屯兰区块水平井压裂后产能影响因素分析*

陈伟东[1],宋晓夏[1,2],杜立强[3],阎纪伟[1],刘彦飞[1],郭浩[3],王昱[1]

(1.太原理工大学 矿业工程学院, 山西 太原 030024;
2.煤系关键矿产资源精细勘查山西省重点实验室, 山西 太原 030001;
3.山西西山蓝焰煤层气有限责任公司, 山西 古交市 030200)

摘要:根据屯兰区块7口水平井的排采资料,分析了水平井的产能特征,发现水平井的产水、产能出现较大的差异。从煤层埋深、煤层厚度、顶底板岩性等方面分析了地质因素对产能的影响,从压裂曲线特征、平均排量、压裂液用量和加砂量等方面分析了工程因素对产能的影响,以及从井口套压、排采连续性和产水量等方面分析了排采因素对产能的影响。结果表明:水平井的产气量受产水量影响,一般情况下,二者呈正相关关系,但产水量过大会导致产气量降低;水文地质条件对部分水平井的产能存在影响,煤层埋深、煤层厚度、顶板泥岩厚度的增加,均有利于煤层气的抽采;低排量压裂的水平井产气量低,压裂液用量与加砂量也应保持在一定范围,用量过大会导致产气量降低;下降型和稳定型压裂曲线占水平井压裂曲线的81.4%,曲线占比越高,产气量越大。在排采过程中,卡泵检修时间长、井口套压降低、产水过高均会导致产气量降低。采用灰色关联分析法分析得出,煤层含气量是水平井产能的主控因素。研究结果可为屯兰区块水平井开发提供参考。

关键词:水平井;煤层气;水力压裂;产能特征;灰色关联分析法

中图分类号:TD84 **文献标识码**:A **文章编号**:1005-2763(2025)02-0106-10

Analysis of Influencing Factors of Horizontal Well Productivity After Fracturing in Tunlan Block

CHEN Weidong[1], *SONG Xiaoxia*[1,2], *DU Liqiang*[3], *YAN Jiwei*[1], *LIU Yanfei*[1], *GUO Hao*[3], *WANG Yu*[1]

(1.College of Mining Engineering, Taiyuan University of Technology, Taiyuan, Shanxi 030024, China;
2.Shanxi Key Laboratory of Fine Exploration of Coal-Based Critical Mineral Resources, Taiyuan, Shanxi 030001, China;
3.Shanxi Xishan Lanyan Coal Bed Methane Co., Ltd., Gujiao, Shanxi 030200, China)

Abstract: According to the drainage data of 7 horizontal wells in Tunlan block, the productivity characteristics of horizontal wells were analyzed. It is found that there are great differences in water production and productivity of horizontal wells. The influence of geological factors on productivity was analyzed from the aspects of coal seam buried depth, coal seam thickness and roof and floor lithology. The influence of engineering factors on productivity was analyzed from the aspects of fracturing curve characteristics, average displacement, fracturing fluid amount and sand addition. The influence of drainage factors on productivity was analyzed from the aspects of wellhead casing pressure, drainage continuity and water production. The results show that the gas production of horizontal wells is affected by the water production. In general, there is a positive correlation between the two, but too much water production will lead to a decrease in gas production. Hydrogeological conditions have an impact on the productivity of some horizontal wells. The increase of coal seam burial depth, coal seam thickness and roof mudstone thickness is conducive to the extraction of coal bed methane. The gas production of horizontal wells with low displacement fracturing is low, the fracturing fluid amount and sand addition should also be kept in a certain range, and excessive use will lead to a decrease in gas production. The descending and stable fracturing curves account for 81.4% of the horizontal well fracturing curves. The higher the proportion of the curve, the greater the gas production. In the process of drainage, the long maintenance time of the stuck pump, the decrease of the wellhead casing pressure and the high water production will reduce the gas production. The grey correlation analysis shows that the gas content of coal seam is the main controlling factor of horizontal well productivity. The research results can provide reference for the development of horizontal wells in Tunlan block.

Key words: Horizontal well, Coal bed methane, Hydraulic fracturing, Productivity characteristic, Grey relational analysis method

---

* **收稿日期**:2024-04-09

基金项目:山西省科技重大专项项目(20201102002-1,202101080301014);山西省基础研究计划青年项目(20210302124109,20210302123061);国家自然科学青年基金项目(42302200)

作者简介:陈伟东(1999—),男,山西新绛人,硕士研究生,主要从事煤层气地质研究。E-mail:2545274632@qq.com

0 引言

水力压裂技术是国内外常用的煤层气井有效增产措施,通过高压泵将压裂液挤入煤层中,扩展并延伸至煤层中的裂缝,提高煤储层裂缝的连通性和渗透率。在此过程中,注入支撑剂支撑裂缝,提高流体流动能力,增加煤层气产量[1-2]。

