

文章编号: 0253-2697(2017)11-1310-10 DOI:10.7623/syxb201711010

# 鄂尔多斯盆地东缘三区块煤层气井产能主控因素及开发策略

赵欣<sup>1</sup> 姜波<sup>2</sup> 张尚镔<sup>3</sup> 刘杰刚<sup>2</sup> 段飘飘<sup>2</sup> 徐强<sup>1</sup>

(1. 中国煤炭地质总局勘查研究总院 北京 100039; 2. 中国矿业大学资源与地球科学学院 江苏徐州 221116;  
3. 中石油煤层气有限责任公司陕北项目经理部 陕西延安 716000)

**摘要:**根据鄂尔多斯盆地东缘三区块煤层气田83口排采井的资料,系统分析了地质条件、工程技术和排采制度等因素对煤层气井产能的影响,并在此基础上提出了相应的开发策略。结果表明:煤层厚度、地下水流体势、含气量、渗透率和临储比是影响研究区煤层气井产能的主要地质因素;井距、压裂液量和加砂量是影响煤层气井产能的主要工程技术因素;井底压力下降速度、动液面下降速度、套压直接影响煤层气井产能。在此基础上,采用灰色关联分析法得出研究区煤层气井产能影响因素的大小次序,并从有利区优选、井网部署、压裂设计和排采制度4个方面,提出了适合于研究区煤层气地质特征的开发策略:在有利区优选方面,构建了煤层气开发有利区评价指标,将研究区划分为I—IV类单元;在井网部署方面,I类和II类单元井距应控制在335~370 m;III类和IV类单元井距应控制在370~400 m;在压裂施工设计方面,I类和II类单元煤层气井的压裂液量应控制在800~1 200 m<sup>3</sup>;加砂量应控制在35~60 m<sup>3</sup>;III类和IV类单元煤储层地质条件相对较差,对于不同地质条件,提出了不同的压裂措施;排采制度方面,将煤层气排采产气过程划分为5个阶段,并针对不同排采阶段,提出了具体的排采控制方法。

**关键词:**煤层气;产能主控因素;灰色关联分析;调控方法;开发策略

中图分类号:TE33

文献标识码:A

## Main controlling factors of productivity and development strategy of CBM wells in Block 3 on the eastern margin of Ordos Basin

Zhao Xin<sup>1</sup> Jiang Bo<sup>2</sup> Zhang Shangbin<sup>3</sup> Liu Jiegang<sup>2</sup> Duan Piaopiao<sup>2</sup> Xu Qiang<sup>1</sup>

(1. General Prospecting Institute, China National Administration of Coal Geology, Beijing 100039, China; 2. School of Resources and Geoscience, China University of Mining and Technology, Jiangsu Xuzhou 221116, China; 3. Project Management Department in Northern Shaanxi, PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Shaanxi Yan'an 716000, China)

**Abstract:** According to the production data of 83 coalbed methane (CBM) wells in Block 3 on the eastern margin of Ordos Basin, the effects from geological conditions, engineering technology, draining technology and other factors on CBM well productivity were systematically analyzed, and on this basis, the relevant development strategies were put forward. The results show that the main geological factors influencing CBM productivity include coal bed thickness, underground water fluid potential, gas content, permeability and critical reservoir ratio. The major engineering technology factors affecting CBM productivity include well spacing size, total fracturing liquid volume and sand adding amount. The lowering speeds of bottom hole pressure and working fluid level as well as casing pressure directly influence CBM productivity. On this basis, gray relative analysis method is used to obtain the degree order of CBM productivity influencing factors in the study area. Meanwhile, from the four aspects including favorable zone optimization, well pattern deployment, fracturing design and producing measures, the development strategies suitable for CBM geological characteristics in the study area were put forward as follows. In the aspect of favorable zone optimization, the evaluation indicators for favorable CBM development zone were established to divide the development unit into I-IV units types. In the aspect of well pattern deployment, the well spacing sizes of Type I and Type II units should be controlled within 335-370 m, and those of Type III and Type IV units should be limited in 370-400 m. In the aspect of fracturing design, the fracturing liquid volumes of Type I and Type II units should be controlled in 800-1 200 m<sup>3</sup>, and the sand adding amount should be limited within 35-60 m<sup>3</sup>. Due to poorer coalbed geological conditions of Type III and Type IV units, different fracturing measures were proposed for different geological conditions. In the aspect of producing measures, the CBM producing process in the study area was divided into five stages, and the specific CBM-producing controlling methods are put forward aiming at different producing stages.

**Key words:** coalbed methane; main controlling factors of productivity; gray relative analysis; regulatory method; development strategy

**基金项目:**国家重大科技专项“煤层气储层工程及动态评价技术”(2011ZX05034)和中国煤炭地质总局勘查研究总院青年科技创新基金资助。

**第一作者及通信作者:**赵欣,女,1986年6月生,2008年获西安石油大学学士学位,2017年获中国矿业大学博士学位,现为中石油煤层气地质总局勘查研究总院工程师,主要从事煤层气勘探开发研究工作。Email:zx20091020@163.com

引用:赵欣,姜波,张尚锴,刘杰刚,段飘飘,徐强.鄂尔多斯盆地东缘三区块煤层气井产能主控因素及开发策略[J].石油学报,2017,38(11):1310-1319.

Cite: ZHAO Xin, JIANG Bo, ZHANG Shangkun, LIU Jiegang, DUAN Piaopiao, XU Qiang. Main controlling factors of productivity and development strategy of CBM wells in Block 3 on the eastern margin of Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(11): 1310-1319.

国内外学者针对煤层气井产能及其影响因素的大量研究发现,煤层气井产能受构造、煤层埋深、含气量、渗透率、临界解吸压力、含气饱和度、钻井工艺、压裂工艺、排采制度等多种因素的影响,但对于如何调整和控制这些产能影响因素,以增强煤层气的解吸和渗流能力,提高单井产气量,缺乏系统性的定量化研究<sup>[1-5]</sup>。笔者根据鄂尔多斯盆地东缘三区块煤层气田 83 口排采井的资料,在系统分析研究区地质条件、工程技术和排采制度等因素对煤层气井产能影响的基础上,采用灰色关联分析方法,确定了各影响因素的主次关系,并从有利区优选、井网部署、压裂施工设计和排采制度 4 个方面,提出与研究区煤层气地质特征相适应的产能调控方法,为地质条件类似地区煤层气资源的有效利用提供一定的借鉴。

## 1 产能特征

鄂尔多斯盆地东缘三区块是中国目前煤层气开发的主要地区之一。在区域构造上属于鄂尔多斯盆地东北缘、晋西挠折带北段。含煤地层主要以石炭系一二叠系为主,山西组 4+5 号煤和太原组 8+9 号煤为研究区主要目的煤层,煤的变质程度以气煤—肥煤为主。

由于不同排采阶段和时期,煤层气井产气量大小有明显差别,因此,研究选取鄂尔多斯盆地东缘三区块煤层气田连续生产 20 个月以上的 83 口排采井为研究对象。这是由于经历 20 个月以上的排水降压,多数排采井均已产气,且产气量趋于稳定,有利于进行单井产能的对比分析。根据煤层气井产能分级方案<sup>[6]</sup>,将排采井划分为高产气井、中产气井和低产气井(表 1)。

