气特征的南北差异主要受地质条件影响:北部开发一单元资源条件优越,煤层厚、含气量高、临储比大,因此,稳产气量高、采气速度高;南部开发三单元资源条件较差,稳产气量低,但稳产期较长。研究结果可为保德中低煤阶煤层气田的高效开发及不同单元排采制度的优化提供科学依据。

**关键词:**保德区块;中低煤阶;煤层气;可采储量;产气特征

中图分类号:TE328

文献标识码:A

### Research on recoverable reserves and gas production characteristics of coalbed methane wells in Baode block of Ordos Basin

ZHANG Wen<sup>1</sup>, HUANG Hongxing<sup>1,2</sup>, LIU Ying<sup>1,2</sup>, FENG Yanqing<sup>1,2</sup>, SUN Wei<sup>1,2</sup>, LI Ziling<sup>1</sup>, WANG Jing<sup>1</sup>, ZHAO Zengping<sup>1,2</sup>

(1. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China;

2. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China)

**Abstract:** In order to clarify the gas production characteristics of medium and low rank coalbed methane wells in different regions of the Baode block of the Ordos Basin, and to guide strategy development, methods such as the Arps decline analysis, production accumulation method, and flowing material balance method were applied in conjunction with actual production data from the block to establish a calculation method for recoverable coalbed methane reserves applicable to different stages of development. Through the comprehensive application of data statistics, production dynamic analysis, and other methods, the recoverable reserves and gas production characteristics of three development units (Development Unit 1 to Unit 3) in the block were systematically studied. By comparing geological and development parameters, the influence of geological condition differences on gas production characteristics was clarified. The results showed that from north to south (Development Unit 1 to Unit 3) in the Baode block, the daily gas production during the stable production period decreased from 3 314 m<sup>3</sup> to 864 m<sup>3</sup>, the gas recovery rate declined from 3.82% to 0.99%, the recoverable reserves reduced from 1 391×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> to 399×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, and the recovery factor dropped from 48.50% to 16.99%. Meanwhile, the gas breakthrough time extended from 99 days to 228 days, and the stable production duration increased from 981 days to 1 553 days. Correlation analysis showed that daily gas production during the stable

收稿日期:2024-01-10。

第一作者简介:张文(1989—),男,本科,工程师,从事煤层气开发、煤层气藏动态分析、煤层气井动态监测研究。地址:山西省太原市小店区龙城大街龙城壹号A座,邮政编码:030000。E-mail:zw1229@petrochina.com.cn

通信作者简介:黄红星(1980—),男,硕士,高级工程师,主要从事煤层气开发等相关研究工作。地址:北京市朝阳区太阳宫南街13号楼,邮政编码:100028。E-mail:huanghx3210@petrochina.com.cn

基金项目:中国石油前瞻性基础性技术攻关科技项目“煤层气勘探开发技术研究”(2021DJ23);中石油煤层气有限责任公司“研发一代”科技项目“鄂尔多斯煤层气田气藏精细描述及二次开发技术研究与应用”(2022-KJ-18)。

production period was significantly correlated with the temporary storage ratio, critical desorption pressure, and the thickness of the 8+9 coal seam, while recoverable reserves were highly correlated with the thickness of the 8+9 coal seam and the gas content of the 4+5 coal seam. A comparison of geological parameters indicated that the main coal seam thickness, gas content, and temporary storage ratio in Development Unit 1 were superior to those in Development Unit 2 and Unit 3, and the preservation conditions were also better. The study concludes that the north-south differences in gas production characteristics of the Baode block are primarily influenced by geological conditions. The northern Development Unit 1 has superior resource conditions, with thicker coal seams, higher gas content, and a larger temporary storage ratio, resulting in higher stable gas production and higher recovery rates. The southern Development Unit 3 has poorer resource conditions, leading to lower stable gas production but longer stable production periods. The findings provide a scientific basis for the efficient development of medium and low rank coalbed methane fields and the optimization of different unit drainage systems in the Baode block.

**Keywords:** Baode block; medium and low coal rank; coalbed methane; recoverable reserves; gas production characteristics

与国外成功开发的煤层气田以低煤阶为主不同,中国煤层气商业开发从沁水盆地高煤阶开始<sup>[1-3]</sup>,直到保德区块的成功开发,建成中国首个规模开发的中低煤阶煤层气田<sup>[4-5]</sup>。由于煤阶、含气量与高煤阶煤层气区块有明显差异,生产特征也不相同,与国外成功开发的低煤阶煤层气田虽然在煤阶方面相差不大,但是渗透率差异大,所以生产特征与国外煤层气也不相同。目前,中国对于高煤阶煤层气井生产特征研究较多<sup>[6-8]</sup>,对高煤阶煤层气开发生产规律也取得了一定的认识<sup>[9-12]</sup>。而对于保德区块煤层气生产方面的研究,主要集中在煤层气井产能的主控因素、稳产能力和压降特征等方面<sup>[5,13-16]</sup>,只有张雷等<sup>[17]</sup>在对保德区块地质储量复算的过程中,采用类比法研究了该区块煤层气的稳产期、递减期和采收率,但类比的是沁水盆地高煤阶煤层气区块。通过研究保德区块中低煤阶煤层气井产气特征,为区块的产量预测、开发调整方案编制和技术政策制定提供指导。利用保德区块生产动态数据,建立了煤层气可采储量计算方法,并采用数据统计、动态分析等方法,针对保德区块不同开发单元展开研究,形成了对保德区块中低煤阶煤层气产气特征的认识。

## 1 区块概况

### 1.1 地质概况

保德区块位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带北段,构造形态总体简单,呈西倾单斜,断层和褶皱不发育,地层倾角介于 $1^{\circ}\sim 10^{\circ}$ 。主力煤层为二叠系山西组4+5号煤层和太原组8+9号煤层,4+5号煤层厚度介于3~12 m,8+9号煤层厚度介于3~18 m,煤层埋深介于300~1 200 m,煤层含气量介于 $0\sim 12.0\text{ m}^3/\text{t}$ ,煤岩镜质组反射率介于 $0.7\%\sim 1.2\%$ ,属于气煤-肥煤,是典型的中低煤阶煤层气田。