影响煤层气井产量的主要因素有地质因素、工程因素和排采因素。地质因素包括沉积环境、构造背景、宏观煤岩学、水动力分布、顶板密封能力、埋深、煤层厚度、含气量、渗透率、裂缝特征、地应力、储层压力、临界储层比、临界解吸压力等。工程因素包括液柱高度、压裂液和支撑剂体积、等效泄气半径、煤粉生成引起的流速敏感性效应、生产初期工作液面下降速率、降压速率等[3]。傅雪海等[4]、李金海等[5]研究了煤储层的相对渗透率和井底压力对煤层气产能的影响,使用合理的降压制度控制煤层气的排采速率,可以防止流体携带煤粉和支撑剂,延长产气高峰期。GAO 等[6]、刘人和等[7]根据煤层气生产试井数据,重点分析了原始渗透率、煤层厚度、埋深、含气量、饱和度、临界解吸压力、水文地质条件等因素对直井产能的影响。赵欣等[8]、陈振宏等[9]、邵先杰等[10]研究了地质、施工和排采制度等因素对直井产能的影响,施工时用液量越高,平均排量越大,加砂量越大,投产后气井产量越高,破裂压力梯度低的井产能高。崔泽宏等[11]、张迁等[12]研究了储层的地质特征、压裂缝长、应力系数和煤结构占比,并分析了以上因素对直井产气效果的影响。

在影响产气量方面也有学者用数值模拟进行分析。李国富等[13]对比现今含气量与原位含气量,用数值模拟法预测了含气量的降低情况。梁冰等[14]通过模拟认为煤层气产气量高和侵入岩区域的渗透率高、孔隙度大有关。任建华等[15]采用数值模拟方法分析了柳林区块的直井产气情况,认为产气量低与压裂裂缝过早闭合使支撑效果变差有关。刘世奇等[16]认为煤基质收缩效应和有效应力作用都会影响煤层的渗透率,从而影响煤层气井排采速率。前人主要研究了煤层气直井的产能因素,在分析水平井的产能因素方面的研究较少,同时需要从多方面对水平井的产能影响因素进行分析。

西山煤田屯兰区块煤层气资源丰富,截至 2023 年,屯兰区块已经施工了 193 口直井,抽采时间超过 10 a,是我国煤层气开发时间比较长、资料较齐全的地区之一。随着直井的产能逐渐降低,2022 年在直井范围内进行了水平井的压裂施工,但水平井的产能差异较大,研究水平井的产能控制因素有利于研究区的煤层气开发。

本文以西山煤田屯兰区块水平井的实际生产数据为基础,综合地质和施工资料,对水平井的生产特征进行逐步分析和总结。在地质方面,分析了煤层特征和水文条件对产能的影响;通过水力压裂曲线类型的占比、压裂液的排量和用量等参数与产气量的关系,分析了压裂施工对产能的影响;以及从排采连续性、井口套压、排水速率等方面说明了排采制度对产能的影响。综合以上因素,讨论水平井产能特征和差异的主控因素,以期为研究区周边煤层气开发提供参考。

1 水平井施工概况

水平井位于西山煤田屯兰区块南部土地沟断层与王芝茂断层之间(见图 1),地质构造简单。由于研究区原有 42 口直井的产气量较低,普遍在 500 m^3/d 以下,且产气量逐渐降低。在原有直井的基础上,在太原组 8 号煤层布置了 7 口水平井,分布在直井之间。L07 井水平段长 723 m,L10 井水平段长 676 m,其余井水平段长 700 m。根据应力场模拟[17]和微震监测,水平井水平段方向与最大水平主应力方向相近。

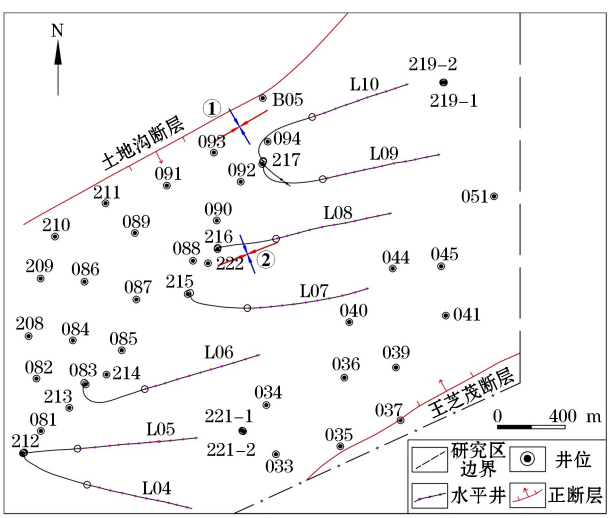


图 1 水平井位置

Fig.1 Horizontal well location

研究区 7 口水平井采用水力喷砂射孔工艺和连续油管底封拖动压裂,将施工曲线分为 4 个阶段:喷砂射孔阶段(*A*);前置液阶段(*B*);携砂液阶段(*C*);停泵阶段(*D*)(见图 2)。水平井压裂时分段为 8～12 段,段间距为 60～80 m,施工排量为 5.5～8.5 m^3/min,压裂液用量为 400～1 150 m^3,携砂液占比为 60%～

75%,支撑剂为不同粒径的石英砂(20 目、40 目),用砂量为 15.83～80.7 m^3,水平井压裂时的破裂压力为 12.91～38.33 MPa,闭合压力为 7.1～19.83 MPa。