表 1 煤层气井产能分级

Table 1 CBM well productivity classification

产量分类	产量标准/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	井数	排采时间/ 月	平均产气量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )
高产气井	>3000	24	>20	4069
中产气井	1000~3000	39	>20	1794
低产气井	<1000	20	>20	483

## 2 产能主控因素

影响研究区煤层气井产能的因素很多,主要包括地质条件、工程技术和排采制度 3 个方面。地质条件方面,主要受煤层厚度、地下水流体势、含气量、渗透

率、临储比、构造、顶底板岩性、煤层埋深、最小水平主应力、储层压力等因素的直接或间接影响;工程技术方面,主要受井网布置和压裂工艺的影响;排采制度方面,主要受井底压力、动液面、套压等因素影响<sup>[7-13]</sup>。

### 2.1 地质条件

#### 2.1.1 煤层厚度

研究区北部煤层最厚,从北向南煤层逐渐变薄,由东到西煤层逐渐变厚,其中 4+5 号煤层厚度变化为 3.5~15.0 m,平均厚度为 7.2 m;8+9 号煤层厚度变化为 2.2~17.5 m,平均厚度为 9.7 m,两套煤层结构较稳定。

目前研究区对煤层的开采选用两套主力煤层合层开采的方式,因此在研究煤层厚度对产能的影响时,选用 2 套煤层叠加的总厚度进行分析。研究可知:煤层总厚度对排采井日产气量影响显著,呈现出较好的正相关性,煤层厚度越大,向井筒渗流汇聚的煤层气就越充足,煤层气井日产气量就越高<sup>[14-18]</sup>,研究区高产气井 2 套煤层的总厚度均在 18 m 以上(图 1)。

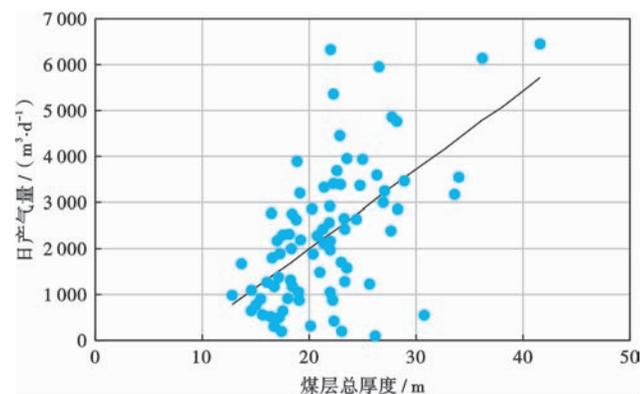


图 1 煤层总厚度变化与日产气量的关系

Fig. 1 Relationship between the total coal bed thickness and daily gas production

#### 2.1.2 地下水流体势

地层流体的运移受地下环境的流体势分布(势场)控制,流体总是从高势区向低势区流动。水动力的研究就是通过分析流体势能横向分布规律来判断地下水流动方向。

研究区排采井的日产气量与地下水流体势具有较好的正相关性。地下水流体势高的部位,煤层气井日产气量相对较大,这是由于在无越流补给的情况下,煤层水的补给相对较困难,使得这些地区的煤

储层压力容易随着排采水的采出而降低,从而利于煤层气解吸。同时,由于气水混合液在煤层渗流过程中存在“气水分异”现象,地下水流体势高的部位也容易富集来自其他部位解吸出的煤层气。因此,宏观表现为地下水流体势高的部位,煤层气井的产气量就越大;地下水流体势较低的部位,由于煤层水的补给充分不利于储层压力降低,煤层气井的日产气量相对较小<sup>[19-20]</sup>。

### 2.1.3 含气量

含气量是影响煤层气井产能的主要地质因素之一<sup>[21]</sup>。研究区4+5号煤层含气量为2.8~8.6 m<sup>3</sup>/t,8+9号煤层含气量为4.3~9.4 m<sup>3</sup>/t,煤层高含气区主要位于区块西北部,这主要与研究区构造、顶底板岩性和煤层埋深等因素有关。

考虑研究区的煤层为合层开采,日产气量是2套煤层产气量之和,因此,需要对2套煤层的含气量数据做以下处理,得到一个等效含气量值,再进行等效含气量与排采井日产气量的关系对比分析。

由于煤层含气量是指单位数量煤体中所吸附的煤层气数量,或者每吨原煤中所含煤层气的量,那么对于一套煤层吸附的煤层气总量可表示为:

$$Q = CAh\rho \quad (1)$$

则对于同一口井,两套煤层吸附的煤层气总量为:

$$\sum Q = Q_{4+5} + Q_{8+9} \quad (2)$$

假设两套煤层的控制面积相同,煤的密度相同,则有:

$$\sum Q = (C_{4+5}h_{4+5} + C_{8+9}h_{8+9})A\rho \quad (3)$$

假设等效含气量为:

$$\bar{C} = \frac{\sum Q}{A(h_{4+5} + h_{8+9})\rho} \quad (4)$$

将式(3)代入式(4),可得:

$$\bar{C} = C_{4+5} \frac{h_{4+5}}{h_{4+5} + h_{8+9}} + C_{8+9} \frac{h_{8+9}}{h_{4+5} + h_{8+9}} \quad (5)$$

由式(5)计算得出,2套煤层的等效含气量值变化范围在4.80~7.35 m<sup>3</sup>/t,平均为6.34 m<sup>3</sup>/t。从等效含气量与日产气量的关系(图2)可以看出,等效含气量与单井日产气量的相关性较好,含气量越高,日产气量就越高。其中,中、高产气井的等效含气量主要集中在5.80~7.35 m<sup>3</sup>/t。当含气量较低时,排采井的日产气量较低,如g5井,等效含气量为4.85 m<sup>3</sup>/t,日产气量仅为220 m<sup>3</sup>/d。但这种规律也有例外,如g14井等效含气量虽然为6.95 m<sup>3</sup>/t,但由于位于地下水流体势较低的部位,日产水量为43 m<sup>3</sup>/d,高产水导致煤层排水降压困难,日产气量仅为530 m<sup>3</sup>/d。

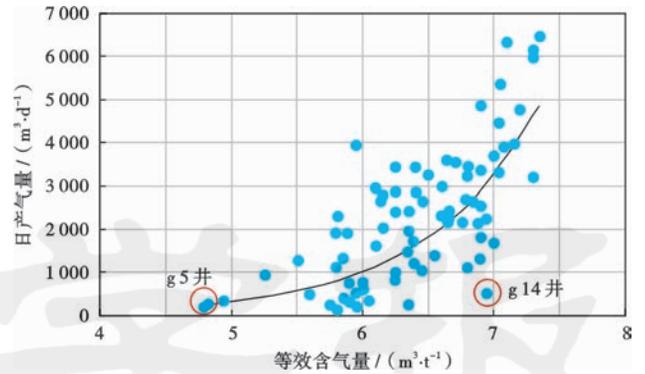


图2 等效含气量与日产气量的关系

Fig. 2 Relationship between equivalent gas content and daily gas production

### 2.1.4 渗透率

利用试井资料得到研究区4+5号煤储层渗透率为2.1~13 mD,平均为5.7 mD;8+9号煤储层为3.5~12 mD,平均为5.4 mD。平面上,两套煤层渗透率的分布均呈南部高北部低、东部高西部低的特点,这与煤层埋深、地应力和储层压力等因素有关。

