

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

张雷, 郝帅, 张伟, 曹毅民, 孙晓光, 阴思宇, 朱文涛, 李子玲

(中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

摘要: 保德煤层气田位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠折带北段, 属于典型的中低煤阶煤层气田。2011 年, 该气田探明煤层气地质储量 $183.63 \times 10^8 \text{ m}^3$, 技术可采储量 $91.82 \times 10^8 \text{ m}^3$, 截至目前, 气田已规模开发 6 年。由于储量计算参数发生了明显变化, 需要重新评估储量的动用情况和可动用性。2018 年 9 月, 按照储量规范, 结合煤层气自身的产出机理和开发特点, 利用动态资料, 采用体积法复算了地质储量, 采用产量递减法和类比法重新标定采收率, 对 2011 年提交的探明储量进行了复算。复算增加煤层气探明储量 $29.86 \times 10^8 \text{ m}^3$, 采收率标定结果为 52%, 较 2011 年增加 2%; 标定技术可采储量 $110.94 \times 10^8 \text{ m}^3$, 较 2011 年增加 $19.12 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。储量复算工作需要重点说明计算参数的变化情况, 在技术可采储量计算以及采收率确定过程中, 在已开发的区域需要按照地质条件进行分类计算。

关键词: 储量复算; 技术可采储量; 采收率; 煤层气; 中低煤阶; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE155

文献标识码: A

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

ZHANG Lei, HAO Shuai, ZHANG Wei, CAO Yimin, SUN Xiaoguang, YIN Siyu, ZHU Wentao, LI Ziling

(Coalbed Methane Company Limited, PetroChina, Beijing 100028, China)

Abstract: The Baode Coalbed Methane Field is located in the northern section of Jinxi Flex Belt on the eastern edge of Ordos Basin. It is a typical coal seam gas field of middle and low ranks. In 2011, the gas field proved $18.363 \times 10^9 \text{ m}^3$ of proven geological reserves and $9.182 \times 10^9 \text{ m}^3$ of technically recoverable reserves. The reserve area has been developed on a large scale for 6 years. The reserve calculation parameters have changed significantly, so it is necessary to reassess the utilization and availability of reserves. In September 2018, we recalculated geological reserves using the volume method and dynamic information by combining reserve specification with the output mechanism and development characteristics of coalbed methane. The production decline method and analogy method were used to recalibrate the recovery rate. Then, the proved reserves submitted in 2011 were recalculated. The proved reserves of coalbed methane increased by $2.986 \times 10^9 \text{ m}^3$ after compounding. The recovery calibration result is 52%, up 2% from 2011. The recoverable reserves of calibration technology were $11.094 \times 10^9 \text{ m}^3$, with an increase of $1.912 \times 10^9 \text{ m}^3$ over 2011. Reserve recalculation focuses on the changes in calculation parameters. In the calculation of technical recoverable reserves and the determination of recovery rate, it is necessary to carry out classification and calculation according to geological conditions in the developed area.

Key words: reserve recalculation; technical recoverable reserves; recovery rate; coalbed methane; middle and low coal ranks; Ordos Basin

保德煤层气田位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠折带北段, 行政区划隶属于山西省忻州市保德县(图 1), 开采矿种为煤层气, 开发主力煤层为二叠

系山西组 4+5 号煤层、太原组 8+9 号煤层。2011 年 9 月, 该气田探明地质储量 $183.63 \times 10^8 \text{ m}^3$, 技术可采储量 $91.82 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前已规模开发 6 年, 结

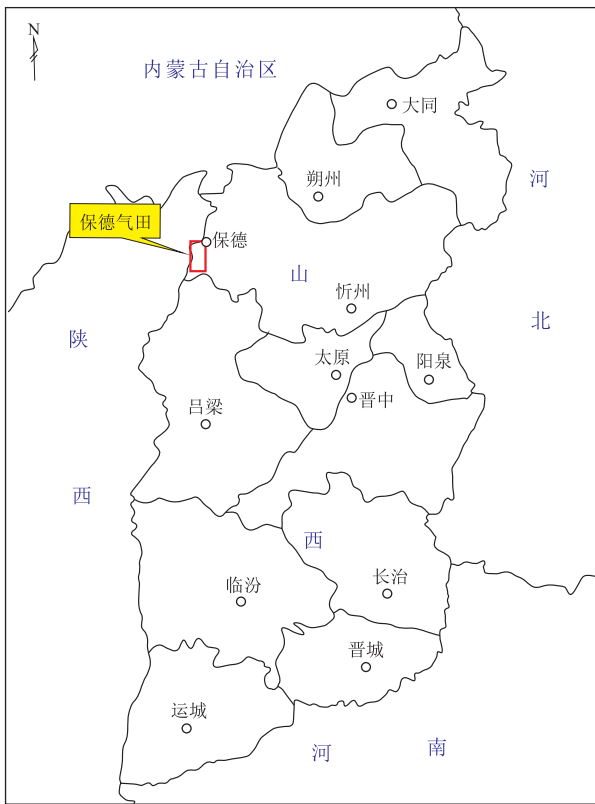


图1 鄂尔多斯盆地保德煤层气田地理位置

Fig.1 Geographical location of Baode Coalbed Methane Field, Ordos Basin

合开发资料,储量区地质认识更加清楚,储量计算参数发生了明显变化,需要开展储量复算,落实气田开发资源基础。通过本次煤层气探明储量复算实践,结合国内外有关储量复算的研究成果^[1-11],本文提出了煤层气储量复算报告编制重点论证内容及要求,并对部分参数刻度进行了探讨。