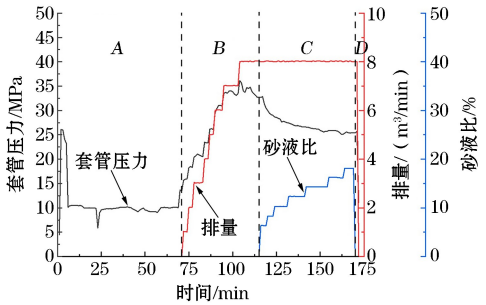


图 2 压裂曲线施工阶段划分

Fig.2 Construction stage diision of fracturing curves

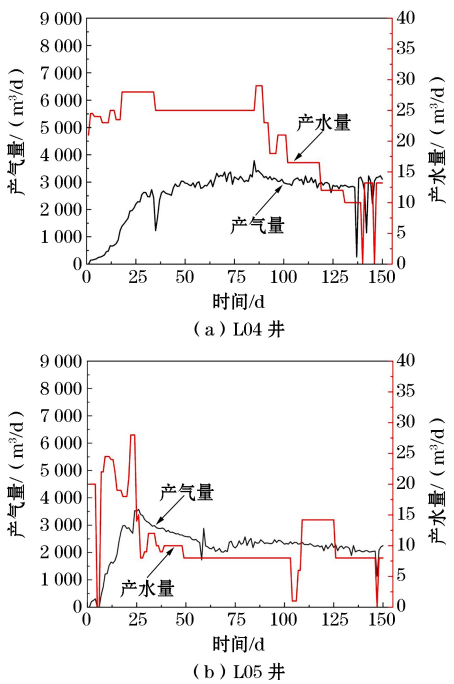
2 水平井产能特征

研究区水平井从 2022 年 11 月开始产气至 2023 年 9 月,取得了较为丰富的水平井生产动态资料,由于水平井的投产时间不同,开始产气的时间也不同,因此取相同排采时长(150 d)的产气数据分析了水平井的生产特征。

2.1 曲线特征

从水平井 150 d 的排采曲线来看(见图 3),产气初期(30 d),在埋深的作用下,产气量开始上升[18],根据水平井产水、产气曲线的变化特征,将水平井划分为 3 种类型:

(1) 产水、产气峰值明显。L05 井在产气 30 d 内出现第一个峰值,峰值较低[19],压裂效果较差。



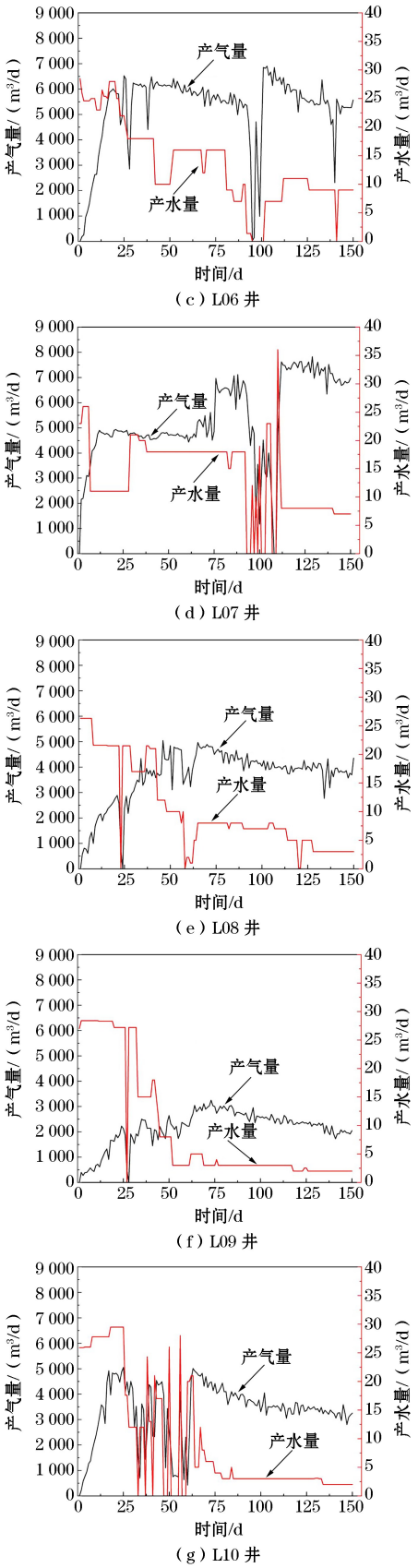


图 3 水平井排采曲线

Fig.3 Drainage curves of horizontal wells

（2）无峰值曲线连续。L04、L08、L09 井连续产水、产气，但没有明显的峰值，产气初期的最高日产气量较低。

（3）无峰值曲线断续。L06、L07、L10 井没有明显产气峰值；产气量在 25 d 内上升到 4 000 m^3/d 以上，产气能力较高，初期的产气情况反映出压裂效果较好；但产气过程中出现的波动（如卡泵）也会影响产能。

2.2　产水、产气特征

屯兰区块 7 口水平井 150 d 的产能数据显示，水平井的平均产气量（Q_n）为：$Q_7>Q_6>Q_8>Q_{10}>Q_4>Q_5>Q_9$（见表 1）。

表 1　煤层气水平井的产能情况

Table1　Productivity of coalbed methane horizontal wells

井号	最高产气量/(m^3/d)	平均产气量/(m^3/d)	最高产水量/(m^3/d)	平均产水量/(m^3/d)
L04	3 783	2 500.00	29.0	20.89
L05	3 580	2 263.59	28.0	11.01
L06	6 898	5 159.05	28.5	13.41
L07	7 824	5 329.43	36.0	13.98
L08	5 042	3 668.97	26.3	10.47
L09	3 247	2 151.35	28.4	9.20
L10	5 051	3 377.07	29.5	9.34