煤层渗透率变化对煤层气井产能的影响,建立等效渗透率计算式为<sup>[22]</sup>:

$$\bar{K} = K_{4+5} \frac{h_{4+5}}{h_{4+5} + h_{8+9}} + K_{8+9} \frac{h_{8+9}}{h_{4+5} + h_{8+9}} \quad (6)$$

由式(6)得出,2套煤层的等效渗透率值变化范围在3.25~9.60 mD,平均为6.15 mD。由图3可以看出,随等效渗透率值的增大,煤层气井的日产水量也呈增大趋势。而等效渗透率与排采井日产气量的相关性不明显,表现为相同渗透率情况下,即有高产气井,又有低产气井,变化趋势较分散。

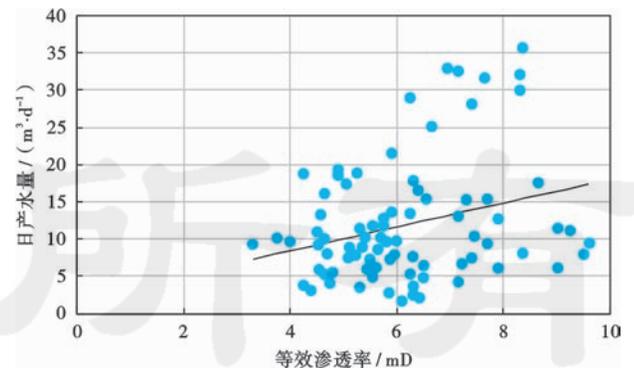


图3 等效渗透率与日产水量的关系

Fig. 3 Relationship between the equivalent permeability and daily water production

这是由于煤储层渗透率主要表征煤层孔隙—裂隙连通性的好坏,渗透率越大,说明储层连通性越好。研究区煤储层本身为中低煤阶,变质程度不高,孔隙结构

较好,使得煤储层渗透率差异较小,有利于煤层气井的排水,表现为等效渗透率与日产水量呈一定正相关性。同理,渗透率差异小,对于处在地下水流体势高部位的煤层气井来说排水降压越有利,能够促进煤层气体的解吸,但同时也带来了地下水流体势低部位因渗透率差异小,产水量大而导致排水困难的问题,直接表现就是储层压力下降慢,排采井日产气量相对较低的特点。

### 2.1.5 临储比

临储比是指煤层临界解吸压力与煤层原始地层压力的比值。煤储层临储比越大,意味着煤层释放出气量的潜力越大,产量越高;煤储层临储比越小,应力效应作用于煤储层早期排采阶段越长,煤层应力伤害越严重,在相同条件下,排采井产能自然也越差。

笔者在计算临储比时,采用排采井初始产气时的井底压力作为两套煤层的临界解吸压力值。由计算结果可知,研究区临储比与日产气量有较好的正相关关系,临储比越高,排采井的日产气量越大。中、高产气井的临储比主要集中在 0.4~1.0(临储比为 1.0,表示开机见到套压);低产气井的临储比普遍小于 0.4(图 4)。

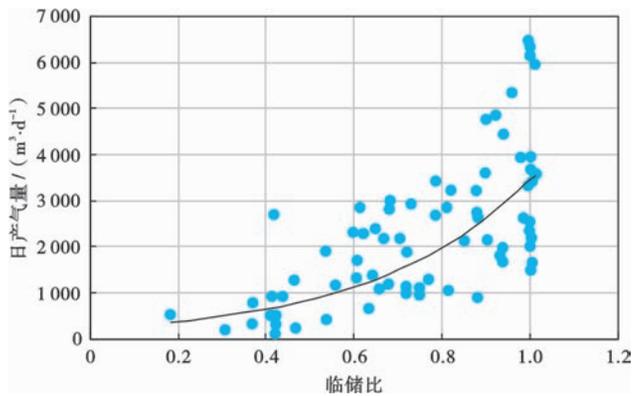


图 4 临储比与日产气量的关系

Fig. 4 Relationship between critical reservoir ratio and daily gas production

## 2.2 工程技术

### 2.2.1 井网布置

研究区煤层气开发井网样式选用菱形井网,井型以丛式井(直井)为主,井网方位以菱形长对角线为面割理方向,短对角线为端割理方向进行部署,井距设计在 300~500 m。

井距对煤层气井产能的影响。统计了每口排采井至邻井的平均井距与日产气量的关系(图 5)。从图 5 可以看出,井距为 300~400 m 的排采井产气效果好于井距为 400~500 m 的排采井。通过对比不同井距排采井的日产气量可知:高产气井的井距普遍小于 400 m,日产

气量随井距的继续增大,呈下降趋势。这是由于井距过大,井间干扰影响范围小,气体解吸速度低,气井上产速度慢,最终影响产气效果。

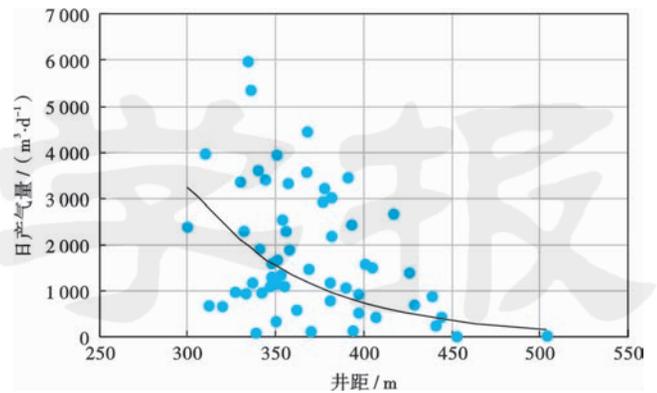


图 5 井距与日产气量的关系

Fig. 5 Relationship between well spacing and daily gas production

### 2.2.2 压裂液量

水力压裂是目前改造煤储层的一种主要手段,也是建立有效支撑裂缝、扩大泄气面积、增加渗流通道、提高煤层气单井产量最普遍的一项技术<sup>[23-24]</sup>。

压裂液的主要作用是在煤层内形成支撑剂剖面,使得裂缝具备一定的流体导流能力<sup>[25-26]</sup>。选用 2 套煤层压裂液量的平均值作为等效压裂液量进行产能影响因素分析。由图 6 可知,研究区等效压裂液量与日产气量存在一定的相关性。高产气井的等效压裂液量最高,低产气井的等效压裂液量最低,中产气井的等效压裂液量介于两者之间。

在一定范围内,压裂液量越大,压裂效果越明显,越有利于煤层气井产气。这是由于在压裂过程中,压裂液量越大越容易形成较高的流体压力,有利于裂缝的开启和延伸,从而获得较长的压裂裂缝,同时也有利于促使工人裂缝和天然裂缝的沟通,使煤层渗透性和连通性整体增大。

