

## 沁水盆地南部高煤阶煤层气高产区定量评价

王镜惠<sup>1</sup>,梅明华<sup>2</sup>,梁正中<sup>1</sup>,王华军<sup>2</sup>

(1. 榆林学院化学与化工学院, 陕西 榆林 719000; 2. 中国石油长庆油田分公司第二采气厂, 陕西 榆林 719000)

**摘要:**煤层气高产区的有效预测对提高煤层气单井产量和开发效益具有重要意义。为了实现煤层气储层产气能力的定量评价,基于煤层气开发机理,利用沁水盆地南部煤层气开发数据,通过理论和统计分析,定义了解吸效率指数和产气能力指数,从储层含气性、解吸效率和产出能力3个方面定量评价了各参数预测产气能力的可靠性。结果表明,储层含气性评价中去除含气饱和度,解吸效率指数中增加表征宏观解吸效率的地解压差,使含气性和解吸效率指数与日产气量的相关性大幅提升。煤层气井日产气量随含气量、解吸效率指数、渗透率增加而增加,当含气量大于 $15 \text{ m}^3/\text{t}$ ,解吸效率指数大于 $0.11 (\text{MPa}\cdot\text{d})^{-1}$ ,渗透率大于 $0.03\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,单井日产气量能够达到 $800 \text{ m}^3$ 以上。将含气量、解吸效率指数和渗透率的乘积定义为煤层气产气能力指数能够有效预测煤层气高产区。当产气能力指数分别大于 $0.05\times 10^{-3} \mu\text{m}^2\cdot\text{m}^3\cdot(\text{t}\cdot\text{d}\cdot\text{MPa})^{-1}$ 和 $1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2\cdot\text{m}^3\cdot(\text{t}\cdot\text{d}\cdot\text{MPa})^{-1}$ 时,单井日产气量分别大于 $800 \text{ m}^3$ 和 $1\ 500 \text{ m}^3$ 。

**关键词:**沁水盆地;高煤阶;煤层气;储层评价;定量评价;产气能力指数

中图分类号:TE37

文献标识码:A

## Quantitative evaluation of high production areas of CBM with high coal rank in southern Qinshui Basin

WANG Jinghui<sup>1</sup>, Mei Minghua<sup>2</sup>, LIANG Zhengzhong<sup>1</sup>, WANG Huajun<sup>2</sup>

(1. School of Chemistry and Chemical Engineering, Yulin University, Yulin, Shaaxi 719000, China;

2. No.2 Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company, CNPC, Yulin, Shaaxi 719000, China)

**Abstract:** The effective prediction of high production areas of CBM is of great significance to improve the production and the development benefits of single wells. In order to the evaluate the production capacity of CBM formation quantitatively, based on the development mechanism of CBM, the data of CBM in southern Qinshui Basin was used to define the absorption efficiency index and the gas production capacity index through the theory and statistical analysis. And the reliability of gas production capacity was quantitatively evaluated from 3 aspects of gas content ability, desorption efficiency and output capacity of the reservoir. The results showed that, in the evaluation of gas content, to remove gas saturation and increase the differential pressure of formation pressure and desorption pressure—which represented the macroscopic desorption efficiency—in the desorption efficiency index can greatly improve the correlation between daily gas production and gas content, desorption efficiency index respectively. The daily gas production increased with the increasing of gas bearing index, desorption efficiency index and the production capacity index. When the gas content, the desorption efficiency index and the permeability were respectively higher than  $15 \text{ m}^3/\text{t}$ ,  $0.11 (\text{MPa}\cdot\text{d})^{-1}$  and  $0.03\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the daily gas production could be more than  $800 \text{ m}^3$ . When the gas content, desorption efficiency index and production capacity index were defined as the gas production capacity index of CBM, high production areas of CBM could be effectively predicted. When the gas production capacity index was great than  $0.05\times 10^{-3} \mu\text{m}^2\cdot\text{m}^3\cdot(\text{t}\cdot\text{d}\cdot\text{MPa})^{-1}$ , the daily gas production was more than  $800 \text{ m}^3$ , while the index was greater than  $1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2\cdot\text{m}^3\cdot(\text{t}\cdot\text{d}\cdot\text{MPa})^{-1}$ , the daily gas production was more than  $1\ 500 \text{ m}^3$ .