水平井产气量的差异较大，水平井平均产气量小于等于 2 500 m^3/d 的有 L04、L05、L09，平均产气量在 2 500～5 000 m^3/d 之间的有 L08、L10，平均产气量大于 5 000 m^3/d 的有 L06、L07（见表 1）。除了 L07 井，水平井的产水量都在 20 m^3/d 以上；L04 井排采 100 d 后产水量下降，而其余水平井排采 25 d 后，产水量出现不同程度的下降（见图 3）。

由表 1 中水平井的产能数据可知，各水平井的最高产水量均达到 25 m^3/d 以上，除 L04 井外，其余水平井的平均产水量普遍较低。L04 井的平均产水量最高，为 20.89 m^3/d；L09 井的平均产水量最低，为 9.20 m^3/d。平均产气量与平均产水量的关系图如图 4 所示。由图 4 可知，各水平井的平均产气量越多，平均产水量也越多。

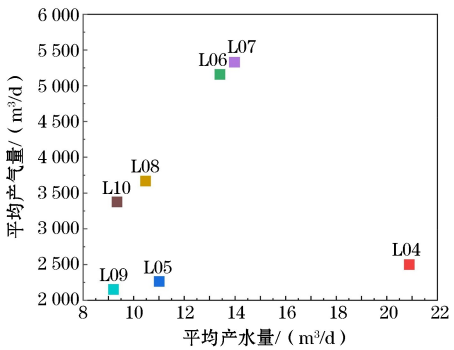


图 4　平均产气量与平均产水量的关系

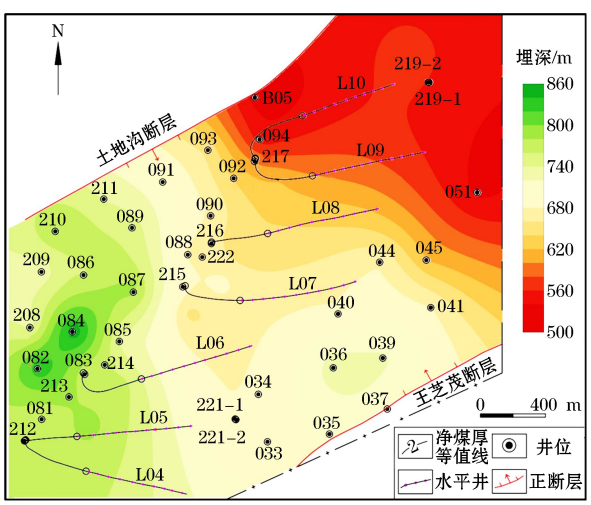
Fig.4　Relationship between average gas production and average water production

3　产能影响因素分析

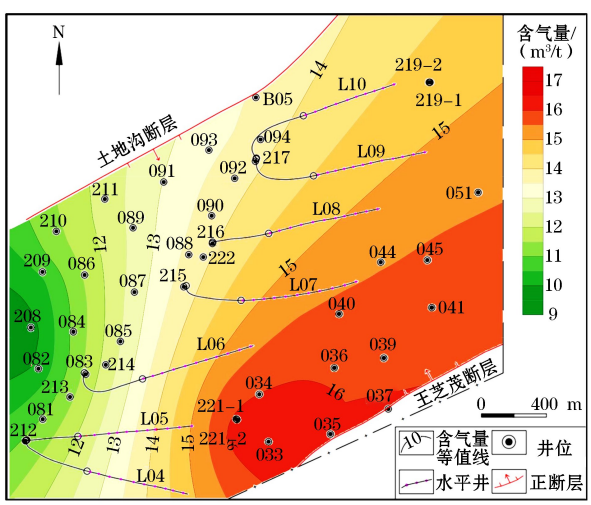
3.1　地质因素

3.1.1　煤层埋深、煤厚和含气量

根据研究区实际钻井和测井数据得知，8 号煤埋深为 530～850 m，煤层厚度为 1.28～5.17 m。8 号煤层埋深、煤层厚度和含气量的等值线如图 5 所示。由图 5(a)可知，煤层从北向南埋深变大变薄。由图 5(b)可知，土地沟断层和王芝茂断层之间的煤层气含量较高[20]，屯兰区块水平井所在的 8 号煤层的含气量为 9.5～16.7 m^3/t，水平井区域的煤层气含量为12.5～16.5 m^3/t。



（a）煤层埋深、煤层厚度



（b）含气量

图 5　8 号煤层埋深、煤层厚度和含气量的等值线

Fig.5　Contour lines of coal seam buried depth, coal seam thickness and gas content of No.8 coal

煤层埋深、煤层厚度与平均产气量的关系如图 6 所示。由图 6 可知,当煤厚小于 4 m 时,随着埋深和煤层厚度的增加,L06、L07、L08、L10 井产气量呈增大趋势;当煤层厚度大于 4 m 时,煤层埋深超过 700 m,L04、L05 井的产气量低,未超过 2 500 m^3/d,这是因为在煤层厚度大以及夹矸赋存时,射孔时会将部分夹矸射开,造成垂向渗透率的非均质性强,出现产气低的现象[21]。