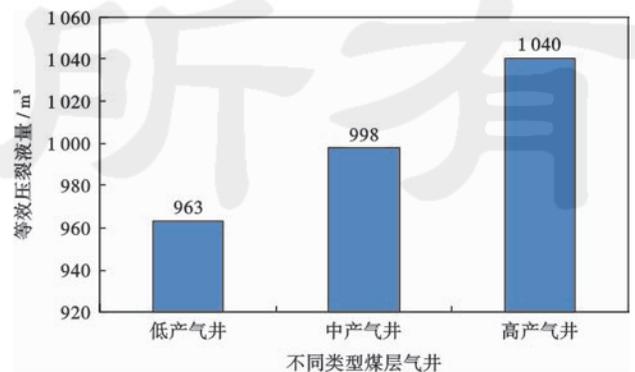


图 6 不同类型煤层气井与等效压裂液量的关系

Fig. 6 Relationship between different types of CBM wells and equivalent fracturing fluid

### 2.2.3 加砂量

选用2套煤层加砂量的平均值作为等效加砂量进行煤层气井产能影响因素分析。由图7可知,研究区等效加砂量与日产气量具有一定正相关性,高产气井的等效加砂量大,低产气井的等效加砂量小。说明加砂量越大,越有利于增加支撑缝长和缝宽,扩大裂缝延伸范围和规模,提高煤层气井产量,但加砂量的增加,容易在压裂过程中出现砂堵等问题。因此加砂量的大小也应控制在一定范围内。

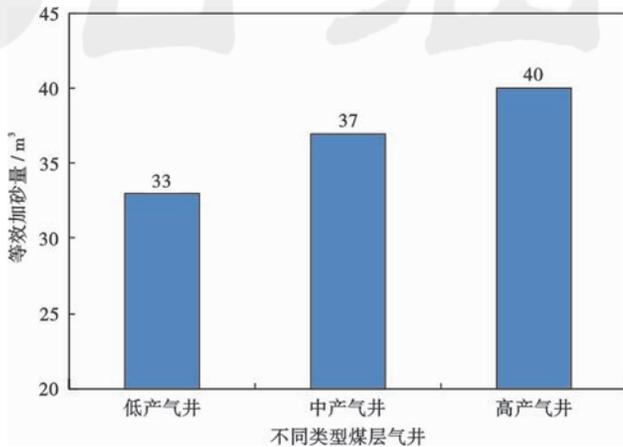


图7 不同类型煤层气井与等效加砂量的关系

Fig. 7 Relationship between different types of CBM wells and equivalent sand content

### 2.3 排采制度

合理的排采制度是保证煤层气井高产稳产的主要条件<sup>[27-28]</sup>。以井底压力、动液面和套压与日产气量的关系为例,分析排采制度对煤层气井产能的影响。

井底压力的变化与日产气量息息相关,若井底压力上升或下降过快,会使得煤层发生应力敏感,容易导致煤粉涌出,渗透率大幅降低。要减小井底压力变化对煤储层的伤害,核心就是要制定合理的井底压力下降速度,以达到保护储层渗透率、有效利用资源的目的。井底压力下降速度是指井底压力下降值与排采时间的比值。通过统计排采井在产气上升阶段井底压力下降速度与日产气量的关系可知,高产气井的井底压力下降速度主要集中在0.001~0.007 MPa/d,当井底压力下降速度较大时,排采井的日产气量较低。这是由于当井底压力缓慢降低时,有利于减少煤基质自调节作用和煤粉运移对渗透率的伤害,使压降漏斗充分扩展,增大解吸面积,而当井底压力下降过快时,容易使煤储层发生压敏效应,导致煤储层物性降低,气井产气量降低(图8)。

动液面下降速度对煤层气井产能的影响。动液面下降速度是指动液面下降值与排采时间的比值。研究

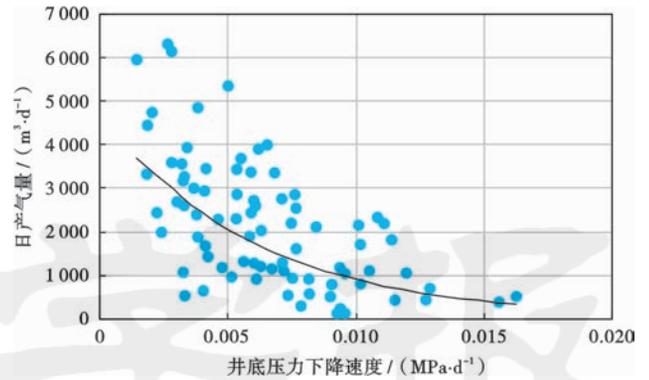


图8 井底压力下降速度与日产气量的关系

Fig. 8 Relationship between lowering speed of bottom hole pressure and daily gas production

区高产气井动液面下降速度与日产气量的相关性相对较弱,但总体表现为,动液面下降速度慢,排采井产气量高,当动液面下降速度较大时,排采井的日产气量较低。

套压与产气量呈现较好的正相关性,高产气井的套压普遍大于1.0 MPa,套压越高,气井产气量越大。

### 2.4 煤层气产能主控因素

为了定量揭示研究区煤层气井产能主控因素,引入灰色关联分析法。首先选择能够反映煤层气井产能的83口煤层气井日产气量作为参考序列,用序列式表示为 $Y_0(n)$ ,其中 $n=1,2,3,\dots,83$ 。考虑到排采控制的变化(井底压力、动液面、套压)会直接影响煤层气井产能,削弱其他地质条件和工程技术对煤层气井产能的影响,因此选择参数序列时,仅从地质和工程两方面进行分析。由此选定影响煤层气井产能的因素包括煤层厚度、地下水流体势、含气量、渗透率、临储比、井距、压裂液量以及加砂量,共8个因素作为比较数列,用序列式可表示为 $X_{oi}(n)$ ,其中 $i=1,2,\dots,8; n=1,2,\dots,83$ 。为了使各个参数数列的变化趋势更加明显,笔者采用初值化方法对参数序列进行去量纲和归一化处理,即用参数序列中的每个数除以该序列的第1个变量得到新的序列 $Y(n)$ 和 $X_i(n)$ :

$$Y(n) = Y_0(n)/Y_0(1) \quad (n = 1, 2, 3, \dots, 83) \quad (7)$$

$$X_i(n) = X_{oi}(n)/X_{oi}(1)$$

$$(i = 1, 2, 3, \dots, 8; n = 1, 2, 3, \dots, 83) \quad (8)$$

经过参数序列去量纲和归一化处理,参考序列为 $\{Y(n)\}$ ,比较序列为 $\{X_i(n)\}$ 。从几何学角度上,参考序列和比较序列关联程度的实质是参考数列与比较数列曲线变化趋势的相似程度,两者变化趋势越相近,关联度越大,反之,关联度越小。因此,可用参考序列和比较序列对应元素的差值绝对值作为关联度的衡量标准,即:

$$\Delta_i(n) = |Y(n) - X_i(n)|$$

$$(i = 1, 2, 3, \dots, 8; n = 1, 2, 3, \dots, 83) \quad (9)$$

当  $n = k$  时,  $Y(k)$  和  $X_i(k)$  的灰色关联系数  $\epsilon_i(k)$  可以表示为:

$$\epsilon_i(k) = \frac{\min_i \min_n \Delta_i(n) + \sigma \max_i \max_n \Delta_i(n)}{\Delta_i(k) + \sigma \max_i \max_n \Delta_i(n)}$$

$$(i = 1, 2, 3, \dots, 8; k = 1, 2, 3, \dots, 83;$$

$$n = 1, 2, 3, \dots, 83) \quad (10)$$

由式(10)求出的关联系数是比较序列与参数序列在每口井的关联度值,信息多且过于分散,不利于整体性比较和规律查找。通常对各个比较序列对参考序列的关联系数求平均值  $R_i$  作为各个比较序列与参考序列的关联度,因此关联度可以表示为:

$$R_i = \frac{1}{n} \sum_1^n \epsilon_i(n)$$

$$(i = 1, 2, 3, \dots, 8; n = 1, 2, 3, \dots, 83) \quad (11)$$

根据式(11)计算出关联度并按大小顺序排序,由关联度比较结果可知(表 2),影响研究区煤层气井产能主控因素由大到小依次为:临储比 > 地下水流体势 > 煤层厚度 > 含气量 > 压裂液量 > 加砂量 > 渗透率 > 井距。

表 2 煤层气井产能主控因素的灰色关联定量评价

Table 2 Quantitative evaluation of grey relational analysis on the main controlling factors of CBM wells productivity

影响因素	关联度	关联度排序
临储比	0.9357	1
地下水流体势	0.9278	2
煤层厚度	0.9108	3
含气量	0.8788	4
压裂液量	0.8761	5
加砂量	0.8739	6
渗透率	0.8619	7
井距	0.8443	8

表 3 研究区煤层气开发有利区判别标准

Table 3 The discrimination standard for favorable development area of CBM in study area

产气井	构造部位	地质条件			储层特征			
		煤层厚度/ m	煤层埋深/ m	顶底板 岩性	地下水流 体势	含气量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ )	渗透率/ mD	临储比
高	局部构造高部位	>10	600~900	泥岩	高部位	>7	>5	>0.8
中	构造平缓部位	3~10	500~600 900~1000	泥岩、 砂质泥岩	中部位	5~7	1~5	0.5~0.8
低	构造较陡部位或 或构造相对低部	<3	300~500 1000~1200	粉砂岩、 砂岩	低部位	<5	<1	<0.5

另外,规定 8 个因素的权重系数之和为 1,参考灰色关联分析结果和经验值确定的研究区各储层参数的权重系数(表 4)。

利用两套煤层各个参数定量评价成果和确定的各参数权重系数进行加权求和,得出 2 套煤储层综合参数

对于研究区,临储比对煤层气井产能的影响最大,临储比对煤层气井的产能影响趋势呈正相关关系且相似程度较高。地下水流体势对煤层气井产能的影响次之,对于地下水流体势低的地区,煤层水的补给充分,煤层气井产水量越大,产气量相对受到一定影响,地下水流体势高的部位,水流补给速度慢,储层压力下降速度快,有利于煤层气体的解吸。煤层厚度和含气量对产能的影响程度分列第 3 和第 4,二者均是煤层气产出的物质基础,煤层越厚,单井控制资源量越大,供气能力越强,产气量越大。压裂效果(压裂液量和加砂量)和渗透率反映了煤层压裂效果和连通性改造的好坏,由于研究区为中低煤阶,孔隙连通性较好,渗透率普遍较大,不同排采井渗透率的差异变化,只对煤层气井产能有一定的影响。井距对煤层气井产能的影响程度最低。这是由于井距主要决定了井群排采时井间干扰相互影响的程度,较难通过日产气量直接反映出来,需要通过较长时间的排采才能体现。

综上所述,煤层气井产能受多因素的综合控制作用。首先需要优选地质有利区块,综合考虑煤储层的地质效应,包括临储比、地下水流体势、煤层厚度、含气量、渗透率等因素的影响,在此基础上配以较为合理的工程改造技术和排采控制方法,才能实现煤层气的高效开发<sup>[29]</sup>。

### 3 开发策略

#### 3.1 有利区优选

综合国内外煤层气勘探开发、研究评价的实践经验,提出一套煤层气开发有利区参数评价标准的划分方案(表 3)。根据表 3 的评价标准,将每个参数划分为高、中、低 3 个等级,分别反映煤层气储集和资源开发的优劣程度,并按 10 分制原则对这 3 个等级的参数进行赋值打分,赋值范围分别在  $\geq 8, 4 \sim 8$  和  $\leq 4$ 。

最终得分,第  $k$  口井的储层综合参数计算式为:

$$Z_k = \sum_1^i X_i A_i (i = 1, 2, 3, \dots, 8; k = 1, 2, 3, \dots, 83) \quad (12)$$

综合 2 套煤层的计算结果,考虑 8 + 9 号煤层资源

表4 储层特征评价参数权重系数取值

Table 4 Weight coefficient of parameters for reservoir characteristics

序号	参数	权重系数
1	构造	0.10
2	煤层厚度	0.10
3	煤层埋深	0.05
4	顶底板岩性	0.08
5	地下水流体势	0.15
6	含气量	0.12
7	渗透率	0.10
8	临储比	0.30

条件好于4+5号煤层这一客观条件,按照2:1的权重比例,计算研究区4+5号煤层和8+9号煤层的综合评价,并根据综合评价结果,将研究区划分为4类单元:

I类单元为开发条件有利地区。综合评价得分大于等于15,特点是临储比高、地下水流体势高部位,含气量好,煤层厚度大,埋深适中,渗透率高,局部构造高部位或构造平缓部位,盖层以泥岩为主,产气井见气快,产气量稳定。

II类单元为开发条件较好区。综合评价得分大于等于13,小于15,特点是临储比较高、地下水流体势高部位或中等部位,含气量较好,煤层厚度较大,埋深适中,渗透率较高,构造平缓部位,盖层以泥岩、砂质泥岩为主,煤层气井见气较快,产气量较稳定。

III类单元为开发条件适中区。综合评价得分大于等于12,小于13,特点是临储比中等、地下水流体势中等或较低部位,含气量和煤层厚度适中,埋深适中或较深,渗透率较高,构造平缓或相对低部位,盖层以泥岩、砂质泥岩为主,产气量一般。

IV类单元为开发条件较差区。综合评价得分小于12,特点是临储比较低、地下水流体势较低部位,含气量较低,煤层厚度薄,埋深适中或较浅,渗透率适中,构造平缓部位,盖层以泥岩、砂质泥岩为主,产气量较差,且不稳定。

### 3.2 井网部署

井网设计的目的是为了合理、充分地利用煤层气资源,总体掌握区块煤层气开发规模、投资及开发效益。研究区在进行井网优化部署时,井网样式、井型和井网方位,仍选用设计的菱形井网、丛式井和以菱形长对角线为面割理方向,短对角线为端割理方向的井网方位。