**Key words:** Qinshui Basin, high coal rank, coalbed methane (CBM), formation evaluation, quantitative evaluation, gas production capacity index

收稿日期:2019-01-30。

第一作者简介:王镜惠(1984—),男,硕士,讲师,从事油气地质勘探及油气田开发研究。通讯地址:陕西省榆林市榆阳区崇文路185号佳苑2号楼3单元,邮政编码:719000。E-mail:wangjinghui2219@sohu.com

基金项目:陕西省自然科学基金基础研究计划“鄂尔多斯盆地东北部异常压力形成与页岩气富集机理研究”(2017JM4017)。

目前,我国煤层气产业取得了长足的发展,但仍存在单井产量偏低,井间产量差异大,开发效益差、储层渗透率低等问题<sup>[1]</sup>。其根本原因是现有的工程技术与多样的储层地质条件不适应,在现有工程技术条件下,提高单井产量和开发效益的主要方法是通过有效的储层评价方法精确定位高产区。王红岩等<sup>[2]</sup>研究了我国煤层气富集成藏规律,重点研究了水动力条件和区域构造热事件对煤层气富集的影响。曹新款等<sup>[3]</sup>研究了沁水盆地南部郑庄区块煤层气富集主控因素,认为水文地质条件、构造及岩浆活动为该区块煤层气富集主控因素。后续的开发实践表明,煤层富集主控因素与高产主控因素不同,逐渐提出了富集高产区的概念。赵庆波等<sup>[4]</sup>认为构造高点、封闭较好的浅层储层及次生裂隙发育区是煤层气富集高产的主要区域。王勃等<sup>[5]</sup>研究了沁水盆地成庄区块富集、高产主控因素,认为构造热事件提高生气能力,封盖与水动力条件利于煤层气富集,张性水平应力分布区及煤矿卸压应力释放区的煤储层渗透率高。DOU等<sup>[6]</sup>认为煤层渗透率、煤层厚度以及含气量共同决定煤层气产气潜力。在上述研究基础上,部分学者提出了用参数组合进行煤层气高差区评价的方法,宋岩等<sup>[7]</sup>研究了沁水盆地南部煤层气富集高产的主控因素,认为应该用煤层含气量和渗透率2个参数耦合来评价储层高产区。孙粉锦等<sup>[8]</sup>认为煤层气储层渗透率和煤层气构造控制煤层气井高产,应该利用构造和渗透率参数组合来进行高产区评价。李喆等<sup>[9]</sup>认为吸附时间会直接影响到煤层气储层的开发潜力,储层评价时应该考虑该参数。娄剑青等<sup>[10]</sup>通过理论研究,认为应该利用产气潜能与产气能力两个指标定量的评价煤层气富集高产区。这些研究从参数选择上偏重于对煤层气储层含气性和气体产出效率的评价而忽视了煤层气解吸效率尤其是宏观解吸效率对煤层气井产量的影响;偏重于对于富集高产区的定性评价研究,忽视定量指标评价。煤层气开发机理是通过持续排水,将储层压力降至解吸压力以下,使煤层气井通过解吸、扩散、渗流产出井筒。因此,煤层气高产区主控因素包括含气性、解吸扩散效率和渗流产出能力。为了实现煤层气储层产气能力定量评价,以沁水盆地南部煤层气储层及开发数据为基础,通过理论分析和相关性统计,定义了储层含气性指数、煤层甲烷解吸效率指数、产出能力指数和产气能力指数4个指标,并对煤层气储层产

气能力进行了评价,以期高煤阶煤层气储层高产区精确定位提供借鉴。

## 1 储层含气性评价

储层含气性主要受含气量和煤层厚度影响,在一定程度上含气量可以表征煤层某点即微观的含气性,而煤层厚度则从宏观上表征煤层整体的含气性,而在同一区域煤层厚度的变化较小,不作为主要的评价参数。迟焕鹏等<sup>[11]</sup>在研究煤层含气性时考虑了含气饱和度,认为较高的含气饱和度可以保障生产过程中的煤层气供应,即认为含气饱和度越高,煤层气可采潜力越大。但正如康永尚等<sup>[12]</sup>指出的一样,实测含气量为 $19.9 \text{ m}^3/\text{t}$ 的井含气量饱和度仅为 $79.6\%$ ,而含气量为 $8.8 \text{ m}^3/\text{t}$ 的井含气量饱和度却可以高达 $88\%$ ,显然不能将含气饱和度混同于煤层气含气量。许多现场数据表明,煤层气井日产气量与含气饱和度存在一定正相关关系,但这并不是由于含气饱和度高的井的含气量高,而是由于含气饱和度高的井地解压差小,储层解吸效率高。故不采用含气饱和度进行储层含气性评价,而采用地解压差进行解吸效率评价,这是与前人重要区别所在。