### 1.2 勘探开发概况

2011年,区块提交地质储量 $183.63\times 10^8\text{ m}^3$ ,2012年

开始在有利区开展规模建产<sup>[18]</sup>,2015年底产气量突破 $150\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,2016年达到年产气量 $5\times 10^8\text{ m}^3$ 以上的规模,2018年基于区块的生产效果对地质储量进行复算,结果为 $213.49\times 10^8\text{ m}^3$ ,叠合资源丰度 $2.34\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 。2020年随着老井递减井数的增加,区块开始出现递减。

### 1.3 开发单元划分

保德区块北部产能建设区根据构造、煤层埋深、厚度、水文地质条件等情况划分为3个开发单元(图1),自北向南分别为开发一单元、二单元和三单元。

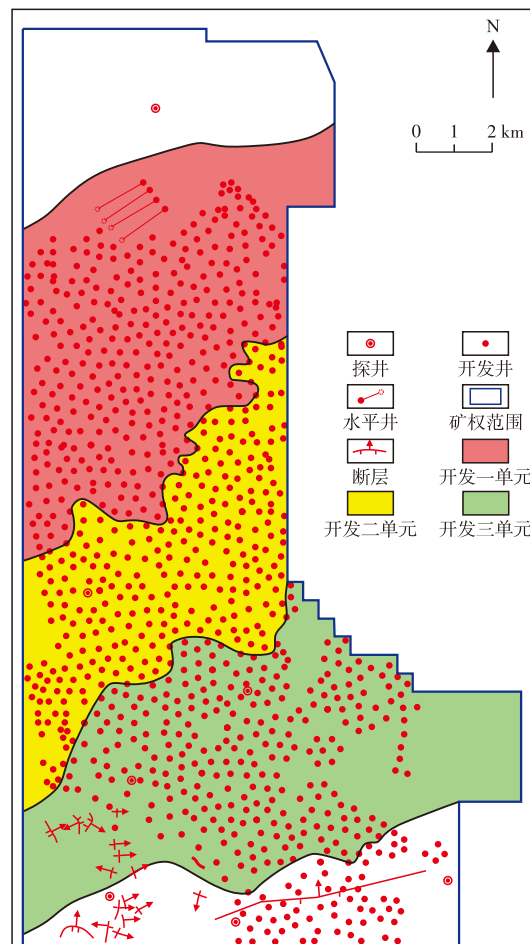


图1 鄂尔多斯盆地保德区块开发单元分布

Fig. 1 Distribution of development units in Baode block, Ordos

## 2 生产动态分析方法

煤层气井生产过程包括排水降压阶段、产气上升阶段、稳产阶段和产量递减阶段。基于单井全生命周期生产数据的统计即可得到排水时间、达产时间、稳产产量、稳产时间、递减率、生产年限和累积产量等参数,并计算出单井采收率,可以准确地认识单井的产气规律。由于煤层气井生产时间很长,中国很少有自然状态生产至完全废弃的煤层气井。因此,除了采用数据统计的方法外,还需要形成动态分析与预测方法,对不同阶段的煤层气井进行预测,得到可采储量、采收率等参数,明确产气特征和规律。

### 2.1 可采储量计算方法

保德区块北部3个开发单元的煤层气井生产时间10 a左右,目前处于稳产阶段或递减阶段。通过计算可采储量,预测采收率,为分析保德区块产气规律提供依据。

对于煤层气可采储量的计算方法,不少学者进行了相关研究,提出了类比法、数值模拟法和等温吸附法等<sup>[19-21]</sup>。曹毅民等<sup>[22]</sup>通过煤层气可采储量标定工作提出了产量递减法、类比法和概率统计法。这些方法中,产量递减法适用于递减阶段,其他方法均未考虑生产阶段。为此,提出产量累积法、流动物质平衡法,与Arps递减分析法共同应用于煤层气可采储量的计算。

#### 2.1.1 Arps 递减分析法

Arps 递减分析法是当煤层气井进入递减阶段时,根据产量与时间的关系建立递减曲线方程来预测递减阶段累积产量,加上递减前的累积产量即为可采储量。递减期日产量、递减阶段累积产量和可采储量方程如下:

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i b t)^{\frac{1}{b}}} \quad (1)$$

$$G_{PD} = \int_0^t q dt \quad (2)$$

$$G = G_1 + G_{PD} \quad (3)$$

式中: $q$ 为产气量,单位 $m^3/d$ ;  $q_i$ 为初始递减产气量,单位 $m^3/d$ ;  $D_i$ 为初始递减率,%;  $b$ 表示递减指数;  $t$ 为时间,单位 $d$ ;  $G_{PD}$ 为递减阶段累积产气量,单位 $m^3$ ;  $G$ 为可采储量,单位 $m^3$ ;  $G_1$ 为递减开始前的实际累积产气量,单位 $m^3$ 。

利用实际生产数据表,确定递减初期产量,根据递减初期产量和后一天的产量,确定初始递减率,对递减段进

行拟合分析,对比不同递减指数的拟合效果,确定递减指数和递减类型(分为指数递减、双曲递减和调和递减3种基本类型),根据所确定的参数,按照上述方程求出任意时刻的递减产量、递减期累积产气量和可采储量。该方法已经在成熟的商业软件中得到广泛应用,也可以利用相关软件进行分析,得到单井可采储量。

#### 2.1.2 产量累积法

产量累积法本质上也是一种递减分析法,其基本原理是当煤层气井进入递减阶段后,累积产量的增加量随时间延长将逐渐减小(图2),最后将趋于一个极限值,该极限值可近似认为是气井的可采储量。累积产量与时间的关系可用数学式表示为:

$$G_p = a - \frac{b}{t} \quad (4)$$

式中: $G_p$ 为累积产气量,单位 $m^3$ ;  $a$ 为常数,单位 $m^3$ ;  $b$ 为系数,单位 $m^3 \cdot d$ 。

将方程式(4)进行变换之后,可以得到:

$$G_p \cdot t = a \cdot t - b \quad (5)$$

利用生产数据,建立 $G_p \cdot t$ 与 $t$ 的关系,通过拟合直线段得到 $a$ ,数值即为该井的可采储量。

该方法不需要压力数据,计算简便,受生产连续性和产量波动的影响小,是一种较为实用的方法,且越是生产后期,计算结果的可靠度也越高。

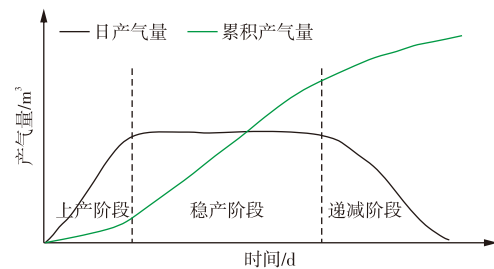


图2 煤层气井日产气量与累积产气量曲线示意图

Fig. 2 Daily gas production and cumulative gas production curves for coalbed methane wells