对于井距的确定,主要考虑在高丰度地区控制井距,使单井控制储量不要偏大,造成资源浪费;在低丰度区单井控制储量要高于经济极限储量,降低

投资风险<sup>[30-31]</sup>。

假设气藏稳产期为 $t_s$ ,稳产期内单井产能为 $q_{sc}$ ,稳产期末可采储量采出程度为 $N$ ,气藏采收率为 $E_R$ ,则单井控制地质储量为:

$$N_d = \frac{330q_{sc}t_s}{NE_R} \quad (13)$$

研究区煤层气储量分布不均,储量丰度为 $(1.5 \sim 2.5) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,因此,根据储量丰度的变化设计单井配产,并按照该方法计算出相应的井距。I类和II类单元:储量丰度普遍大于等于 $2.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,单井配产量取 $2400 \text{ m}^3/\text{d}$ ,按稳产期采出46%可采储量、采收率为55%计算,单井控制储量为 $0.281 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,井距为335~370 m。III类和IV类单元:储量丰度小于 $2.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,单井配产量取 $1800 \text{ m}^3/\text{d}$ ,按稳产期采出40%可采储量、采收率为50%计算,单井控制储量为 $0.267 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,井距为370~400 m。

### 3.3 压裂施工设计

煤层气井压裂的最终目标是增加产气量,压裂工艺、施工参数、压裂液的性能及与地层的配伍性和压裂规模等的选择和优化是否合理,都将影响煤层压裂的最终效果<sup>[32]</sup>。

研究区目前主要采用水力加砂压裂技术,压裂液选用清水压裂液,因此,压裂设计参数的优化主要体现在对关键施工参数的确定。研究区I类和II类单元煤层地质条件相对较好,根据中、高产气井采取的压裂施工参数经验,提出I类和II类单元煤层气井单层的压裂液量应控制在 $800 \sim 1200 \text{ m}^3$ ;加砂量应控制在 $35 \sim 60 \text{ m}^3$ 。III类和IV类单元煤层地质条件相对较差,对于不同地质条件的排采井,需要采取不同的压裂措施:①储层物性差,含气量低的井,要加大压裂规模,延长裂缝,拓宽缝网;②应力大,埋深埋深适中,含气量高的井,这种井在压裂后期容易裂缝闭合或深部煤粉堵塞,应采用大规模压裂工艺;③煤体结构差,构造煤发育的井,应在压裂目的煤层段的同时,射开煤层顶板,在顶板形成稳定渗流通道,提高煤层的渗透性。

### 3.4 排采制度

排采的关键就是利用排采制度控制井底压力,保证排采过程的“连续、缓慢、稳定、长期”。根据研究区煤层气井日产气量、日产水量特征,将煤层气井产气分为5个阶段:即未见气阶段、初始产气阶段、产气上升阶段、稳定产气阶段和产气衰减阶段。通过分析对比研究区排采井产气变化特征,制定出各阶段不同的排采制度。

(1) 未见气阶段:通过调整日产水量控制井底压力的下降速度,保证煤储层尽量不发生激动,减小煤储

层伤害。根据 4 类单元煤层埋深的变化,该阶段的主要控制措施如下:①生产层段深度小于 800 m 的井,井底压力下降速度控制在 0.001~0.003 MPa/d 范围内,降液速率控制在 1~2 m/d。②生产层段深度在 800~1000 m 的井,井底压力下降速度控制在 0.001~0.005 MPa/d 范围内,降液速率控制在 2~2.5 m/d。③生产层段深度大于 1000 m 的井,井底压力下降速度控制在 0.002~0.007 MPa/d 范围内,降液速率控制在 2.5~3.0 m/d。

(2) 初始产气阶段:需要放慢降液速度,以防止应力敏感,产气量变化等现象的发生。该阶段的主要控制措施如下:①4 类单元排采井的井底压力的下降速度均应控制在 0.001~0.003 MPa/d 范围内;②排采井见套压后,稳定排采制度,控制套压稳定在 0.5~1.0 MPa;③控制日产气量不高于 500 m<sup>3</sup>/d,不急于提气,连续排采 3~5 月,稳定扩压。

(3) 产气上升阶段:当套压持续上涨时,控制煤层日产气量以较小幅度均匀放产。具体控制措施如下:①井底压力的下降速度控制在 0.001~0.007 MPa/d 范围内;②产气增加时段应控制增产速度不超过 40 m<sup>3</sup>/d;③增产一段时间后,若套压持续下降且低于 1 MPa,应调节放产幅度,保持日产气量与套压稳定,待套压出现大幅上涨时,再次进行放产。

(4) 稳定产气阶段和产气衰减阶段:稳定产气阶段的日产气量、日产水量、套压、动液面较为稳定,可更换小排量抽采设备或间抽,保持井底流压和套压相对稳定,稳定产气量。产气衰减阶段,停抽或间抽,控制井底流压和套压下降速度,延长产气时间。

## 4 结 论

(1) 从地质条件、工程技术和排采制度 3 个方面,揭示了研究区煤层气井产能主控因素。煤层厚度、地下水流体势、含气量、渗透率和临储比是影响产能的主要地质因素;井距、压裂液量和加砂量是影响产能的主要工程技术因素;井底压力下降速度、动液面下降速度和套压是影响产能的排采控制因素。

(2) 采用灰色关联分析法对煤层气井产能主控因素进行了量化研究,确定了各因素对产能的主控程度。研究区煤层气井产能影响因素从大到小依次为:临储比>地下水流体势>煤层厚度>含气量>压裂液量>加砂量>渗透率>井距。

(3) 从有利区优选、井网部署、压裂施工设计和排采制度 4 个方面,提出了研究区开发策略:有利区优选方面,构建了煤层气开发有利区评价指标,将研究区划分为 I—IV 类单元;井网部署方面,I 类和 II 类单元,井

距应控制在 335~370 m;III 类和 IV 类单元,井距应控制在 370~400 m;压裂设计方面,I 类和 II 类单元煤层气井的压裂液量应控制在 800~1 200 m<sup>3</sup>;加砂量应控制在 35~60 m<sup>3</sup>;III 类和 IV 类单元煤储层地质条件相对较差,对于不同地质条件,提出了不同的压裂措施;排采制度方面,将研究区煤层气井产气过程划分为 5 个阶段,并针对不同排采阶段,提出了具体的排采控制方法。