1 煤层气探明储量复算原因

按照储量动态管理要求,当独立开发单元或油气田主体部位开发方案全面实施2~3年后,生产动态资料与地质储量或可采储量有明显的矛盾,油气藏地质认识发生变化,储量计算参数发生明显变化的情况下需开展储量复算。保德煤层气田在储量提交后,开发工作量大幅增加且矿权面积发生变化,煤层厚度和含气量较储量提交时发生了明显变化。

1.1 开发工作量大幅增加且矿权面积发生变化

在2011年提交探明储量时,储量区内勘探开发工作量包括:二维地震40 km,探井10口、开发井115口、煤田钻孔23口。在储量提交后,二维地震及探井工作量未增加,但由于开展了规模产建,开发井数量增加了313口(2108年底),开发工作

量的大幅增加,势必影响储量计算结果。同时,该气田矿权在探矿权转采矿权过程中,对煤矿矿权进行了避让,面积减少3.1 km²,矿权的减少必然导致含气面积的减小。

1.2 煤层厚度增大

2011年申报煤层气探明储量时,利用二维地震和钻井资料,编制了4+5号煤层和8+9号煤层厚度等值线图。基于当时的勘探程度,认为储量区内4+5号煤层在全区分布稳定,厚度为3~10 m,面积权衡平均厚度7.6 m,自南东向北西方向厚度逐渐增加,在西北部厚度达到8 m以上(图2a);8+9号煤层在储量区内分布稳定,厚度为8~17 m,面积权衡平均厚度12.3 m,自南东向北西方向厚度逐渐增加,在西北部厚度达到12 m以上(图2c)。

2018年重新绘制了2套主力煤层厚度等值线图,与2011年相比,煤层展布规律基本一致,但由于新完钻井煤层厚度普遍比2011年预测值高,所以平面上厚度略有增加。4+5号煤层厚度为3~12 m,面积权衡平均厚度7.70 m(图2b);8+9号煤层厚度3~18 m,面积权衡平均为13.30 m(图2d)。

1.3 含气量低值区产气效果较好

储量计算时,含气量主要使用实测的空气干燥基含气量^[12]。2011年利用了储量区内的10口探井含气量测试数据,绘制了2套主力煤层的含气量平面分布图。按照《煤层气资源/储量规范:DZ/T 0216-2010》^[12],当煤岩镜质体反射率在0.7%~1.9%之间时,空气干燥基含气量下限为4.0 m³/t^[13]。从含气量平面分布看,在储量区东侧8+9号煤层存在2个含气量小于4.0 m³/t的区域(图3c),该区域范围内无探井样品测试数据,仅根据其他区域含气量数据进行了预测,面积合计18.8 km²,在2011年进行储量计算时,这2个区域8+9号煤层煤层气储量未计算。

目前,随着开发的持续深入,在原8+9号煤层含气量小于4 m³/t的区域,单井日产气量为1 600~4 500 m³,其中B1井与B2井单排8+9号煤层,这2口井8+9号煤层含气量按照平面图预测分别为3.0 m³/t和2.8 m³/t(图3c),但是目前稳定日产气量分别为6 000 m³(图4a)和3 000 m³(图4b),累计产气量分别为413×10⁴ m³和262×10⁴ m³,根据生产实际判断8+9号煤层含气量预测结果可能偏小,需要加以校正。