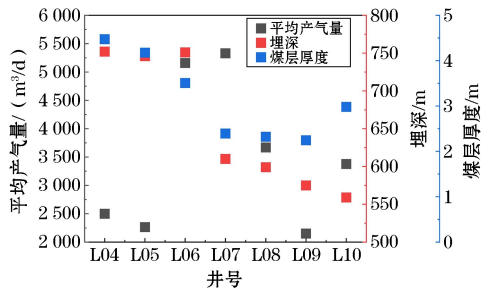


图 6 煤层埋深、煤层厚度与平均产气量的关系

Fig.6 Relationship between coal seam buried depth, coal seam thickness and average gas production

3.1.2 煤层顶底板岩性

根据煤层顶底板的岩性解释,研究区的 8 号煤层顶板主要有泥岩和 L_1 灰岩。

水平井所在区域的顶板以泥岩为主,泥岩岩性致密、塑性好、煤层气封盖条件好、含气量高。顶板泥岩厚度与平均产气量的关系如图 7 所示。除了 L05 井外,其余水平井顶板泥岩的厚度均随着埋深的增加而增加,厚度最大为 1.07 m。煤层顶板泥岩越厚,煤层含气量越高,水平井的产能越高,L09、L04 井产气量低可能和其他因素有关。

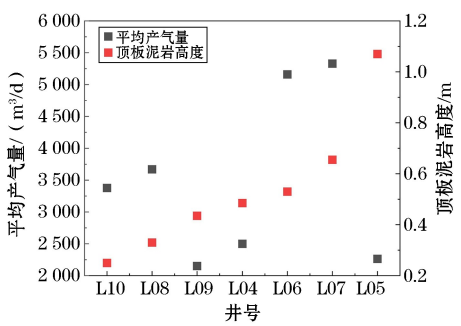


图 7 顶板泥岩厚度与平均产气量的关系

Fig.7 Relationship between roof mudstone thickness and average gas production

3.1.3 水文地质条件

研究区地下水位为 700～750 m,地下水自东向西流动,地下水位与 L04、L05、L06 井的埋深接近。由于 L04 井离断层较近,裂缝较发育,且封闭性差,与地下水位埋深相近可能会导致地下水流到煤层中,使水平井出现产水量大的现象[22]。

3.2 工程因素

3.2.1 平均排量

以 L09 井为例,采用两种排量的压裂施工(见图 8),L09 井施工时前八段使用较粗的油管压裂,总排量为 5 m^3/min,油套排量比为 3∶2,以油管压裂为主;后四段更换了细油管,总排量达 8 m^3/min 以上,油套排量比为 1∶15,以套管压裂为主。

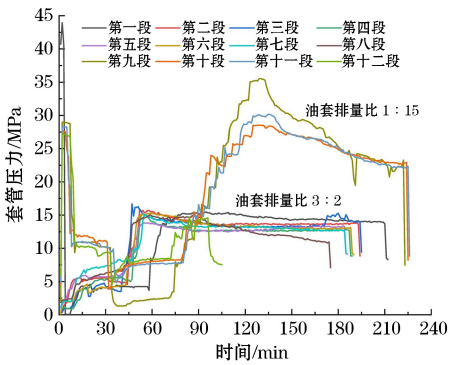


图 8 L09 井多段压裂曲线

Fig.8 Multistage fracturing curves of L09 well

排量大有利于形成较宽的裂缝,降低压裂液的滤失,还能增大裂缝中支撑剂的运移距离,使裂缝扩展的更远。低排量的漏失量较大,携砂能力差,支撑剂易堆积,不能对裂缝形成有效支撑,裂缝难以向远端扩展[23],压裂效果差。整体来看,L09 井以油管压裂为主,排量低,平均产气量为 2 151.35 m^3/d,平均产气量最低。