#### 2.1.3 流动物质平衡法

胡秋嘉等<sup>[23]</sup>通过研究建立了煤层气井稳产时间的预测方法,并明确了稳产阶段压降损失与稳产时间、稳产产量的关系。据渗流力学基本原理,经较长时间稳定生产的气井,井底流压变化波及边界时,也标志着气体流动进入拟稳定流状态,此时储层中各点压降速率为一个常数。由此,在同一坐标系中,拟稳定流状态下地层内任意一点的地层压力 $p$ 与累积产量 $G_p$ 曲线和井底流压 $p_{wf}$ 与累积产量 $G_p$ 曲线应该平行<sup>[24]</sup>(图3)。流动物质平衡法即根据气井定产量生产时的累积产量与视地层压力呈线性关系,

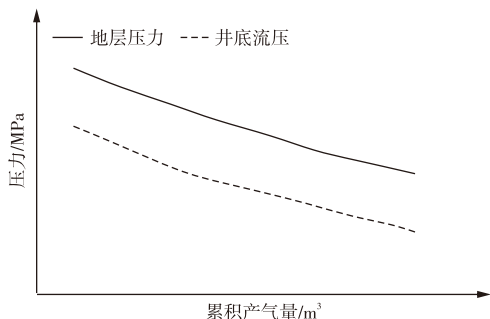


图3 气井压力与累积产气量关系曲线(拟稳态流状态时)

Fig. 3 Relationship curves between gas well pressure and cumulative gas production (in pseudo-steady state)

给定废弃压力,即可根据拟合关系式计算得到可采储量。其中,不同压力对应偏差系数 $Z$ 根据煤层气相对密度和储层温度,应用Dranchuk-Abou-Kassem方法计算得到。SHI等<sup>[25]</sup>根据煤层气的生产特点提出了改进的偏差系数 $Z^*$ 计算方法,使得在煤层气中应用的流物质平衡曲线线性关系更好。在不考虑基质收缩效应和溶解气的影响后, $Z^*$ 将简化为公式(6)。该方法适用于稳产阶段煤层气井的可采储量预测。

$$Z^* = \left[ \frac{p_{sc} T V_L}{\varphi_i T_{sc} (p_L + p_{wf})} + \frac{1 - S_{wi} - (C_p + C_w S_{wi})(p_i - p_{wf}) + W_p B_w I (A h \varphi_i)}{Z} \right]^{-1} \quad (6)$$

式中: $Z^*$ 为拟偏差系数; $p_{sc}$ 为标准状况下的大气压力,单位MPa; $T$ 为储层温度,单位K; $V_L$ 为兰氏体积,单位 $m^3/t$ ; $\varphi_i$ 为储层原始孔隙度,%; $T_{sc}$ 为标准状况下的温度,单位K; $p_L$ 为兰氏压力,单位MPa; $p_{wf}$ 为井底流压,单位MPa; $S_{wi}$ 为原始含水饱和度,%; $C_p$ 为孔隙压缩系数,单位 $MPa^{-1}$ ; $C_w$ 为水的压缩系数,单位 $MPa^{-1}$ ; $p_i$ 为原始储层压力,单位MPa; $W_p$ 为累积产水量,单位 $m^3$ ; $B_w$ 为水的体积系数,单位 $m^3/m^3$ ; $A$ 为井控面积,单位 $m^2$ ; $h$ 为储层厚度,单位m; $Z$ 为偏差系数。

## 2.2 采收率预测方法

煤层气采收率的预测方法主要包括类比法、数值模拟法、等温吸附法、产量递减法和物质平衡法等<sup>[26-27]</sup>。根据采收率的定义,直接利用计算得到的可采储量和地质储量结果,即可求得采收率,关系式如下:

$$\eta = \frac{G}{G_i} \quad (7)$$

式中: $\eta$ 为采收率,%; $G$ 为可采储量,单位 $m^3$ ; $G_i$ 为地质储量,单位 $m^3$ 。

## 2.3 方法应用

### 2.3.1 单井可采储量计算

#### 1) 递减井计算实例

以保德区块北部B1X3井为例计算单井可采储量和采收率。根据该井的生产曲线可以看出(图4),该井处于递减阶段,可以采用Arps递减分析法和产量累积法计算可采储量。

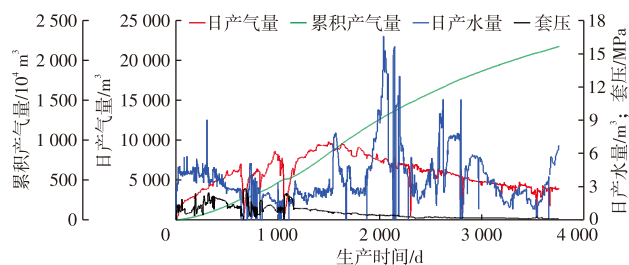


图4 鄂尔多斯盆地保德区块B1X3井生产曲线

Fig. 4 Production curves of B1X3 well in Baode block, Ordos Basin

利用GPA软件对该井进行递减分析(图5),得到该井可采储量为 $2727 \times 10^4 m^3$ 。

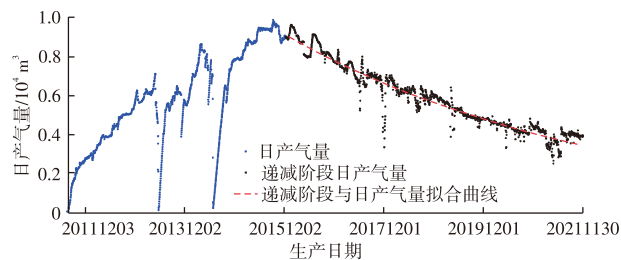
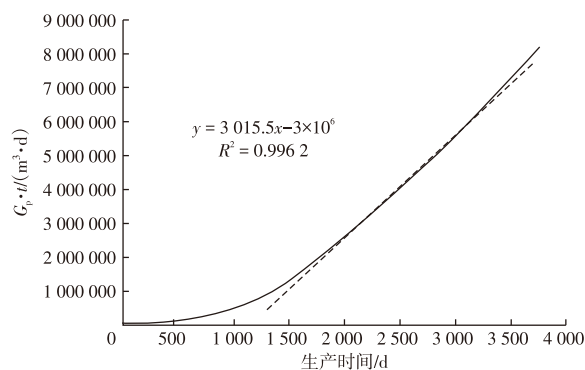