在2018年开展储量复算阶段,收集到邻近煤矿最新的勘查资料,其中与储量区东侧相邻的2口煤田钻孔,4+5号煤层含气量分别为6.77 m³/t和

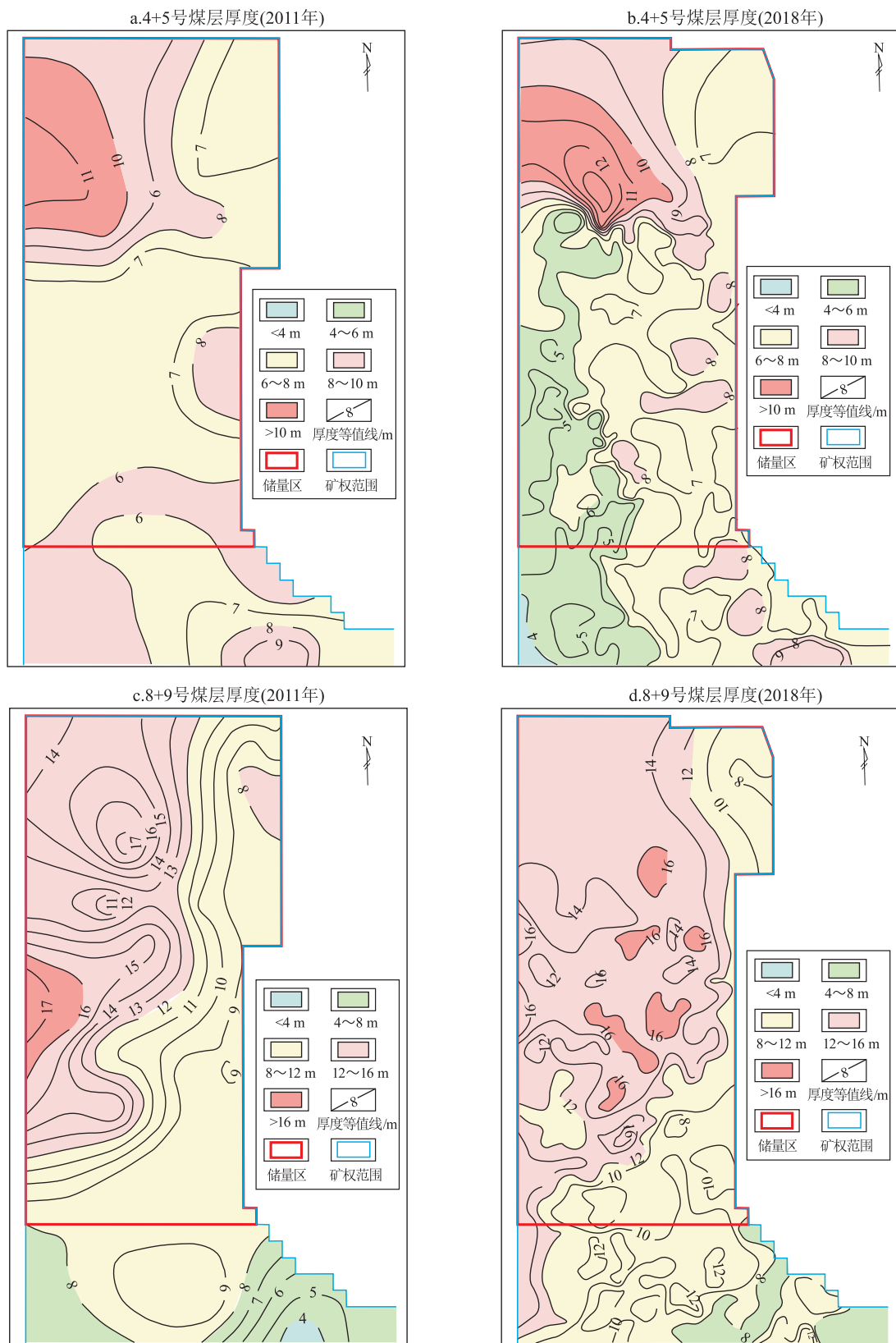


图 2 鄂尔多斯盆地保德煤层气田储量区主力煤层厚度变化

Fig.2 Variation of main coal seam thickness in the reserve area of Baode Coalbed Methane Field, Ordos Basin

5.28 m³/t,与原 4+5 号煤层含气量平面图吻合(图 3a、3b);8+9 号煤层含气量分别为 4.67 m³/t 和 3.98 m³/t,而按照原含气量平面图外推这 2 口井为 2.1 m³/t

和 3.6 m³/t,分析认为原 8+9 号煤层含气量低值区预测结果偏低。因此,根据煤田钻孔含气量测试数据,对8+9号煤层含气量进行了修正,与2011年储量

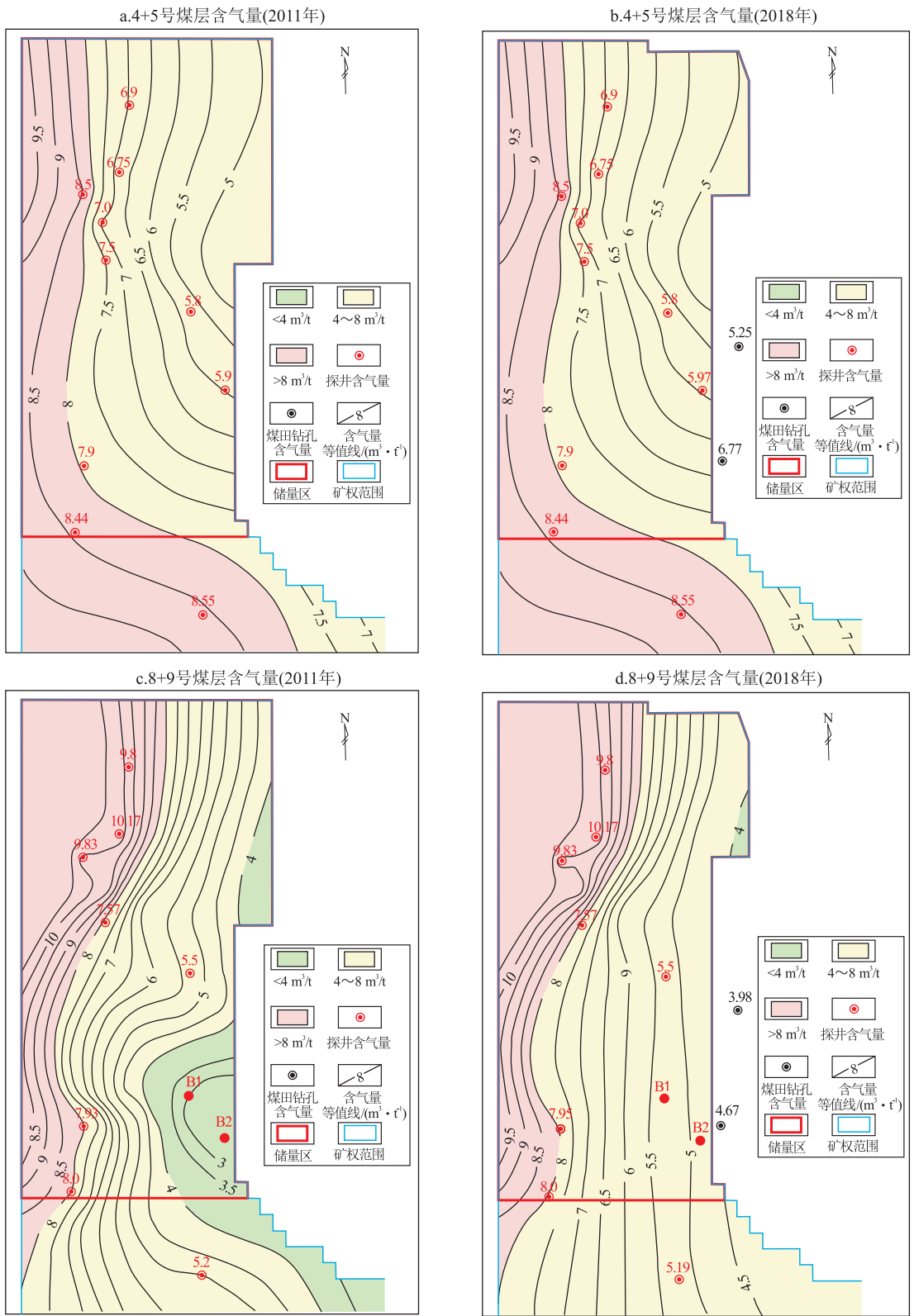


图 3 鄂尔多斯盆地保德煤层气田储量区主力煤层含气量变化图

Fig.3 Variation of gas content of main coal seam in the reserve area of Baode Coalbed Methane Field, Ordos Basin