3.2.2 压裂液和加砂量

压裂液的主要作用是在煤层中产生人工压裂缝,增大煤储层的渗透率,从而提高煤层气井的产能。从压裂液用量和加砂量方面来说,加砂量占压裂液用量的 6.3%～7.3%。

压裂液用量、加砂量与平均产气量的关系如图 9 所示。

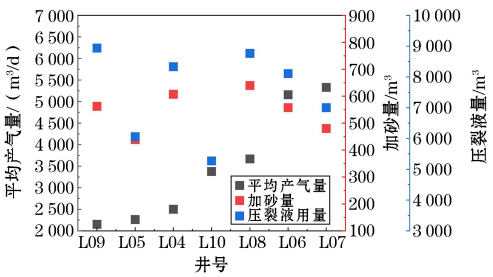


图 9 压裂液用量、加砂量与平均产气量的关系

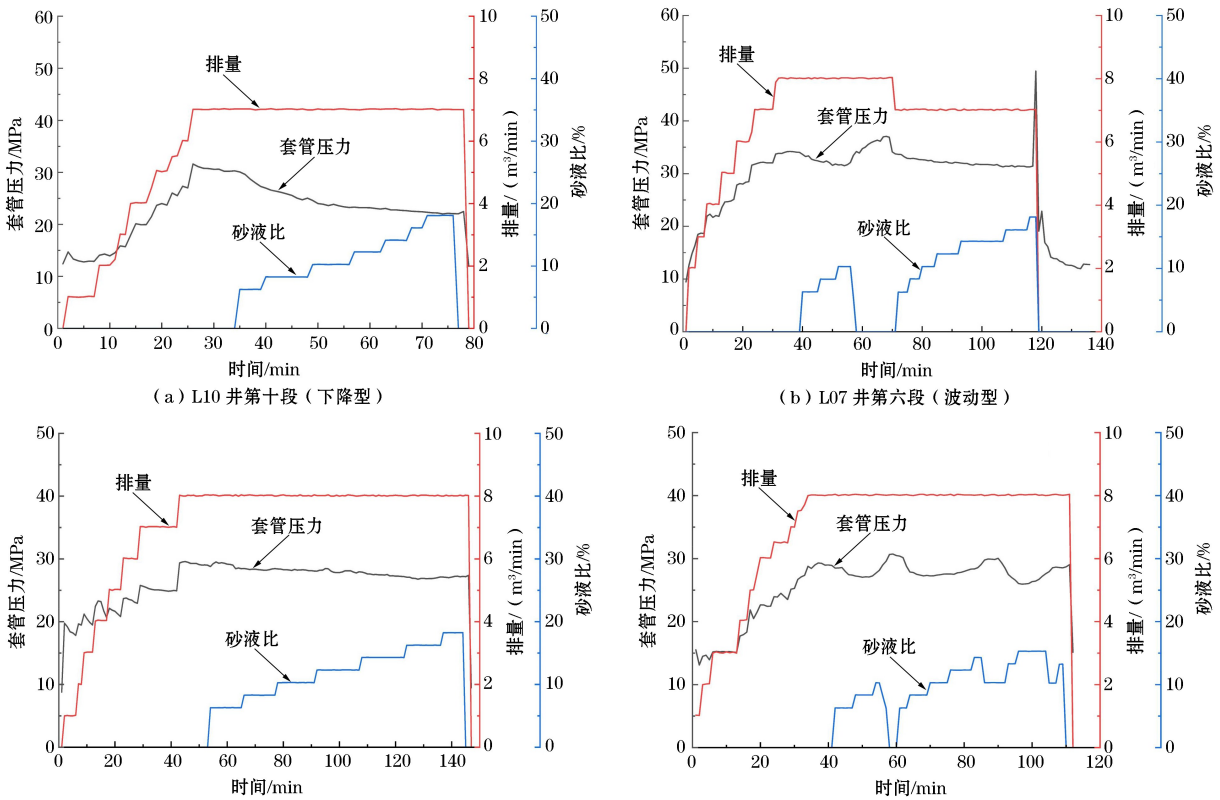
Fig.9 Relationship between fracturing fluid amount, sand addition volume and average gas production

取平均产气量的中位数 L10 井的产气量为中产井，L04、L05、L08、L09 井的压裂液用量多，产气量少；L06、L07 井的压裂液用量少，产气量多。大液量容易形成高流体压力，获得较长的压裂裂缝，同时压裂裂缝与天然裂缝的连通也能增加煤层的渗透性和连通性[24]。随着压裂裂液用量和加砂量的增多，产能也在上升，如 L06 井。对比 L04、L06、L07、L09 井可知，压裂液用量、加砂量并非越多越好，过多也会使水平井的产能降低。

3.2.3　压裂效果

通常情况下，不同形态施工曲线与产气量的关系为：下降型＞稳定型＞波动型＞上升型[25-27]。将水平井 75 段压裂曲线分类后，只有下降型、稳定型和波动型 3 种类型的压裂曲线（见图 10），施工中泵压无异常升高。

水平井压裂曲线类型见表 2。统计压裂曲线的段数可得，稳定型和下降型曲线共占水平压裂曲线的 81.4%。煤层厚度、埋深与下降型和稳定型曲线占比的关系如图 11 所示。整体来看，7 口水平井的压裂效果较好，水平井的压裂效果随埋深和煤层厚度的增大而增大。压裂施工效果越好，越有利于水平井的产气。



（a）L10 井第十段（下降型）　（b）L07 井第六段（波动型）

（c）L08 井第四段（稳定型）　（d）L07 井第九段（波动型）

图 10　水平井典型压裂曲线

Fig.10　Typical fracturing curves of horizontal wells

表 2　水平井压裂曲线类型

Table 2　Fracturing curve types of horizontal wells

井号	稳定型	波动型	下降型
L04	5	1	4
L05	2	4	5
L06	0	4	7
L07	4	2	5
L08	4	1	5
L09	8	1	3
L10	0	1	9
占比	30.7%	18.6%	50.7%

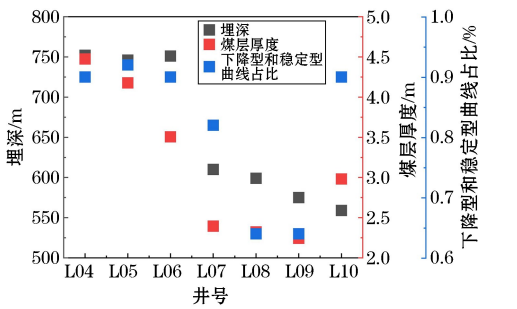


图 11　煤层厚度、埋深与下降型和稳定型曲线占比的关系

Fig.11　Coal seam thickness, buried depth and the proportion of descending and stable curves

3.3 排采因素

3.3.1 排采连续性

排采中断引起的地层压力波动会降低储层渗透率,影响煤层气的产出。由于 L07、L08、L10 井卡泵检修,产气曲线出现大幅度波动(如 L10 井,见图 3),产水、产气不连续,产气量降低。重新开始排采后,产气量恢复迅速,相比于 L07、L08、L10 井,产气量的增长相对较低,可能是 L10 井检修时间长导致储层渗透率降低[29]。