储层含气量是煤层气井产气的物质基础。左银卿等<sup>[13]</sup>对樊庄东部进行研究,结果表明当樊庄东部含气量介于 $5 \sim 17 \text{ m}^3/\text{t}$ 时,含气饱和度低于 $80\%$ ,直井平均产气量小于 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ ,开发效果较差。对沁水盆地南部煤层气井含气量及产量进行统计(图1)。由图1可知,煤层气井日产气量随含气量增加而增加,当含气量大于 $15 \text{ m}^3/\text{t}$ 时,产气量高于 $800 \text{ m}^3/\text{d}$ ,当含气量小于 $15 \text{ m}^3/\text{t}$ 时,产气量小于 $800 \text{ m}^3/\text{d}$ 。因此,煤储层含气量是评价储层产气能力的关键指标。

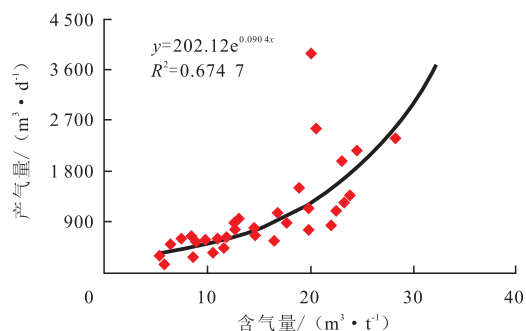


图1 含气量对煤层气井产量的影响

Fig. 1 Effects of gas contents on daily gas production of CBM wells

## 2 解吸效率定量评价

煤层甲烷主要以吸附态赋存于基质孔隙表面,而储层含气性指数未考虑甲烷解吸效率的影响。解吸效率是指煤层气开发过程中煤层甲烷由初始吸附态变为游离态的速度。吴见等<sup>[14]</sup>引入了吸附时间来表征煤层气的解吸和扩散效率,认为吸附时间越短,煤层甲烷解吸扩散效率越高。但该参数基于钻井取心测试获得,煤心尺度较小,仅能反映煤层气储层某点处微观的解吸扩散效率。前人研究表明,测试样品尺度对煤岩吸附时间测定结果具有重要影响<sup>[15]</sup>,不能反映宏观储层中煤层气从排水降压到解吸的效率。万玉金等<sup>[16]</sup>指出,在含气量和吸附等温线确定的条件下,煤层压力越接近临界解吸压力,解吸越容易,产量越高。因此,将地解压差作为反映储层宏观解吸效率的因素,提出了地解压差和吸附时间作为解吸效率的评价指标。

### 2.1 地解压差影响

煤层气开发需要通过持续排水降压,将储层压力降至解吸压力以下,使甲烷解吸产出并筒<sup>[17]</sup>,因此,煤层气井地解压差直接影响煤层气井解吸效率,地解压差是从宏观角度对煤层甲烷解吸效率的评价。地解压差越大,煤层气井解吸前需要降压幅度就越大,排水期越长,解吸效率越低,煤层气井解吸效率与地解压差成反比。

图2为沁水盆地南部煤层气井地解压差与日产气量关系,结果表明,随着地解压差增大,煤层气单井日产气量明显降低,这主要是因为,地解压差增大,煤层气井解吸降压效率降低,解吸面积减小,进

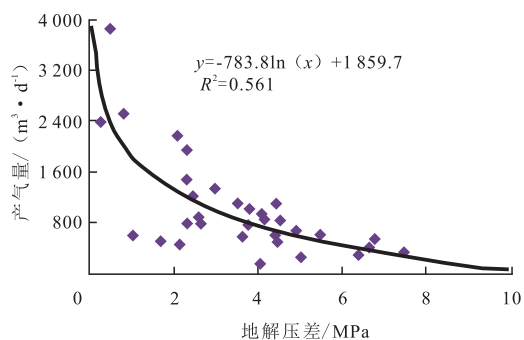


图2 地解压差对煤层气井产量的影响

Fig. 2 Effects of differential pressure of formation pressure and desorption pressure on daily gas production of CBM wells