提交时相比,修正后的 8+9 号煤层含气量大于 4 m³/t 的区域增加了约 10 km²,含气量为 4.0~11.0 m³/t(图 3d),面积权衡平均含气量由 7.4 m³/t 增加到 7.43 m³/t。

2 探明地质储量计算

2.1 计算方法

体积法是煤层气地质储量计算的基本方法,适

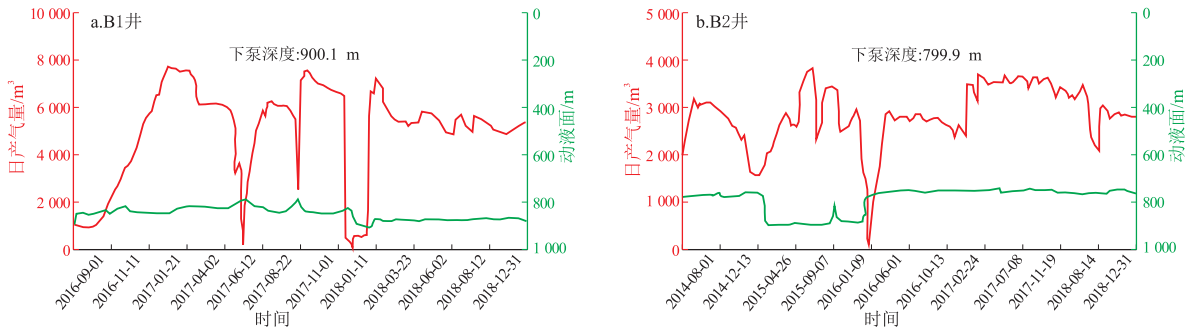


图 4 鄂尔多斯盆地保德煤层气田储量区 2 口单采 8+9 号煤层煤层气井排采曲线

Fig.4 Drainage and production curves of no.8+9 coal beds in two CBM wells in the reserve area of Baode Coalbed Methane Field, Ordos Basin

用于各个级别的煤层气地质储量的计算^[14-20]。本次地质储量采用体积法计算。

地质储量计算公式： $G_i = 0.01AhDC$ ，其中： G_i 为煤层气地质储量， 10^8 m^3 ； A 为含气面积， km^2 ； h 为煤层厚度， m ； D 为煤体容重， t/m^3 ； C 为煤层含气量， m^3/t 。

2.2 计算参数

根据该区煤层气藏在纵向上的分布特点、层间隔厚度、煤层的稳定性、含气性、储层压力、气水分析结果以及试气成果等，结合含气面积的确定原则，综合分析后，平面上按照储量性质、储量开发状态分为 2 个计算单元，即已开发区（在技术可采储量标定过程中分为 I 类井、II 类井）和未开发区（图 5）；纵向上按照 2 个计算单元，即 4+5 号煤层和 8+9 号煤层。

储量计算参数取值依据如下：含气面积圈定是在满足《煤层气资源/储量规范：DZ/T0216 - 2010》^[12]规定的基础上，按照本地区的实际地质条件，在比例尺 1:25 000 的煤层底板埋深等值线图上圈定。边界类型包含矿权边界、含气量下限，含气量下限按照 $4 \text{ m}^3/\text{t}$ ；净煤厚度采用等值线面积权衡法求取^[15]；含气量采用等值线面积权衡法取值^[16]。由于 2011 年储量提交后未增加新的煤岩密度数据，因此储量复算时密度值沿用原取值结果。

2.3 煤层气地质储量计算

按照体积法，未开发区 4+5 号煤层含气面积 30.3 km^2 ，2 地质储量 $25.53 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；未开发区 8+9 号煤层含气面积 29.6 km^2 ，地质储量 $55.03 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。已开发区 4+5 号煤层含气面积 61.5 km^2 ，地质储量 $49.01 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；已开发区 8+9 号煤层含气面积 61.5 km^2 ，地质储量 $83.91 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。储量区叠合含气面积 91.8 km^2 ，合计地质储量 $213.49 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，叠合资源丰度 $2.34 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。与 2011 年提交探明储量结果

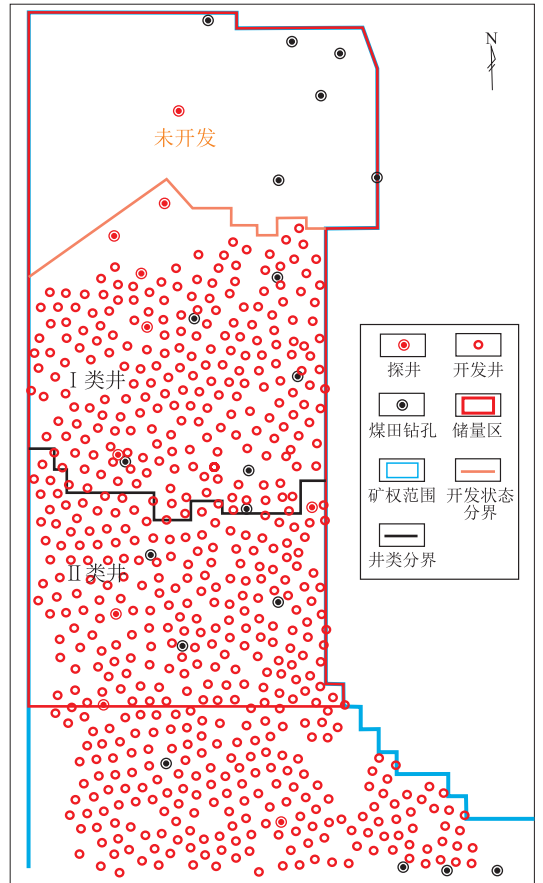


图 5 鄂尔多斯盆地保德煤层气田储量区计算单元划分

Fig.5 Unit division of the reserve area in Baode Coalbed Methane Field, Ordos Basin