图5 鄂尔多斯盆地保德区块B1X3井递减分析曲线

Fig. 5 Decline analysis curves of B1X3 well in Baode block, Ordos Basin

利用该井的生产数据,采用产量累积法首先计算得到每天的累积产气量与生产时间的乘积,然后做出时间与该乘积的关系曲线,采用直线拟合进入递减之后的生产数据,得到拟合相关式,其斜率值即为可采储量数值,得到该井可采储量为 $3015.5 \times 10^4 m^3$ (图6)。



注: $G_p \cdot t$ 为累积产气量与生产时间的乘积。

图6 鄂尔多斯盆地保德区块B1X3井产量累积法分析曲线

Fig. 6 Analysis curve of production accumulation method for B1X3 well in Baode block, Ordos Basin

对于递减井,在选择可采储量的计算方法时,主要根据井的生产情况来判断。如果递减阶段生产连续、产量没有大幅的上下波动,选择 Arps 递减分析法;如果递减阶段,生产连续性差、产量波动明显,则选择产量累积法。

### 2) 稳产井计算实例

以 B1-4 井为例,该井自达产后,产量总体保持稳定(图 7),利用流动物质平衡法拟合计算得到该井可采储量为  $1\ 261 \times 10^4\ \text{m}^3$ (图 8)。

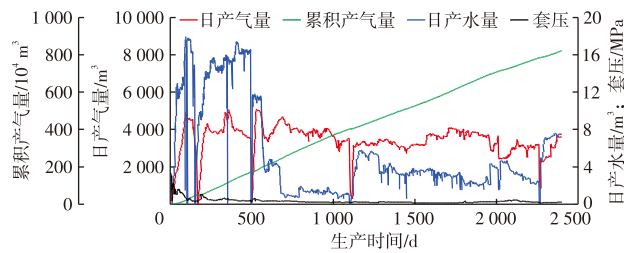


图 7 鄂尔多斯盆地保德区块 B1-4 井生产曲线

Fig. 7 Production curves of B1-4 well in Baode block, Ordos Basin

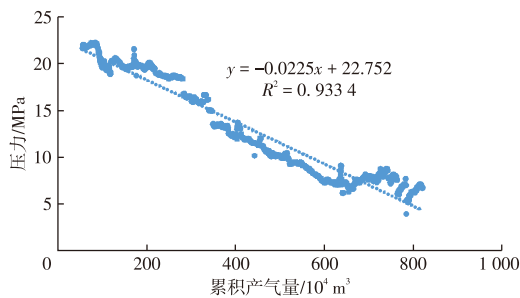


图 8 鄂尔多斯盆地保德区块 B1-4 井流动物质平衡法分析曲线

Fig. 8 Analysis curve of flowing material balance method for B1-4 well in Baode block, Ordos Basin

### 2.3.2 典型井组分析

应用上述方法对保德区块北部开发时间最长的杨家湾井组的可采储量进行计算,并以区块地质储量复算结果为依据,根据井控地质储量,求得杨家湾井组各井的采收率(表 1)。

在确定计算方法时,首先根据各井的生产情况和生产曲线,判断气井所处的生产阶段。如果气井处于稳产阶段,则只能采用流动物质平衡法计算;如果气井处于递减阶段,则根据 2.3.1 中所述原则选择采用 Arps 递减分析法或是产量累积法。对于保德区块杨家湾井组 18 口井的可采储量计算,采用 Arps 递减分析法、产量累积法和采用流动物质平衡法计算的井数分别为 8 口、8 口和 2 口,其中采用产量累积法和流动物质平衡法的分析图见图 9。

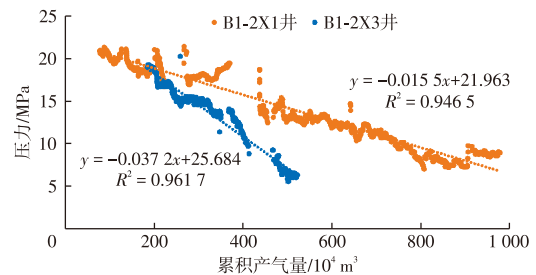


图 9 鄂尔多斯盆地保德区块 2 口流动物质平衡法计算井的分析曲线

Fig. 9 Analysis curves of two wells calculated using flowing material balance method in Baode block, Ordos Basin

表 1 鄂尔多斯盆地保德区块杨家湾井组可采储量与采收率计算结果

Table 1 Calculation results for recoverable reserves and recovery rate of Yangjiawan well group in Baode block, Ordos Basin

| 井号     | 井型  | 生产层位      | 累积产气量/ $10^4\ \text{m}^3$ | 地质储量/ $10^4\ \text{m}^3$ | 可采储量/ $10^4\ \text{m}^3$ | 采出程度/% | 采收率/% | 可采储量计算方法   |
|--------|-----|-----------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|--------|-------|------------|
| B1     | 直井  | 4+5号/8+9号 | 3 024.99                  | 4 674.33                 | 3 813                    | 64.71  | 81.57 | 产量累积法      |
| B1X1   | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 592.11                  | 3 793.58                 | 2 165                    | 41.97  | 57.07 | 产量累积法      |
| B1X2   | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 2 141.03                  | 4 459.19                 | 2 879                    | 48.01  | 64.56 | Arps 递减分析法 |
| B1X3   | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 2 180.31                  | 4 019.72                 | 2 727                    | 54.24  | 67.84 | Arps 递减分析法 |
| B1X4   | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 2 868.19                  | 4 419.27                 | 3 936                    | 64.90  | 89.06 | Arps 递减分析法 |
| B1-1X1 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 759.60                  | 4 460.97                 | 2 610                    | 39.44  | 58.51 | 产量累积法      |
| B1-1X2 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 242.62                  | 4 138.23                 | 1 991                    | 30.03  | 48.11 | 产量累积法      |
| B1-1X3 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 589.40                  | 3 895.95                 | 2 445                    | 40.80  | 62.76 | Arps 递减分析法 |
| B1-1X4 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 691.83                  | 3 943.04                 | 2 718                    | 42.91  | 68.93 | Arps 递减分析法 |
| B1-1X5 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 282.69                  | 4 142.27                 | 2 104                    | 30.97  | 50.79 | Arps 递减分析法 |
| B1-2X1 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 438.37                  | 3 231.38                 | 2 488                    | 44.51  | 76.99 | 流动物质平衡法    |
| B1-2X2 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 434.26                  | 3 205.76                 | 2 290                    | 44.74  | 71.43 | 产量累积法      |
| B1-2X3 | 定向井 | 8+9号      | 715.74                    | 1 948.96                 | 1 195                    | 36.72  | 61.31 | 流动物质平衡法    |
| B1-2X4 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 323.60                  | 3 558.29                 | 2 331                    | 37.20  | 65.51 | Arps 递减分析法 |
| B1-3   | 直井  | 4+5号/8+9号 | 1 352.27                  | 4 125.96                 | 2 370                    | 32.77  | 57.44 | 产量累积法      |
| B1-3X1 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 2 313.30                  | 4 567.25                 | 3 563                    | 50.65  | 78.01 | 产量累积法      |
| B1-3X2 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 3 486.90                  | 4 778.46                 | 4 126                    | 72.97  | 86.35 | 产量累积法      |
| B1-3X3 | 定向井 | 4+5号/8+9号 | 1 741.55                  | 3 810.53                 | 2 518                    | 45.70  | 66.08 | Arps 递减分析法 |
| 平均     |     |           | 1 843.26                  | 3 954.06                 | 2 683                    | 46.62  | 67.87 |            |