符号注释:Q—煤中吸附的煤层气量,m<sup>3</sup>;C—煤层含气量,m<sup>3</sup>/t;A—面积,m<sup>2</sup>;ρ—煤的密度,10<sup>3</sup>kg/m<sup>3</sup>;C—等效含气量,m<sup>3</sup>/t;h—煤层厚度,m;K—煤层等效渗透率,mD;K—煤层渗透率,mD;Y<sub>0</sub>(n),Y(n)—参考序列;X<sub>oi</sub>(n),X<sub>i</sub>(n)—比较序列;Δ<sub>i</sub>(n)—参考序列和比较序列对应元素差值的绝对值;ε<sub>i</sub>(k)—第 k 口井比较序列 X<sub>i</sub>(n)和参考序列 Y(n)的相对差值,即比较序列 X<sub>i</sub>(n)对参考序列 Y(n)的关联系数;σ—分辨系数,一般 σ 的取值区间为(0,1),当 σ≤0.5463 时,分辨力最好,这里 σ=0.5;min<sub>i</sub>min<sub>n</sub>Δ<sub>i</sub>(n)—参考序列与比较序列对应元素差值绝对值的最小值;max<sub>i</sub>max<sub>n</sub>Δ<sub>i</sub>(n)—参考序列与比较序列对应元素差值绝对值的最大值;Δ<sub>i</sub>(k)—第 k 口井参考序列和比较序列对应元素差值的绝对值;R<sub>i</sub>—关联度;Z<sub>k</sub>—第 k 口排采井的储层综合评价得分;X<sub>i</sub>—第 i 个储层参数评价得分;A<sub>i</sub>—第 i 个储层参数的权重系数;N<sub>d</sub>—单井控制地质储量,m<sup>3</sup>;q<sub>sc</sub>—稳产期内单井平均产能,m<sup>3</sup>/d;t<sub>s</sub>—气藏稳产年限,a;N—稳产期末可采储量采出程度;E<sub>R</sub>—煤层气采收率;下标 4+5,8+9 为 4+5 号煤层或 8+9 号煤层的参数。

## 参 考 文 献

- [1] 罗平亚. 关于大幅度提高我国煤层气井单井产量的探讨[J]. 天然气工业,2013,33(6):1-6.  
LUO Pingya. A discussion on how to significantly improve the single-well productivity of CBM gas wells in China[J]. Natural Gas Industry,2013,33(6):1-6.
- [2] 陈振宏,王一兵,杨焦生,等. 影响煤层气井产量的关键因素分析——以沁水盆地南部樊庄区块为例[J]. 石油学报,2009,30(3):409-412.  
CHEN Zhenhong,WANG Yibing,YANG Jiaosheng,et al. Influencing factors on coalbed methane production of single well: a case of Fanzhuang Block in the south part of Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2009,30(3):409-412.
- [3] 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.  
SUN Fenjin,WANG Bo,LI Mengxi,et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2014,35(6):

- 1070-1079.
- [4] 陶树, 汤达祯, 许浩, 等. 沁南煤层气井产能影响因素分析及开发建议[J]. 煤炭学报, 2011, 36(2): 194-198.  
TAO Shu, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Analysis on influence factors of coalbed methane wells productivity and development proposals in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2011, 36(2): 194-198.
- [5] 吕玉民, 汤达祯, 许浩, 等. 沁南盆地樊庄煤层气田早期生产特征及主控因素[J]. 煤炭学报, 2012, 37(增刊 2): 401-406.  
LÜ Yumin, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Initial production characteristic and its controls in Fanzhuang coalbed methane field, Southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(S2): 401-406.
- [6] 张培河. 煤层气井产能分级方案研究[J]. 中国煤层气, 2007, 4(1): 28-29.  
ZHANG Peihe. Study on CBM well capacity grading scheme[J]. China Coalbed Methane, 2007, 4(1): 28-29.
- [7] 倪小明, 苏现波, 魏庆喜, 等. 煤储层渗透率与煤层气垂直井排采曲线关系[J]. 煤炭学报, 2009, 34(9): 1194-1198.  
NI Xiaoming, SU Xianbo, WEI Qingxi, et al. The relationship between the permeability of coal bed and production curve about coalbed methane vertical wells[J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(9): 1194-1198.
- [8] 倪小明, 王延斌, 接铭训, 等. 不同构造部位地应力对压裂裂缝形态的控制[J]. 煤炭学报, 2008, 33(5): 505-508.  
NI Xiaoming, WANG Yanbin, JIE Mingxun, et al. Stress's influence in different tectonic positions on fracturing interstitial morphology[J]. Journal of China Coal Society, 2008, 33(5): 505-508.
- [9] 邓泽, 康永尚, 刘洪林, 等. 开发过程中煤储层渗透率动态变化特征[J]. 煤炭学报, 2009, 34(7): 947-951.  
DENG Ze, KANG Yongshang, LIU Honglin, et al. Dynamic variation character of coal bed methane reservoir permeability during depletion [J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(7): 947-951.
- [10] 秦勇, 申建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 125-136.  
QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issue of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.
- [11] 杨延辉, 孟召平, 陈彦君, 等. 沁南—夏店区块煤储层地应力条件及其对渗透性的影响[J]. 石油学报, 2015, 36(增刊 1): 92-96.  
YANG Yanhui, MENG Zhaoping, CHEN Yanjun, et al. Geo-stress conditions of coal reservoirs in Qinnan-Xiadian block and its influences on permeability[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 92-96.
- [12] 马飞英. JL 煤田煤层气井产能主控因素研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014: 52-63.  
MA Feiying. The study of main influence factors on productivity of coalbed methane well in JL coalfield[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014: 52-63.
- [13] 娄剑青. 影响煤层气井产量的因素分析[J]. 天然气工业, 2004, 24(4): 62-64.  
LOU Jianqing. Factors of influencing production of coalbed gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(4): 62-64.
- [14] 孔祥文, 赵庆波, 孙粉锦, 等. 煤层气高产富集规律及开采特征研究新进展[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(4): 738-746.  
KONG Xiangwen, ZHAO Qingbo, SUN Fenjin, et al. New advances of productive and enriching patterns and production characteristics of coalbed methane in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(4): 738-746.
- [15] 赵庆波, 孔祥文, 赵奇. 煤层气成藏条件及开采特征[J]. 石油与天然气地质, 2011, 33(4): 552-560.  
ZHAO Qingbo, KONG Xiangwen, ZHAO Qi. Coalbed methane accumulation conditions and production characteristics[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 33(4): 552-560.
- [16] 李勇, 汤达祯, 许浩, 等. 鄂尔多斯盆地东缘煤层气构造控气特征[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(6): 113-117.  
LI Yong, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Characteristics of structural controlled coalbed methane in east margin of Ordos Basin [J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(6): 113-117.
- [17] 秦建义, 周俊, 陈兆山. 阜新盆地刘家区煤层气井产能的主要影响因素[J]. 辽宁工程技术大学学报: 自然科学版, 2008, 27(增刊 1): 28-30.  
QIN Jianyi, ZHOU Jun, CHEN Zhaoshan. Key influencing factors of productivity of coalbed methane in wells of Liujia area Fuxin Basin[J]. Journal of Liaoning Technical University: Natural Science Edition, 2008, 27(S1): 28-30.
- [18] 张培河, 刘钰辉, 王正喜, 等. 基于生产数据分析的沁水盆地南部煤层气井产能控制地质因素研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(5): 909-914.  
ZHANG Peihe, LIU Yuhui, WANG Zhengxi, et al. Geological factors of production control of CBM well in south Qinshui Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(5): 909-914.
- [19] 张遂安, 杜彩霞, 刘程. 规模开发条件下煤层气相态变化规律与开发方式[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(2): 119-122.  
ZHANG Sui'an, DU Caixia, LIU Cheng. Gas phase changing law and development mode of coalbed methane under condition of scale development[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 119-122.
- [20] 张遂安, 曹立虎, 杜彩霞. 煤层气井产气机理及排采控压控粉研究[J]. 煤炭学报, 2014, 39(9): 1927-1931.  
ZHANG Sui'an, CAO Lihu, DU Caixia. Study on CBM production mechanism and control theory of bottom-hole pressure and coal fines during CBM well production[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(9): 1927-1931.
- [21] 孟召平, 田永东, 李国富. 煤层气开发地质学理论与方法[M]. 北京: 科学出版社, 2010: 185-193.  
MENG Zhaoping, TIAN Yongdong, LI Guofu. Theory and method of coalbed methane development geology[M]. Beijing: Science Press, 2010: 185-193.
- [22] 张国华, 孙广义. 多分层煤层渗透率及压裂钻孔位置确定[J]. 黑龙江科技学院学报, 2004, 14(5): 265-268.  
ZHANG Guohua, SUN Guangyi. Penetration-rate characteristic of multistratum coal bed and reasonable arrangement of hydraulic fracture bores[J]. Journal of Heilongjiang Institute of Science & Technology, 2004, 14(5): 265-268.
- [23] 陶树. 沁南煤储层渗透率动态变化效应及气井产能响应[D]. 北京: 中国地质大学, 2011: 62-65.  
TAO Shu. Dynamic variation effects of coal reservoir permeability and the response of gas productivity in southern Qinshui ba-