$183.63 \times 10^8 \text{ m}^3$ 相比，地质储量增加 $29.86 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.4 地质储量变化原因分析

通过储量复算前后对比，影响因素有净煤厚度、含气量和含气面积 3 个方面。（1）净煤厚度：实钻后的煤层厚度大于申报探明储量时的厚度，厚度因素导致的储量增加占比 32%；（2）含气量：根据新收集的煤矿含气量测试资料，对 8+9 号煤层含气量小于 $4 \text{ m}^3/\text{t}$ 的区域进行了修正，含气量因素导致的储量增加占比 13%；（3）含气面积：按照

新的矿权、含气量下限对含气面积做出调整,含气面积因素导致的储量增加占比 55%。对比分析发现,含气面积的变化占到本次储量增加量的 55%,影响最大。

通过储量复算结果前后对比,认为 2011 年提交的煤层气探明储量由于钻探程度有限,按照当时的勘探认识,储量计算结果是准确的,计算方法及参数选取是可靠的,复算储量增加主要是因为计算参数发生了变化。同时,由于地质储量复算主要采用体积法,其精度取决于计算参数的准确性,所以煤层气储量复算报告中需重点说明储量计算参数的变化情况,准确客观地分析变化原因。该分析也是自然资源部评审复算储量重点关注的论证部分。

3 技术可采储量计算及采收率确定

国内煤层气技术可采储量计算方法主要有类比法、产量递减法、概率统计分布法等^[23],需结合气田生产实际状况,选取计算方法。保德煤层气田经过 6 年的规模开发,积累了大量的生产数据;同时,该气田 2014 年即开始上市储量评估,剩余经济可采储量主要使用产量递减法完成。结合生产数据以及上市储量评估方法,开展了技术可采储量计算以及采收率确定。

3.1 计算方法的确定

(1) 已开发区:产量递减法是在煤层气井经历产气高峰期或稳定产气进入递减阶段后,利用产气量与时间的统计资料建立递减曲线方程,估算气藏未来可采储量^[22,24]。保德气田已开发区于 2011 年 1 月投产,经过 5 年的产气量上涨,于 2016 年 1 月稳产,目前已稳产近 3 年。在已开发区整体稳产的前提下,排除由于市场减缩、修井、检泵、水处理等因素对产量—时间规律的影响,有 33 口井出现产量递减,且均递减超过 12 个月,具有稳定的递减规律,符合产量递减法使用条件,因此已开发区主要应用产量递减法进行可采储量计算及采收率确定。

(2) 未开发区:由于该气田未开发区与已开发区相邻,地质条件与已开发区类似,主要类比已开发区采收率来确定未开发区采收率^[25-26]。

3.2 产量递减法关键参数确定

(1) 稳产期:目前国内煤层气开发最早的沁水盆地部分区块已进入产量递减阶段^[21],其中最具有代表性为樊庄、成庄、郑村这三个典型成熟开发区,通过对其产气剖面进行分析,稳产时间为 3~7 年,而地质条件相对较好的煤层气井,稳产时间一般可以超过 5 年。沁水煤层气田、樊庄区块煤层气井开

发时间长,地质条件好,2006 年投产的一批煤层气井,有 85% 的井稳产时间目前已超过 5 年。

(2) 递减期:根据气田储量情况,储量区开发方案中通过数值模拟,给定递减期为 7 年。通过近年来开展的上市储量评估来看,国外评估公司给予了更为保守的稳产期和更长的递减期,对于国内煤层气区块的递减期一般都在 10 年以上,地质条件好、产气稳定的区块,一般给予 15 年以上,而且递减期一般占到开发期的 63%~82%。所以,在保德煤层气田进行上市储量评估时,同样是使用的产量递减法,给定的递减期为 18~25 年。

3.3 技术可采储量及采收率结果

3.3.1 已开发区

由于储量区内气藏特征不同,目前实际生产状况不同,如果采用相同的采收率,必然导致技术可采储量计算结果出现偏差,影响气田开发决策。因此,在采收率标定时,根据已开发区煤层气资源条件、保存条件、煤储层条件、勘探开发程度等相关地质特征(表 1),按照相似性原则^[20],将已开发区丛式井划分为 I 类井和 II 类井,分类开展采收率确定。

(1) I 类井:I 类井共有丛式井 209 口,其中递减井 14 口。根据递减井递减规律(图 6a)可知,I 类井递减率为 20%。I 类井生产预测曲线采用双曲递减,绘制典型曲线(图 6b),排采阶段根据国内外研究成果、本类井地质条件以及地质储量,划分为 1~4 年为上产期,5~12 年为稳产期,13~38 年为递减期,最终 I 类井技术可采储量为 $49.39 \times 10^8 \text{ m}^3$,采收率 62.51%。