而导致产量降低。这里需要指出,地解压差大也反映了储层保存条件较差,解吸压力低,为了明确地解压差是通过影响解吸效率影响产气量,还是通过影响含气量进而影响产气量,统计了研究区域地解压差与含气量关系(图3)。结果表明,地解压差与含气量相关性极差,这说明对于研究区域而言,地解压差大含气量不一定低。因此,地解压差越大,日产气量越低,是由于地解压差越大,解吸效率越低,这进一步论证了将地解压差作为解吸效率评价参数的正确性。

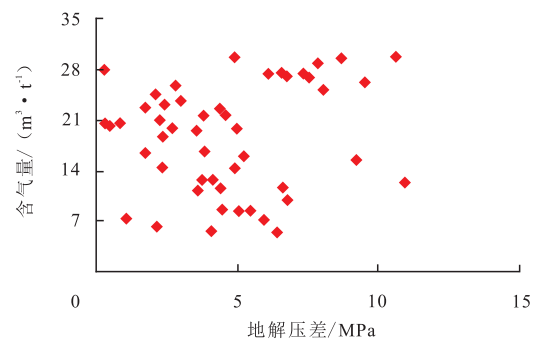


图3 地解压差与含气量关系

Fig. 3 Relation between differential pressure of formation pressure and desorption pressure and gas content

### 2.2 吸附时间影响

吸附时间是指通过取心测试含气量时,解吸气体体积达到总吸附气量63.2%时所用的时间<sup>[9]</sup>,是对煤层甲烷微观解吸效率的评价。吸附时间越长,煤层气井解吸效率越低。图4为对沁水盆地南部煤层气井吸附时间与日产气量进行统计分析。结果表明,煤层气单井日产气量随吸附时间增加而降低,当吸附时间大于10 d时,产气量均小于900 m³/d。

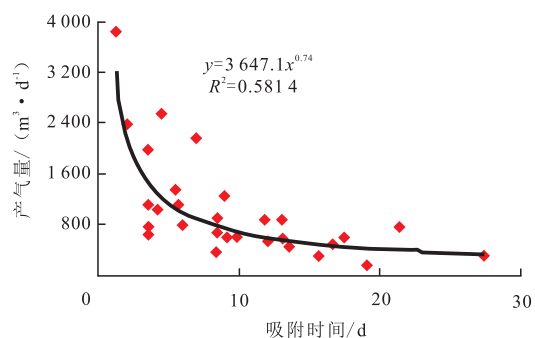


图4 吸附时间对煤层气井产量的影响

Fig. 4 Effects of adsorption time on daily gas production of CBM wells

### 2.3 解吸效率指数

煤层甲烷解吸效率可以用地层解压差和吸附时间来综合表征,定义煤层甲烷解吸效率指数为:

$$I_d = \frac{1}{(p_r - p_d)t_d} \quad (1)$$

式中: $I_d$ 为煤层气解吸效率指数,  $(\text{MPa}\cdot\text{d})^{-1}$ ;  $p_r$ 为地层压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_d$ 为解吸压力,  $\text{MPa}$ ;  $t_d$ 为吸附时间,  $\text{d}$ 。

式(1)表明,解吸效率指数越大,煤层甲烷解吸效率越高。根据式(1),利用沁水盆地南部煤层气地层压力、解吸压力及吸附时间计算煤层甲烷解吸效率指数(图5),结果表明,研究区域煤层甲烷解吸效率指数分布在 $0.01 \sim 2 (\text{MPa}\cdot\text{d})^{-1}$ ,平均为 $0.16 (\text{MPa}\cdot\text{d})^{-1}$ 。煤层气井日产气量随着解吸效率指数增加而增加,但二者相关性较差,总体上,当解吸效率指数大于 $0.11 (\text{MPa}\cdot\text{d})^{-1}$ 后单井日产气量可达 $800 \text{ m}^3$ 以上。

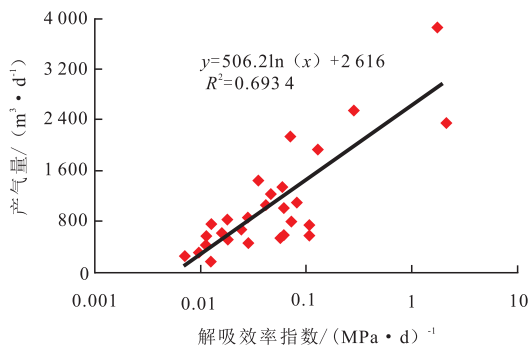


图5 解吸效率指数对煤层气井产量的影响

Fig. 5 Effects of desorption efficiency index on daily gas production of CBM wells