3.3.2 井口套压

井口套压与产气量的关系如图 12 所示。

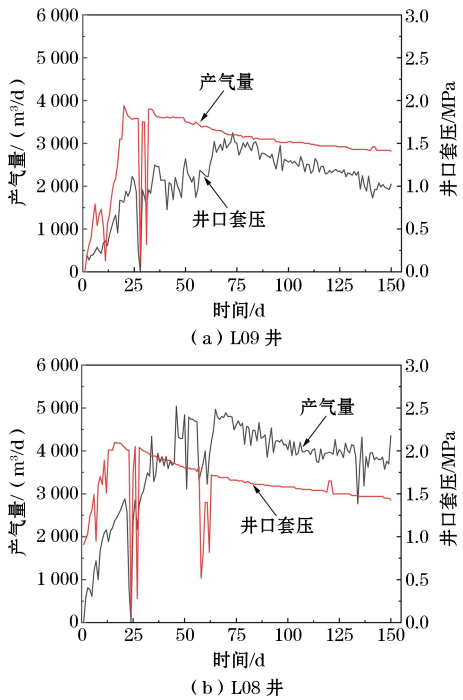


图 12 井口套压与产气量的关系

Fig.12 Relationship between wellhead casing pressure and gas production

井口套压与日产气量相互影响。排采 25 d 时,井口套压与日产气量变化趋势十分相似,二者呈正相关关系,煤层产气量增加时,井口套压相应增加;排采 25 d 后,产气量增加,井口套压下降,二者呈负相关关系;产气 75 d 后,井口套压和产气量呈正相关关系,二者均开始下降。

井口套压和产气量的关系分为两种,一种是二者同时从 0 开始增加,开始产气时井口套压随产气量的增长而增长(见图 12(a));另一种是在产气时井口套压已经达到一个初始值(见图 12(b))。

井口套压与产气量的第二种关系表现为:在产气过程中会产出一定量的煤粉,被气体携带至井口后,产生堵塞,使井口套压上升,产气量不增加。开始产气时井口套压已达到 0.7 MPa(见图 12(b)),排采过程中,集气管压的增大会减小管压和井口套压的压差,导致产气量下降,而套压可能会增加[28]。

3.3.3 排水速率

一般来说,平均日产水量和平均日产气量之间呈正相关关系(见图 4),产水量越多,产气量也越多,如 L06、L07 井产水量多,产气量也多。

随着产水量的增加,储层的有效应力也在增加[30],同时排水降压过快也会引起储层的压敏效应和速敏效应。产水过快时,压降速度也会变快,同时储层的有效应力增长也变快,造成孔裂隙压缩,导致渗透率降低,从而使水平井的产气量降低;例如 L04 井的产水过快,携带煤粉和支撑剂使渗透率降低,从而使产气量降低[31]。产水量稳定时,当压力降低至反弹压力时[32],煤基质收缩使储层孔隙度和渗透率有一定幅度的增加[33],例如 L09 井产气量在 60 d 左右回升[34]。控制产水能促使渗透率反弹、延长气井寿命、提高采收率[35]。

4 产能主控因素分析

利用灰色关联分析法,从数学统计的角度使用相关数据定量确定各影响因素与产能之间的关联度,比较各因素之间的关联度的相对大小,然后找出影响系统整体发展态势的主要因素,从而能够更加直观地分析这些因素的重要程度。水平井的地质、施工和排采参数见表 3。

表 3 水平井的地质、施工和排采参数

Table 3 Geology, construction and drainage parameters of horizontal wells

平均产气量/m³	平均埋深/m	含气量/(m³/t)	压裂液用量/m³	平均排量/(m³/min)	总砂量/m³	平均产水量/m³	卡泵时间/d	平均套压/MPa
2 500	748	13.75	8 333	7.51	607.00	20.89	0	1.13
2 264	750	13.54	6 061	7.29	438.78	11.01	0	0.99
5 159	695	14.50	8 108	8.43	559.44	13.41	5	1.12
5 329	674	15.23	7 001	8.18	480.02	13.98	10	1.52
3 669	633	14.87	8 766	8.30	639.64	10.47	0	1.59
2 151	582	14.80	8 939	6.13	562.28	9.20	0	1.45
3 377	556	14.34	5 273	8.05	359.74	9.34	20	1.16

将煤层气井平均产气量作为参考数列，将8号煤层的埋深、含气量、压裂液用量、平均排量、加砂量、平均产水量、卡泵时间、平均套压等因素作为比较数列。

为确保分析的准确性，必须在进行灰色关联分析之前，对这些数据进行无量纲化以及标准化处理(见式(1)、式(2))，对比比较序列与参考序列的相似度$\Delta_i(k)$(见式(3))，再求取参考序列与各比较序列在曲线各点的关联系数$\xi_i(k)$(见式(4))。

$$Y_0(k)=\frac{Y_i-Y_{\min}}{Y_{\max}-Y_{\min}} \tag{1}$$

$$X_{ij}(k)=\frac{X_{ij}-X_{i\min}}{X_{i\max}-X_{i\min}} \tag{2}$$

$$\Delta_i(k)=|Y_0(k)-X_i(k)| \tag{3}$$

$$\xi_i(k)=\frac{\Delta_{\min}+\rho\Delta_{\max}}{\Delta_i(k)+\rho\Delta_{\max}} \tag{4}$$