(2) II 类井:II 类井共有丛式井 205 口,其中递减井 19 口。根据递减井递减规律(图 6c)可知,II 类井递减率为 30%。II 类井生产预测曲线采用双曲递减,绘制典型曲线(图 6d),排采阶段根据国内外研究成果、本类井地质条件以及地质储量,划分为 1~4 年为上产期,5~12 年为稳产期,13~31 年为递减期,最终 II 类井技术可采储量为 $21.21 \times 10^8 \text{ m}^3$,采收率 39.86%。

3.3.2 未开发区

未开发区与 I 类井所在区域储层特征及流体性质相似,I 类井采收率 62.51%,通过类比法得到未开发区采收率 62.51%。但由于 2011 年提交的储量报告确定的采收率定为 50%,针对未开发区采收率采用保守原则,最终确定未开发区采收率取值为 50%,技术可采储量为 $40.33 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

综合已开发区和未开发区计算结果,储量区内

表 1 鄂尔多斯盆地保德煤层气田已开发区 I 类井与 II 类井条件对比
Table 1 Comparison of type I well and type II well conditions in the reserve area of Baode Coalbed Methane Field, Ordos Basin

参数	I 类井	II 类井
资源条件		
4+5 号/8+9 号煤层厚度/m	8.5/16	8.0/13
4+5 号/8+9 号煤层含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	8.2/8.8	7.0/8.1
资源丰度/(10 ⁸ m ³ ·km ⁻²)	2.2	1.9
保存条件		
封盖能力	泥岩为主	泥岩为主
构造	构造简单	构造简单
埋深/m	500~1 000	500~1 000
水文地质条件	矿化度值 2 000~5 000 mg/L	矿化度值 1 000~4 000 mg/L
可采条件		
4+5 号煤层/8+9 号煤层渗透率/10 ⁻³ μm ²	6.0/4.0	6.0/5.0
最高产水量/(m ³ ·d ⁻¹)	37	39
见套压产水量/(m ³ ·d ⁻¹)	20.14	24.29
开机压力/MPa	6.24	7.76
临界解吸压力/MPa	5.29	5.18
临储比	0.85	0.66
排采特征		
产气量/m ³	3 603	2 051
井底压力/MPa	1.477	1.602

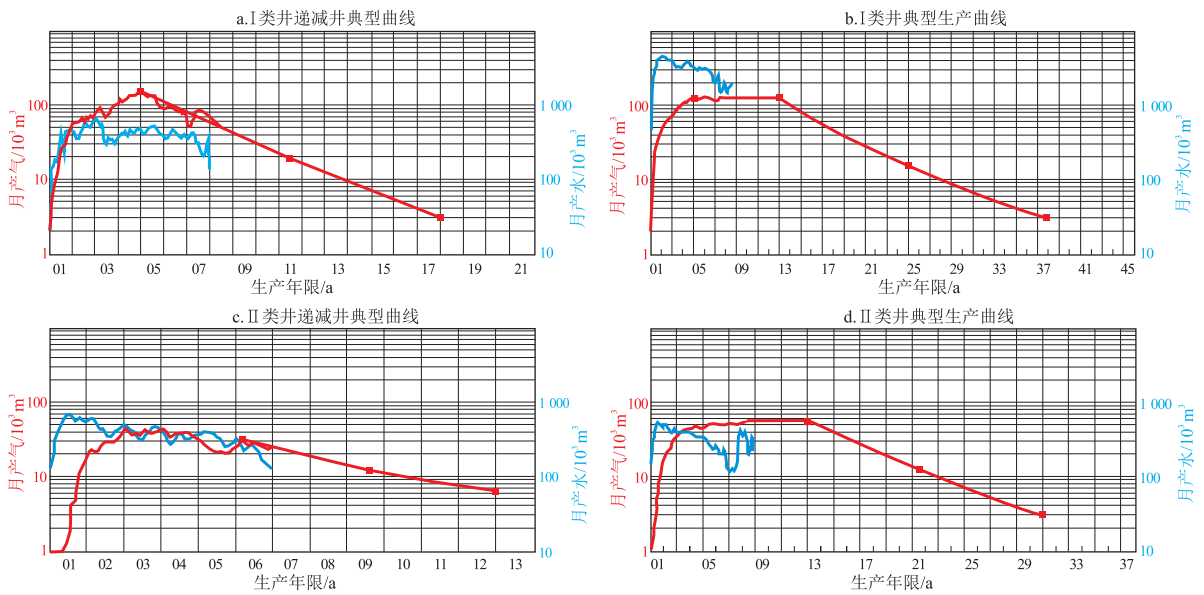


图 6 鄂尔多斯盆地保德煤层气田储量区产量递减法预测曲线

Fig.6 Prediction curves of production decline method in the reserve area of Baode Coalbed Methane Field, Ordos Basin

技术可采储量为 $110.94 \times 10^8 \text{ m}^3$, 较 2011 年增加 $19.12 \times 10^8 \text{ m}^3$; 采收率为 52%, 较 2011 年增加 2%。技术可采储量计算结果显示, 保德煤层气田地质条件优越以及开发效果最好的 I 类井采收率达到了 62.51%, 因此建议在技术可采储量计算以及采收率确定过程中, 在已开发的区域需要按照地质条件进行分类计算, 避免出现采用同一采收率而导致可采储量计算结果出现误差。

4 结论及认识

(1) 通过本次储量复算, 认识到勘探期提交的

探明储量由于钻探程度有限, 按照当时的勘探认识, 储量计算结果是准确的, 但随着开发的深入, 储量计算参数有可能发生变化, 需要开展储量复算, 落实开发资源基础。保德煤层气田自 2011 年提交探明储量后, 进行了规模开发, 相较于 2011 年, 勘探开发工作量大幅增加且矿权面积发生变化、主力煤层厚度增厚、含气量低值区产气效果较好, 基于以上 3 个原因开展了探明储量区储量复算。