### 3 产出能力定量评价

产出能力是从宏观渗流角度对储层渗流能力的评价,而甲烷解吸效率是从宏观和微观2个方面对甲烷解吸效率的综合评价,根据上述分析,可以用储层渗透率来表征煤层气产出能力。煤层气储层渗透率对煤层气井排水降压及煤层甲烷解吸产出具有重要影响。渗透率越高排水降压效率越高,煤层气产出效率越高<sup>[10,18]</sup>,因此,渗透率是决定煤层气产出效率的主要因素。图6为沁水盆地南部煤层气渗透率与日产气量关系,表明,单井日产气量随着渗透率增加而增加。当渗透率低于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,日产气量一般低于 $800 \text{ m}^3$ ;当渗透率高于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,大部

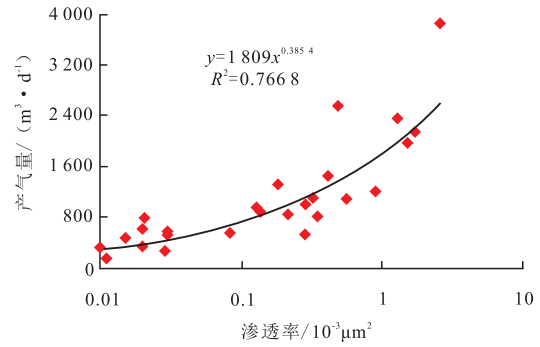


图6 渗透率对煤层气井产量的影响

Fig. 6 Effects of permeability on daily gas production of CBM wells

分井日产气量能够达到 $800 \text{ m}^3$ 以上。这表明渗透率是煤层气井产量的主控因素之一。

### 4 储层产气能力定量评价

对煤层气高产区域进行有效预测是目前煤层气储层评价的重点和难点,上述研究表明,煤层气井产量与含气性、解吸效率和产出能力密切相关,可以通过储层含气性指数、煤层甲烷解吸效率指数和产出能力指数3个参数进行综合定量表征。通过煤层气储层产气能力指数来定量表征其产气能力,其表达式为:

$$C_p = C_g I_d k = \frac{k C_g}{(p_r - p_d)t_d} \quad (2)$$

式中: $C_p$ 为产气能力指数,  $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}^3 \cdot (\text{t} \cdot \text{d} \cdot \text{MPa})^{-1}$ ;  $C_g$ 为含气量,  $\text{m}^3/\text{t}$ ;  $k$ 为储层渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

式(2)表明,煤层气储层产气能力指数越大,煤层气井产量越高。

利用含气量、煤层甲烷解吸效率指数和储层渗透率计算研究区域储层产气能力指数,并绘制其与日产气量关系散点图(图7)。结果表明,单井日产气量随

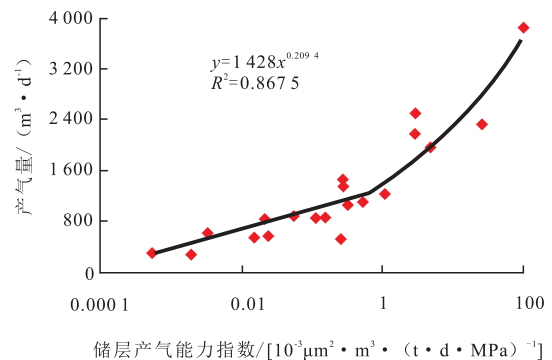


图7 产气能力指数对煤层气井产量的影响

Fig. 7 Effects of gas-production capacity index on daily gas production of CBM wells

产气能力指数增加而增加,当产气能力指数大于  $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}^3 \cdot (\text{t} \cdot \text{d} \cdot \text{MPa})^{-1}$  时,日产气量总体上大于  $800 \text{ m}^3$ ,产气能力指数大于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}^3 \cdot (\text{t} \cdot \text{d} \cdot \text{MPa})^{-1}$  时,日产气量大于  $1\ 500 \text{ m}^3$ 。单井日产气量与产气能力指数间的相关性高达0.87,远高于各单一指标与日产气量间的相关性,表明产气能力指数能够有效地表征储层产气能力强弱,是进行煤层气储层高产区预测的有效指标。