由表1可以看出,保德区块杨家湾井组井控煤层气地质储量大,平均为 $3\ 954.06 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,单井可采储量平均为 $2\ 683 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,预测单井采收率平均为67.87%。

### 3 产气特征分析

#### 3.1 产气特点

通过对保德区块3个开发单元生产井的生产曲线进行归一化处理 and 求平均,得到了各单元的平均生产曲线(图10),应用动态分析方法预测各开发单元的可采储量和采收率,并采用数据统计方法,对各开发单元生产井的重要参数进行统计和对比分析,明确保德区块整体的开发规律。

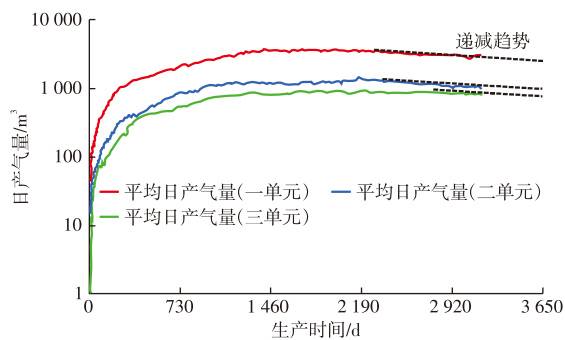


图10 不同开发单元归一化曲线

Fig. 10 Normalization curves of different development units

基于数据统计和计算得到的各开发单元开发参数对比分析可以看出(表2),保德区块煤层气开发具有明显的规律性。由北向南,从开发一单元至开发三单元,临储比、临界解吸压力、稳产期日产气量、采气速度、自然递减率、可采储量和采收率逐渐降低,而见气时间和稳产时间逐渐增加。开发一单元原始地层压力虽然比开发二单元和开发三单元的更低,但是临界解吸压力分别是开发二单元和开发三单元的1.22倍和1.65倍,临储比分别是1.31倍和1.75倍,稳产期平均日产气量分别是2.67倍和3.84倍,采气速度分别是2.13倍和3.86倍,可采储量分别是2.48倍和3.49倍,采收率分别是2.03倍和2.85倍。

#### 3.2 产气特征分析与认识

为研究造成保德区块不同单元生产特征差异的原因,从地质方面统计了各开发单元的地质参数(表3),同时结合各开发单元的生产参数进行相关性分析(表4)。

根据皮尔逊相关系数分析结果,保德区块气井稳定日产气量与临储比、临界解吸压力、8+9号煤厚度、8+9号煤含气量等参数相关性较高,而可采储量与8+9号煤厚度、4+5号煤含气量、临界解吸压力和稳定日产气量相关

表2 不同开发单元开发参数表

Table 2 Development parameters of different development units

| 项目                           | 开发一单元 | 开发二单元 | 开发三单元 |
|------------------------------|-------|-------|-------|
| 生产井数/口                       | 390   | 262   | 217   |
| 稳产期平均日产气量/ $\text{m}^3$      | 3 314 | 1 242 | 864   |
| 原始地层压力/MPa                   | 6.63  | 7.14  | 7.05  |
| 临界解吸压力/MPa                   | 5.57  | 4.57  | 3.38  |
| 地解压差/MPa                     | 1.06  | 2.57  | 3.67  |
| 临储比                          | 0.84  | 0.64  | 0.48  |
| 见气时间/d                       | 99    | 196   | 228   |
| 达产时间/d                       | 1 000 | 755   | 872   |
| 稳产时间/d                       | 981   | 1 134 | 1 553 |
| 稳产期末累积产量/ $10^4 \text{ m}^3$ | 607.7 | 255.6 | 175.6 |
| 稳产期末累积产量占比/%                 | 43.68 | 45.48 | 44.01 |
| 稳产期末采出程度/%                   | 21.2  | 10.8  | 7.4   |
| 采气速度/%                       | 3.82  | 1.79  | 0.99  |
| 自然递减率/%                      | 8.58  | 7.15  | 6.06  |
| 递减期累积产量/ $10^4 \text{ m}^3$  | 783.3 | 306.4 | 223.4 |
| 递减期产量占比/%                    | 56.32 | 54.52 | 55.99 |
| 可采储量/ $10^4 \text{ m}^3$     | 1 391 | 562   | 399   |
| 采收率/%                        | 48.50 | 23.86 | 16.99 |

性较高。总体而言,保德区块生产效果主要与资源条件的相关参数相关性较好。

从地质参数对比可以看出,在构造条件方面,开发一单元与二单元相似,三单元发育少量断层,地质条件变得相对复杂。在储层条件方面,由北向南,主力煤层8+9号煤的厚度逐渐减小、含气量逐渐降低,表明煤层气资源条件逐渐变差;虽然4+5号煤的含气量由北向南逐渐增加,但是由于4+5号煤比8+9号煤薄,总体上,资源条件由北向南逐渐变差。另外,在保存条件方面,煤层水的矿化度由北向南逐渐降低,水文地质条件由弱径流—滞留区逐渐过渡到径流—弱径流区,表明煤层气的保存条件也是逐渐变差。综合评价,由开发一单元至开发三单元资源条件和保存条件逐渐变差。