(2) 由于地质储量复算主要采用体积法, 其精度取决于计算参数的准确性, 所以煤层气储量复算需重点关注储量计算参数的变化情况, 准确客观地

分析变化原因。本次探明储量区复算结果为 $213.49 \times 10^8 \text{ m}^3$, 较 2011 年提交的 $183.63 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增加 $29.86 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。储量增加主要受到净煤厚度、含气量、含气面积 3 个因素影响, 净煤厚度变厚所增加的储量占到储量增加量的 32%, 局部含气量变化占到 13%, 含气面积变化占到 55%。

(3) 可采储量标定时, 对比 I 类井、II 类井发现不同地质条件下采收率差异性较大, 建议按照不同地质条件进行可采储量标定, 避免采用同一采收率而导致可采储量标定结果出现误差。本次煤层气采收率标定结果为 52%, 其中煤层气田地质条件最好的 I 类井采收率标定结果为 62.51%; 技术可采储量 $110.94 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。采收率标定结果较 2011 年增加 2%, 技术可采储量增加 $19.12 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(4) 本次储量复算结果已通过自然资源部审查, 成为国内第一个通过审查的煤层气复算储量。结合报告编制以及储量评审, 本文提出了煤层气储量复算中需要关注与论证的重点, 可对后续煤层气储量复算提供参考。

参考文献:

- [1] QIN Yong, MOORE T A, SHEN Jian, et al. Resources and geology of coalbed methane in China; a review [J]. *International Geology Review*, 2018, 60(5/6): 777-812.
- [2] TANG Shuheng, LIN Dayang. Resources conditions of coalbed methane districts in China [J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2000, 74(3): 701-705.
- [3] LI Wandi, LUO Dongkun, YUAN Jiehui. A new approach for the comprehensive grading of petroleum reserves in China: two natural gas examples [J]. *Energy*, 2016, 118: 914-926.
- [4] LANGENBERG C W, BEATON A, BERHANE H. Regional evaluation of the coalbed-methane potential of the Foothills/Mountains of Alberta, Canada [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2006, 65(1/2): 114-128.
- [5] FA Guifang, YANG Hua, XIA Mingjun, et al. CBM resources/reserves classification and evaluation based on PRMS rules [J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, 121(5): 052080.
- [6] 叶建平, 秦勇, 林大杨. 中国煤层气资源 [M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1998.
YE Jianping, QIN Yong, LIN Dayang. Coalbed methane resources of China [M]. Xuzhou: China University of Mining and Technology Press, 1998.
- [7] 时华星. 煤型气地质综合研究思路与方法 [M]. 北京: 地质出版社, 2004.
SHI Huaxing. The train of thought and method of comprehensive study of coalbed methane geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004.
- [8] 李明宅, 徐凤银. 煤层气储量评价方法与计算技术 [J]. 勘探技术, 2008(5): 37-44.
LI Mingzhai, XU Fenyin. Evaluating technologies of coalbed methane reserves [J]. *Exploration Techniques*, 2008(5): 37-44.
- [9] 张宇. 黄沙垸油田储量复算研究 [J]. 非常规油气, 2016, 3(6): 26-30.
ZHANG Yu. Research on the reserves recalculation of Huangshatuo Oilfield [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2016, 3(6): 26-30.
- [10] 候海强. 大老爷府油气田储量复算 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2016.
HOU Haiqiang. Re-calculation on the reserves of Dalaozeyu Oil and Gas Fields [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2016.
- [11] 张晓红. 胜利油区储量复算类型分析与实践 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014, 34(6): 201.
ZHANG Xiaohong. Analysis and practice of reserve combustion type in Shengli oil area [J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 2014, 34(6): 201.
- [12] 国土资源部. 煤层气资源/储量规: DZ/T 0216-2010 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
Ministry of Land and Resources. Specifications for coalbed methane resources/reserves: DZ/T 0216-2010 [S]. Beijing: China Standard Press, 2011.
- [13] 李明宅, 杨秀春, 徐文军. 煤层气探明储量计算中的有关技术问题讨论 [J]. 中国石油勘探, 2007(1): 87-90.
LI Mingzhai, YANG Xiuchun, XU Wenjun. Discussion on related technical issues of estimating proven coalbed methane reserves [J]. *China Petroleum Exploration*, 2007(1): 87-90.
- [14] 李贵中, 杨健, 王红岩, 等. 煤层气储量计算及其参数评价方法 [J]. 天然气工业, 2008, 28(3): 83-84.
LI Guizhong, YANG Jian, WANG Hongyan, et al. Methods for CBM reserve calculation and parameter evaluation [J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(3): 83-84.
- [15] 郑得文, 张君峰, 孙广伯, 等. 煤层气资源储量评估基础参数研究 [J]. 中国石油勘探, 2008, 13(3): 1-4.
ZHEN Dewen, ZHANG Junfen, SUN Guangbo, et al. Research on coal-bed methane reserves estimating parameters [J]. *China Petroleum Exploration*, 2008, 13(3): 1-4.
- [16] YAN Guoqiang, WANG Gang, XIN Lin, et al. Direct fitting measurement of gas content in coalbed and selection of reasonable sampling time [J]. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2017, 27(2): 299-305.
- [17] 车长波, 邱海峻, 刘成林, 等. 国家层面的煤层气资源评价思路和方法要点 [J]. 中国煤层气, 2004, 1(1): 10-12.
CHE Changbo, QIU Haijun, LIU Chenlin, et al. Main points of ideas and methods for CBM resources assessment at state level [J]. *China Coalbed Methane*, 2004, 1(1): 10-12.
- [18] 薛茹, 毛灵涛. 沁水盆地煤层气资源量评价与勘探预测 [J]. 中国煤炭, 2007, 33(5): 66-67.
XUE Ru, MAO Lingtao. Evaluation and exploration prediction of coal-bed gas resources in Qinshui Basin [J]. *Chinese Coal*, 2007, 33(5): 66-67.
- [19] 刘成林, 朱杰, 车长波, 等. 新一轮全国煤层气资源评价方法与结果 [J]. 天然气工业, 2009, 29(11): 130-132.