- sin[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2011: 62-65.
- [24] 徐凤银, 李曙光, 王德桂. 煤层气勘探开发的理论与技术发展方向[J]. 中国石油勘探, 2008, 13(5): 1-6.  
XU Fengyin, LI Shuguang, WANG Degui. Development trend of CBM exploration and development theories and technologies[J]. China Petroleum Exploration, 2008, 13(5): 1-6.
- [25] 温庆志, 张士诚, 王雷, 等. 支撑剂嵌入对裂缝长期导流能力的影响研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(5): 65-71.  
WEN Qingzhi, ZHANG Shicheng, WANG Lei, et al. Influence of proppant embedment on fracture long-term flow conductivity [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(5): 65-71.
- [26] 蔡路, 姚艳斌, 张永平, 等. 沁水盆地郑庄区块煤储层水力压裂曲线类型及其地质影响因素[J]. 石油学报, 2015, 36(增刊 1): 83-90.  
CAI Lu, YAO Yanbin, ZHANG Yongping, et al. Hydraulic fracturing curve types of coal reservoirs in Zhengzhuang block, Qinshui Basin and their geological influence factors[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 83-90.
- [27] 刘世奇, 赵贤正, 桑树勋, 等. 煤层气井排采液面-套压协同管控—以沁水盆地樊庄区块为例[J]. 石油学报, 2015, 36(增刊 1): 97-108.  
LIU Shiqi, ZHAO Xianzheng, SANG Shuxun, et al. Cooperative control of working fluid level and casing pressure for coalbed methane production: a case study of Fanzhuang block in Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 97-108.
- [28] 刘会虎. 沁南地区煤层气排采井间干扰的地球化学约束机理 [D]. 徐州: 中国矿业大学, 2011: 45-67.  
LIU Huihu. Geochemistry constraint mechanism on interference of coalbed methane wells with drainage in southern Qinshui Basin [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2011: 45-67.
- [29] 孙粉锦, 李五忠, 孙钦平, 等. 二连盆地吉尔嘎朗图凹陷低煤阶煤层气勘探[J]. 石油学报, 2017, 38(5): 485-492.  
SUN Fenjin, LI Wuzhong, SUN Qinqing, et al. Low-rank coalbed methane exploration in Jiergalangtu sag, Erlian Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(5): 485-492.
- [30] 李明宅. 沁水盆地枣园井网区煤层气采出程度[J]. 石油学报, 2005, 26(1): 91-95.  
LI Mingzhai. Discussion on recovered percent of coalbed methane in Zaoyuan well pattern of Qinshui Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 91-95.
- [31] 赵欣, 姜波, 徐强, 等. 煤层气开发井网设计与优化部署[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 84-90.  
ZHAO Xin, JIANG Bo, XU Qiang, et al. Well pattern design and deployment for coalbed methane development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 84-90.
- [32] 戴林. 煤层气井水力压裂设计研究[D]. 荆州: 长江大学, 2012: 30.  
DAI Lin. Study on hydraulic fracturing design of coalbed methane [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012: 30.
- (收稿日期 2017-01-16 改回日期 2017-08-20 编辑 王培玺)

(上接第 1283 页)

- [29] 赵凤全. 南二西区块萨尔图油层地震储层预测[D]. 大庆: 东北石油大学, 2016.  
ZHAO Fengquan. Seismic reservoir prediction of Saertu Formation of Nanerxi [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2016.
- [30] 牛博, 高兴军, 赵应成, 等. 古辫状河心滩坝内部构型表征与建模——以大庆油田萨中密井网区为例[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 89-100.  
NIU Bo, GAO Xingjun, ZHAO Yingcheng, et al. Architecture characterization and modeling of channel bar in paleo-braided river: a case study of dense well pattern area of Sazhong in Daqing oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(1): 89-100.
- [31] DEUTSCH C V, JOURNAL N G. GSLIB: geostatistical software library and user's guide [M]. New York: Oxford University Press, 1992.
- [32] STREBELLE S, PAYRAZIAN K, CAERS J. Modeling of a deep-water Turbidite reservoir conditional to seismic data using principal component analysis and multiple-point Geostatistics [J]. SPE Journal, 2003, 8(3): 227-235.
- [33] HOVADIK J M, LARUE D K. Static characterizations of reservoirs: refining the concepts of connectivity and continuity [J]. Petroleum Geoscience, 2007, 13(3): 195-211.
- [34] 张云峰, 刘宗堡, 赵容生, 等. 三角洲平原亚相储层砂体静态连通性定量表征——以松辽盆地肇州油田扶余油层为例[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(6): 1188-1196.  
ZHANG Yunfeng, LIU Zongbao, ZHAO Rongsheng, et al. Quantitative characterization of delta plains subfacies reservoir sandbody static connectivity: taking Fuyu oil layer of Zhaozhou oil field in Songliao Basin as an example [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(6): 1188-1196.
- [35] MCCAMMON R B. Target intersection probabilities for parallel-line and continuous-grid types of search [J]. Journal of the International Association for Mathematical Geology, 1977, 9(4): 369-382.
- [36] SÖMME T O, HELLAND-HANSEN W, MARTINSEN O J, et al. Relationships between morphological and sedimentological parameters in source-to-sink systems: a basis for predicting semi-quantitative characteristics in subsurface systems [J]. Basin Research, 2009, 21(4): 361-387.
- [37] COLOMBERA L, MOUNTNEY N P, MCCAFFREY W D, et al. Models for guiding and ranking well-to-well correlations of channel bodies in fluvial reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(10): 1943-1965.
- (收稿日期 2017-06-07 改回日期 2017-09-27 编辑 王培玺)