由于北部开发一单元的资源条件最好,所以稳产阶段产气量和可采储量北部一单元最高、南部三单元最低的特点。

又因为开发一单元主力煤层8+9号煤的含气量最高、煤层气保存条件好,所以造成一单元的临界解吸压力和临储比最高、地解压差最小,也就导致了其见气时间最短。

周颢等<sup>[10]</sup>对沁水盆地樊庄区块的生产规律研究结果表明:采气速度越大,稳产时间越短、初期递减率越大。保德区块也呈现出相同的特点,表现为北部开发一单元稳产气量最高、采气速度最快,但稳产时间最短、自然递减率最大的特点。

表3 不同开发单元地质参数表  
Table 3 Geological parameters of different development units

| 主要因素       | 地质条件                                 | 开发一单元              | 开发二单元              | 开发三单元              |               |
|------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------|
| 构造条件       | 构造形态                                 | 南西倾斜的单斜构造          | 向西倾斜的单斜构造          | 南西倾斜的单斜构造          |               |
|            | 断层                                   | 无断层                | 无断层                | 少量断层发育             |               |
| 储层条件       | 埋深/m                                 | 400~1 100(666)     | 600~1 100(884)     | 650~1 150(925)     |               |
|            | 煤层厚度/m                               | 4+5号煤              | 6.0~9.0(6.7)       | 5.0~8.0(6.1)       | 4.0~8.0(5.3)  |
|            |                                      | 8+9号煤              | 12.0~18.0(13.1)    | 8.0~12.0(10.5)     | 6.0~10.0(9.1) |
|            | 含气量/(m <sup>3</sup> /t)              | 4+5号煤              | 4.0~9.0(7.3)       | 5.0~10.0(7.6)      | 7.0~10.0(7.8) |
|            |                                      | 8+9号煤              | 4.0~10.0(8.6)      | 4.0~9.0(7.5)       | 4.0~8.0(6.5)  |
|            | 孔隙度/%                                | 4+5号煤              | 4.0~5.5(4.5)       | 3.0~5.5(3.2)       | 2.0~5.0(3.2)  |
|            |                                      | 8+9号煤              | 2.0~4.0(3.2)       | 2.0~4.0(3.2)       | 2.0~5.0(3.4)  |
|            | 渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> | 4+5号煤              | 4.0~9.0(5.4)       | 3.0~7.0(4.3)       | 2.0~5.0(3.2)  |
|            |                                      | 8+9号煤              | 4.5~5.5(4.9)       | 4.5~5.5(5.0)       | 4.5~5.5(4.7)  |
|            | 煤体结构                                 |                    | 原生结构煤              | 原生结构煤              | 原生结构煤         |
| 保存条件       | 顶板岩性                                 | 4+5号煤              | 泥岩、泥质砂岩            | 泥岩、泥质砂岩            | 泥岩、砂岩         |
|            |                                      | 8+9号煤              | 泥岩、炭质泥岩            | 泥岩、砂质泥岩            | 泥岩、炭质泥岩       |
|            | 顶板厚度/m                               | 4+5号煤              | 3.0~10.0(4.0)      | 2.0~6.0(2.7)       | 1.0~5.0(2.2)  |
|            |                                      | 8+9号煤              | 2.0~8.0(3.7)       | 2.0~12.0(3.2)      | 2.0~12.0(4.3) |
| 矿化度/(mg/L) |                                      | 2 000~4 500(3 656) | 1 700~3 000(2 406) | 1 000~2 400(1 842) |               |
| 水文地质       |                                      | 弱径流区—滞留区           | 径流区—弱径流区           | 径流区—弱径流区           |               |

注:表中数据意义为最小值~最大值(平均值)。

表4 鄂尔多斯盆地保德区块地质与生产参数相关性分析表  
Table 4 Correlation analysis of geological and production parameters for Baode block, Ordos Basin

|          | 4+5号煤埋深 | 8+9号煤埋深 | 4+5号煤厚度 | 8+9号煤厚度 | 4+5号煤含气量 | 8+9号煤含气量 | 4+5号煤孔隙度 | 8+9号煤孔隙度 | 地层压力   | 临界解吸压力 | 临储比    | 见气时间   | 稳定日产气量 | 可采储量   |
|----------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 4+5号煤埋深  | 1       | 0.999   | -0.307  | -0.099  | 0.309    | -0.302   | 0.155    | -0.163   | 0.864  | -0.154 | -0.798 | 0.730  | -0.502 | 0.135  |
| 8+9号煤埋深  | 0.999   | 1       | -0.318  | -0.074  | 0.327    | -0.290   | 0.146    | -0.169   | 0.865  | -0.130 | -0.784 | 0.716  | -0.479 | 0.160  |
| 4+5号煤厚度  | -0.307  | -0.318  | 1       | 0.200   | -0.209   | 0.053    | -0.203   | -0.446   | -0.163 | -0.090 | 0.003  | 0.104  | 0.141  | 0.141  |
| 8+9号煤厚度  | -0.099  | -0.074  | 0.200   | 1       | 0.286    | 0.237    | -0.323   | -0.285   | -0.074 | 0.526  | 0.329  | -0.300 | 0.613  | 0.826  |
| 4+5号煤含气量 | 0.309   | 0.327   | -0.209  | 0.286   | 1        | 0.426    | 0.046    | -0.120   | 0.328  | 0.431  | -0.061 | 0.191  | 0.129  | 0.602  |
| 8+9号煤含气量 | -0.302  | -0.290  | 0.053   | 0.237   | 0.426    | 1        | 0.030    | 0.235    | -0.238 | 0.594  | 0.538  | -0.427 | 0.538  | 0.224  |
| 4+5号煤孔隙度 | 0.155   | 0.146   | -0.203  | -0.323  | 0.046    | 0.030    | 1        | 0.277    | 0.172  | -0.064 | -0.211 | 0.305  | -0.220 | -0.180 |
| 8+9号煤孔隙度 | -0.163  | -0.169  | -0.446  | -0.285  | -0.120   | 0.235    | 0.277    | 1        | -0.112 | 0.131  | 0.200  | -0.301 | -0.106 | -0.403 |
| 地层压力     | 0.864   | 0.865   | -0.163  | -0.074  | 0.328    | -0.238   | 0.172    | -0.112   | 1      | 0.059  | -0.817 | 0.762  | -0.415 | 0.160  |
| 临界解吸压力   | -0.154  | -0.130  | -0.090  | 0.526   | 0.431    | 0.594    | -0.064   | 0.131    | 0.059  | 1      | 0.500  | -0.430 | 0.693  | 0.526  |
| 临储比      | -0.798  | -0.784  | 0.003   | 0.329   | -0.061   | 0.538    | -0.211   | 0.200    | -0.817 | 0.500  | 1      | -0.912 | 0.735  | 0.121  |
| 见气时间     | 0.730   | 0.716   | 0.104   | -0.300  | 0.191    | -0.427   | 0.305    | -0.301   | 0.762  | -0.430 | -0.912 | 1      | -0.695 | -0.041 |
| 稳定日产气量   | -0.502  | -0.479  | 0.141   | 0.613   | 0.129    | 0.538    | -0.220   | -0.106   | -0.415 | 0.693  | 0.735  | -0.695 | 1      | 0.466  |
| 可采储量     | 0.135   | 0.160   | 0.141   | 0.826   | 0.602    | 0.224    | -0.180   | -0.403   | 0.160  | 0.526  | 0.121  | -0.041 | 0.466  | 1      |