- LIU Chenlin, ZHU Jie, CHE Changbo, et al. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132.
- [20] 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 Jinghui, WANG Meidong, TIAN Feng, et al. Quantitative evaluation of production capacity of high rank coalbed methane reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 105-110.
- [21] YANG Zhaobiao, LI Yangyang, QIN Yong, et al. Development unit division and favorable area evaluation for joint mining coalbed methane[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 583-593.
- [22] WANG Jianliang, MOHR S, FENG Lianyong, et al. Analysis of resource potential for China's unconventional gas and forecast for its long-term production growth [J]. Energy Policy, 2016, 88: 389-401.
- [23] XIE Shan, LAN Yifei, HE Lei, et al. Novel method of production decline analysis [J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018, 113(1): 012007.
- [24] 陈元千. 确定气藏可采储量的方法[J]. 中国海上油气(地质), 1991, 5(2): 15-24.
- CHEN Yuanqian. The methods of determining recoverable reserves of gas reservoirs [J]. China Offshore Oil & Gas (Geology), 1991, 5(2): 15-24.
- [25] 王单华, 姜杉钰, 贾宏伟, 等. 海拉尔盆地旧桥凹陷低煤阶煤层气资源潜力分析[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 66-70.
- WANG Danhua, JIANG Shanyu, JIA Hongwei, et al. Resource potential analysis of low rank coalbed methane in Jiuciao Sag of Hailar Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 66-70.
- [26] 张吉, 史红然, 刘艳侠, 等. 强非均质致密砂岩气藏已动用储量评价新方法[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 1-5.
- ZHANG Ji, SHI Hongran, LIU Yanxia, et al. A new method to evaluate the available reserve of tight sandstone gas reservoir with strong heterogeneity [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 1-5.
- [27] 王勃, 姚红星, 王红娜, 等. 沁水盆地成庄区块煤层气成藏优势及富集高产主控地质因素[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(2): 366-372.
- WANG Bo, YAO Hongxing, WANG Hongna, et al. Favorable and major geological controlling factors for coalbed methane accumulation and high production in the Chengzhuang Block, Qinshui Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 366-372.
- [28] 张亚飞, 张占军, 何东, 等. 产量递减法在煤层气剩余可采资源量评估中的应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2014, 40(2): 146-148.
- ZHANG Yafei, ZHANG Zhanjun, HE Dong, et al. The application of production decline method in evaluating quantity of remaining recoverable resources of CBM [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2014, 40(2): 146-148.
- [29] 郑玉柱, 韩宝山. 煤层气采收率的影响因素及确定方法研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(1): 120-123.
- ZHEN Yuzhu, HAN Baoshan. Affecting factors and estimating methods of recovery percent of coal-bed gas [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(1): 120-123.
- [30] 李明宅, 孙晗森. 煤层气采收率预测技术 [J]. 天然气工业, 2008, 28(3): 25-29.
- LI Mingzhai, SUN Hansen. Methods of predicting CBM recovery factor [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(3): 25-29.

(编辑 徐文明)

(上接第 112 页)

- [21] AL-ASWAD A A. Petrology and provenance of Dhurma Formation (Middle Jurassic) in south central Saudi Arabia [C] // Middle East petroleum geosciences Geo - 94, Bahrain; Gulf Petrolink, 1995: 65-73.
- [22] MEYER F O, PRICE R C. A new Arab-D depositional model, Ghawarfield, Saudi Arabia [M] // Middle East Oil Show. Bahrain; SPE, 1993: 465-474.
- [23] BOUOULLEC J, MEYER A. Sedimentologic and diagenetic model of the Arab Formation (Qatar): reservoir implications [C] // Middle East Petroleum Geosciences Geo - 94, Bahrain; Gulf Petrolink, 1995: 236-246.
- [24] ALSHARHAN A S. Sequence stratigraphy and source rock potential of Upper Jurassic Diyab Formation in the United Arab Emirates [C]. Houston, Texas, AAPG Annual Meeting, 2002: 1.
- [25] ALSHARHAN A S. Depositional setting of the Upper Jurassic Hith anhydrite of the Arabian Gulf; an analog to Holocene evaporites of the United Arab Emirates and Lake MacLeod of western Australia [J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(7): 1075-1096.
- [26] 李运振, 张鑫, 信石印, 等. 波斯湾盆地演化与超大型油气田形成 [J]. 石油实验地质, 2019, 41(4): 548-559.
- LI Yunzhen, ZHANG Xin, XIN Shiyin, et al. Evolution of Persian Gulf Basin and formation of super-large oil and gas fields [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(4): 548-559.
- [27] 于洲, 丁振纯, 王利花, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组五段膏盐下白云岩储层形成的主控因素 [J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1213-1224.
- YU Zhou, DING Zhenchun, WANG Lihua, et al. Main factors controlling formation of dolomite reservoir underlying gypsum-salt layer in the 5th member of Ordovician Majiagou Formation, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1213-1224.
- [28] 饶勇, 阳怀忠, 郭志峰. 南加蓬次盆盐下油气分布规律及勘探方向 [J]. 断块油气田, 2018, 25(4): 440-445.
- RAO Yong, YANG Huaizhong, GUO Zhifeng. Hydrocarbon distribution regularity and exploration trend of pre-salt section in South Gabon sub-basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(4): 440-445.

(编辑 黄娟)