## 5 结论

1) 基于煤层气开发原理提出的储层含气性指数、解吸效率指数和产出能力指数3个指标能够有效表征煤层气的含气性、解吸效率和产出能力,将3个指标乘积定义为煤层气产气能力指数,产气能力指数与单井日产气量的相关性高于各个单一指标且高达0.87,表明产气能力指数能够有效的表征煤层气储层的产气能力。

2) 储层含气性指数计算中采用含气量和煤层厚度2个参数,而去除含气饱和度,使含气性指数与日产气量相关性更好;在解吸效率指数中增加表征宏观解吸效率的地解压差,同时考率煤层气储层宏观和微观解吸效率,使解吸效率指数与日产气量的相关性大幅提升。

3) 煤层气井日产气量随含气量、解吸效率指数和渗透率的增加而增加。当含气量大于  $15 \text{ m}^3/\text{t}$  时,解吸效率指数大于  $0.11 (\text{MPa} \cdot \text{d})^{-1}$ ,渗透率大于  $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,日产气量总体上大于  $800 \text{ m}^3$ 。储层产气能力指数越大,煤层气井产量越高。当产气能力指数分别大于  $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}^3 \cdot (\text{t} \cdot \text{d} \cdot \text{MPa})^{-1}$  和  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}^3 \cdot (\text{t} \cdot \text{d} \cdot \text{MPa})^{-1}$  时,单井日产气量分别大于  $800 \text{ m}^3$  和  $1\ 500 \text{ m}^3$ 。

### 参考文献

[1] 赵贤正,朱庆忠,孙粉锦,等.沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J].煤炭学报,2015,40(9):2131-2136.  
[2] 王红岩,万天丰,李景明,等.区域构造热事件对高煤阶煤层

气富集的控制[J].地学前缘,2008,15(5):364-369.

- [3] 曹新款,朱炎铭,王道华,等.郑庄区块煤层气赋存特征及控气地质因素[J].煤田地质与勘探,2011,39(1):16-19.  
[4] 赵庆波,陈刚,李贵中.中国煤层气富集高产规律、开采特点及勘探开发适用技术[J].天然气工业,2009,29(9):13-19.  
[5] 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.  
[6] DOU F K, KANG Y S, QIN S F, et al. The coalbed methane production potential method for optimization of wells location selection[J]. Journal of Coal Science Engineering, 2013, 19(2): 210-218.  
[7] 宋岩,柳少波,马行陟,等.中高煤阶煤层气富集高产区形成模式与地质评价方法[J].地学前缘,2016,23(3):1-9.  
[8] 孙粉锦,王勃,李梦溪,等.沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素[J].石油学报,2014,35(6):1070-1079.  
[9] 李喆,康永尚,姜杉钰,等.沁水盆地高煤阶煤吸附时间主要影响因素分析[J].煤炭科学技术,2017,45(2):115-121.  
[10] 娄剑青.影响煤层气产量的因素分析[J].天然气工业,2004,24(4):62-64.  
[11] 迟焕鹏,毕彩芹,单衍胜,等.黔西都格井田煤层气储层特征及可采性[J].煤炭学报,2018,43(12):3447-3452.  
[12] 康永尚,王金,姜杉钰,等.量化指标在煤层气开发潜力定量评价中的应用[J].石油学报,2017,38(6):677-686.  
[13] 左银脚,孟庆春,任严,等.沁水盆地南部高煤阶煤层气富集高产控制因素[J].天然气工业,2011,31(11):11-13.  
[14] 吴见,姜杉钰,张守仁,等.利用潜在产气效率指数预测柿庄区块煤层气开发有利区[J].新疆石油地质,2017,38(3):352-357.  
[15] 刘洪林,王红岩,张建博.煤层气吸附时间计算及其影响因素分析[J].石油实验地质,2000,22(4):365-367.  
[16] 万玉金,曹雯.煤层气单井产量影响因素分析[J].天然气工业,2005,25(1):126.  
[17] 胡秋嘉,贾慧敏,祁空军,等.高煤阶煤层气井单相流段流压精细控制方法—以沁水盆地樊庄—郑庄区块为例[J].天然气工业,2018,38(9):76-81.  
[18] 贾慧敏,胡秋嘉,刘忠,等.裂缝应力敏感性对煤层气井单相流段产水影响及排采对策[J].中国煤层气,2017,14(5):31-34.

(编辑 尹淑容)