从不同阶段的采出情况分析,开发一单元至开发三单元,上产稳产阶段累积产气量占可采储量的比例分别为43.68%、45.48%和44.01%,递减阶段累积产气量占可采储量比例分别为56.32%、54.52%和55.99%。可以看出,虽然各开发单元煤层气井的见气时间、稳产时间不一样,可采储量也不相同,但是上产稳产阶段和递减阶段累积产量占可采储量的比例基本相当。

综上所述,保德区块从开发一单元至三单元,主力煤层厚度、含气量逐渐降低,资源条件逐渐变差,产气特征表现为从开发一单元至三单元稳产气量、采气速度、自然递减率逐渐降低,而稳产时间逐渐变长。基于上述分析认为,地质条件差异是导致保德区块不同开发单元产气规律差异的根本原因,资源条件越好的单元,稳产气量越高、采气速度也越大,但是递减率也越高、稳产时间越短。

## 4 结论

1) 保德区块不同开发单元煤层气井生产特征呈现出明显的规律性,由北部开发一单元向南至开发三单元稳产气量、采气速度、自然递减率、可采储量和采收率逐渐降低,见气时间和稳产时间逐渐增加。

2) 保德区块不同开发单元煤层气井的上产稳产阶段和递减阶段累积产量占可采储量的比例基本相当。

3) 相关性分析表明,保德区块煤层气井稳产期日产气量与临储比、临界解吸压力及8+9号煤厚度显著相关,而可采储量则与8+9号煤厚度、4+5号煤含气量具有较高的相关性。

4) 地质条件差异是影响保德区块各开发单元煤层气井生产特征的根本原因。

### 参考文献

- [1] 田炜,王会涛.沁水盆地高阶煤煤层气开发再认识[J].天然气工业,2015,35(6):117-123.  
TIAN Wei, WANG Huitao. Latest understandings of the CBM development from high-rank coals in the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 117-123.
- [2] 郑永旺,崔轶男,李鑫,等.深层高阶煤层CO<sub>2</sub>-ECBM技术研究与应用启示:以沁水盆地晋中地区为例[J].石油实验地质,2025,47(1):143-152.  
ZHENG Yongwang, CUI Yinan, LI Xin, XIAO Cui, et al. Research and insights for application of CO<sub>2</sub>-ECBM technology in deep high-rank coal seams: a case study of Jinzhong block, Qinshui Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(1): 143-152.
- [3] 张嘉琪,刘曾勤,申宝剑,等.国内外深层煤层气勘探开发进展与启示[J].石油实验地质,2025,47(1):1-8.  
ZHANG Jiaqi, LIU Zengqin, SHEN Baojian, et al. Progress and insights from worldwide deep coalbed methane exploration and development[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(1): 1-8.
- [4] 温声明,文桂华,李星涛,等.地质工程一体化在保德煤层气田勘探开发中的实践与成效[J].中国石油勘探,2018,23(2):69-75.  
WEN Shengming, WEN Guihua, LI Xingtao, et al. Application and effect of geology-engineering integration in the exploration and development of Baode CBM field[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(2): 69-75.
- [5] 陈博,汤达祯,林文姬,等.基于地质建模的保德I单元煤层气井产能响应特征[J].煤田地质与勘探,2020,48(5):53-63.  
CHEN Bo, TANG Dazhen, LIN Wenji, et al. Geological modeling-based productivity response characteristics of the CBM well in Baode unit I[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(5): 53-63.
- [6] 胡秋嘉,李梦溪,王立龙,等.樊庄区块煤层气直井产气曲线特征分析[J].中国煤层气,2012,9(6):3-7.  
HU Qiujia, LI Mengxi, WANG Lilong, et al. Analysis on coalbed methane straight well gas yield curve characteristic of Fanzhuang Block[J]. China Coalbed Methane, 2012, 9(6): 3-7.
- [7] 贾慧敏,胡秋嘉,樊彬,等.沁水盆地郑庄区块北部煤层气直井低产原因及高效开发技术[J].煤田地质与勘探,2021,49(2):34-42.  
JIA Huimin, HU Qiujia, FAN Bin, et al. Causes for low CBM production of vertical wells and efficient development technology in northern Zhengzhuang Block in Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 34-42.
- [8] 刘世奇,方辉煌,桑树勋,等.沁水盆地南部煤层气直井合层排采产气效果数值模拟[J].煤田地质与勘探,2022,50(6):20-31.  
LIU Shiqi, FANG Huihuang, SANG Shuxun, et al. Numerical simulation of gas production for multilayer drainage coalbed methane vertical wells in southern Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(6): 20-31.
- [9] 刘升贵,袁文峰,张新亮,等.潘庄区块煤层气井产气曲线特征及采收率的研究[J].煤炭学报,2013,38(增刊1):164-167.  
LIU Shenggui, YUAN Wenfeng, ZHANG Xinliang, et al. The production curve and recovery rate of coalbed methane well in Panzhuang block[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(Suppl. 1): 164-167.
- [10] 周靓,鲁秀芹,张俊杰,等.沁水盆地樊庄区块煤层气开发生产规律分析[J].煤炭科学技术,2018,46(6):69-73.  
ZHOU Rui, LU Xiuqin, ZHANG Junjie, et al. Analysis on development and production law of CBM in Fanzhuang Block of Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 69-73.
- [11] 苗耀,牛绪海,左银卿.沁水盆地樊庄区块煤层气高产井递减特征及采收率预测[J].煤炭技术,2014,33(9):318-320.  
MIAO Yao, NIU Xuhai, ZUO Yinqing. Production decline characteristics and recovery rate forecasting for coalbed methane well of high production in Fanzhuang Block Qinshui Basin[J]. Coal Technology, 2014, 33(9): 318-320.
- [12] 苗耀,左银卿,周靓,等.沁水煤层气田开发直井全生命周期产量预测方法[J].中国煤层气,2015,12(6):19-22.  
MIAO Yao, ZUO Yinqing, ZHOU Rui, et al. A prediction method on CBM production of vertical wells of whole cycle in Qinshui CBM Field[J]. China Coalbed Methane, 2015, 12(6): 19-22.
- [13] 郭晓娇,王雷,姚仙洲,等.深部煤岩地质特征及煤层气富集主控

- 地质因素:以鄂尔多斯盆地东部M区为例[J].石油实验地质, 2025, 47(1): 17-26.
- GUO Xiaojiao, WANG Lei, YAO Xianzhou, et al. Geological characteristics of deep coal rock and main geological factors controlling coalbed methane enrichment: a case study of the M area in the eastern Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(1): 17-26.
- [14] 闫霞,温声明,聂志宏,等.影响煤层气开发效果的地质因素再认识[J].断块油气田, 2020, 27(3): 375-380.
- YAN Xia, WEN Shengming, NIE Zhihong, et al. Re-recognition of geological factors affecting coalbed methane development effect[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(3): 375-380.
- [15] 孙立春,刘佳,李娜,等.鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气井产量主控因素及合理压裂规模优化[J].石油实验地质, 2025, 47(1): 43-53.
- SUN Lichun, LIU Jia, LI Na, et al. Main controlling factors of production and reasonable fracturing scale optimization of deep coalbed methane wells in Shenfu block, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(1): 43-53.
- [16] 王渊,王辰龙,王凤清.煤层气井压降规律与排采参数关系分析:以保德区块为例[J].石油钻采工艺, 2019, 41(4): 502-508.
- WANG Yuan, WANG Chenlong, WANG Fengqing. Analysis on the relationship between pressure drop laws and production parameters of CBM well: A case study on the Baode Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(4): 502-508.
- [17] 张雷,郝帅,张伟,等.中低煤阶煤层气储量复算及认识:以鄂尔多斯盆地东缘保德煤层气田为例[J].石油实验地质, 2020, 42(1): 147-155.
- ZHANG Lei, HAO Shuai, ZHANG Wei, et al. Recalculation and understanding of middle and low rank coalbed methane reserves: A case study of Baode Coalbed Methane Field on the eastern edge of Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 147-155.
- [18] 杨秀春,毛建设,林文姬,等.保德区块煤层气勘探历程与启示[J].新疆石油地质, 2021, 42(3): 381-388.
- YANG Xiuchun, MAO Jianshe, LIN Wenji, et al. Exploration history and enlightenment of coalbed methane in Baode Block[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(3): 381-388.
- [19] 张庆丰,李子玲,张继坤,等.鄂尔多斯盆地保德区块二叠系太原组一山西组主采煤层脆性评价:基于卷积神经网络方法[J].石油实验地质, 2025, 47(1): 204-212.
- ZHANG Qingfeng, LI Ziling, ZHANG Jikun, et al. Brittleness evaluation of main coal seams in Permian Taiyuan-Shanxi formations, Baode block, Ordos Basin: Based on a convolutional neural network method[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(1): 204-212.
- [20] 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 Yatong. Dynamic characteristics and SEC dynamic reserve assessment of CBM gas field in South Yanchuan[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 53-58.
- [21] 陈浩,李建明,孙斌.煤岩等温吸附曲线特征在煤层气研究中的应用[J].重庆科技学院学报(自然科学版), 2011, 13(2): 24-26.
- CHEN Hao, LI Jianming, SUN Bin. Application of characteristics of the coal isothermal adsorption curve in coalbed methane research[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2011, 13(2): 24-26.
- [22] 曹毅民,丁蓉,赵启阳,等.煤层气可采储量计算方法的评价与应用[J].天然气工业, 2018, 38(增刊1): 50-56.
- CAO Yimin, DING Rong, ZHAO Qiyang, et al. Evaluation and application for calculation method of recoverable reserves of coalbed methane[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(Suppl. 1): 50-56.
- [23] 胡秋嘉,贾慧敏,张聪,等.高阶煤煤层气井稳产时间预测方法及应用:以沁水盆地南部樊庄-郑庄为例[J].煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 137-144.
- HU Qiujia, JIA Huimin, ZHANG Cong, et al. Stable-production period prediction method and application in high-rank coalbed methane wells: A case study of Fanzhuang-Zhengzhuang Block in southern Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 137-144.
- [24] 张万茂.苏东区块地层压力与动储量评价[D].成都:成都理工大学, 2018.
- ZHANG Wanmao. Evaluation of formation pressure and dynamic reserves in Eastern-Sulige gas field[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2018.
- [25] SHI J T, CHANG Y C, WU S G, et al. Development of material balance equations for coalbed methane reservoirs considering dewatering process, gas solubility, pore compressibility and matrix shrinkage[J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 195: 200-216.
- [26] 周尚忠,张文忠.当前我国煤层气采收率估算方法及存在问题[J].中国煤层气, 2011, 8(4): 9-12.
- ZHOU Shangzhong, ZHANG Wenzhong. The current methods for estimating recovery rate of CBM and the existing problems in China [J]. China Coalbed Methane, 2011, 8(4): 9-12.
- [27] 接敬涛,邵先杰,乔雨朋,等.煤层气采收率预测方法研究及应用:以韩城矿区为例[J].重庆科技学院学报(自然科学版), 2015, 17(5): 59-63.
- JIE Jingtao, SHAO Xianjie, QIAO Yupeng, et al. Research on the predictive method of CBM recovery efficiency: A case study of Hancheng Mining Area[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2015, 17(5): 59-63.

(编辑 柳超超)