式中：$Y_0(k)$为标准化处理后的比较序列；Y_i为比较序列中的一组数据；$Y_{\max}$、$Y_{\min}$分别为比较序列的最大值、最小值；X_{ij}为参考序列中的一组数据；$X_{i\max}$、$X_{i\min}$分别为参考序列的最大值、最小值；$X_{ij}(k)$为标准化处理后的参考序列；ρ为分辨系数，$\rho>0$，通常取0.5；$\Delta_{\max}$、$\Delta_{\min}$分别为参考序列和比较序列绝对差值的最大值、最小值。

取各比较数列的$\xi_i(k)$算术平均值，从而得到一个能够表征整体关联程度的参数(见式(5))，便于比较序列之间的关联性。

$$r_i(k)=\frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N}\xi_i(k) \tag{5}$$

式中：$r_i(k)$为对比序列与某一参考序列关联程度的平均值；N为这一参考序列的个数。

水平井压裂后产能灰色关联度及排序见表4。

表4 水平井压裂后产能灰色关联度及排序

Table 4 Grey correlation degree and rank of productivity after fracturing of horizontal wells

参数类别	影响因素	关联度	排序
地质	平均埋深	0.595	6
	含气量	0.765	1
施工	压裂液用量	0.541	7
	平均排量	0.684	2
	加砂量	0.525	8
排采	平均产水量	0.605	5
	卡泵时间	0.662	4
	平均套压	0.666	3

关联性最高的4个因素分别为含气量、平均排量、平均套压、卡泵时间(排采连续性)，这4个因素共同作用能够获得较高的产气量，而平均产水量、平均埋深、压裂液用量、加砂量对煤层气水平井产能的影响相对较小。

5 结论

(1) 在地质因素方面，产气量随着埋深和煤层厚度的增加而增加；顶板泥岩越厚，储层的封盖条件越好，在排采时会有更高的产气量；8号煤层位于地下水滞留区，水动力条件较弱，但含气性较好。

(2) 在压裂施工方面，加砂量、压裂液用量与产气量之间的关系相似：加砂量、压裂液用量过大时反而会降低产气量；对比7口水平井，低排量的L09井的产气量最低。

(3) 在排采制度方面，分析了排采连续性、井口套压和排水速率对产能的影响。在排采期间出现中断或停泵等情况时，可能导致储层压力波动并且由于堵塞裂缝导致渗透率降低，从而降低产气量；长期排采过程中发现井口套压与产气量曲线变化趋势相似。

(4) 采用灰色关联分析法分析得出，含气量是影响产气量的主控因素，关联性较高的3个因素依次为含气量、平均排量和井口套压。研究结果可为屯兰区块水平井开发提供参考。

参考文献(References)：

[1] ZHANG J C, BIAN X B. Numerical simulation of hydraulic fracturing coalbed methane reservoir with independent fracture grid[J]. Fuel, 2015, 143: 543-546.

[2] WANG T, HU W R, ELSWORTH D, et al. The effect of natural fractures on hydraulic fracturing propagation in coal seams[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 150: 180-190.

[3] LI P P, ZHANG X D, LI J, et al. Analysis of the key factors affecting the productivity of coalbed methane wells: a case study of a high-rank coal reservoir in the central and Southern Qinshui Basin, China[J]. ACS Omega, 2020, 5(43): 28012-28026.

[4] 傅雪海，秦勇，范炳恒，等.铁法DT3井与沁南TL007井煤层气产能对比研究[J].煤炭学报，2004(6)：712-716.
FU Xuehai, QIN Yong, FAN Bingheng, et al. Analogy on coalbed methane productivity of well DT3 in Tiefa Basin and well TL007 in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2004(6): 712-716.

[5] 李金海，苏现波，林晓英，等.煤层气井排采速率与产能的关系[J].煤炭学报，2009，34(3)：376-380.
LI Jinhai, SU Xianbo, LIN Xiaoying, et al. Relationship between discharge rate and productivity of coalbed methane wells[J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(3): 376-380.

[6] GAO L J, TANG D Z, XU H, et al. Geologically controlling factors on coal bed methane (CBM) productivity in Liulin[J]. Journal of Coal Science and Engineering,2012,18:362-367.

[7] 刘人和,刘飞,周文,等.沁水盆地煤岩储层特征及有利区预测[J].油气地质与采收率,2008(4):16-19.
LIU Renhe, LIU Fei, ZHOU Wen, et al. Characteristics and favorable area prediction of coal reservoirs in Qinshui Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2008(4):16-19.

[8] 赵欣,姜波,张尚锟,等.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.
ZHAO Xin, JIANG Bo, ZHANG Shangkun, et al. 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.

[9] 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 coal-bed 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.

[10] 邵先杰,王彩凤,汤达祯,等.煤层气井产能模式及控制因素:以韩城地区为例[J].煤炭学报,2013,38(2):271-276.
SHAO Xianjie, WANG Caifeng, TANG Dazhen, et al. Productivity mode and control factors of coalbed methane wells: a case from Hancheng region [J]. Journal of China Coal Society,2013,38(2):271-276.

[11] 崔泽宏,王建俊,刘玲莉,等.Bowen 盆地北部 M 煤层气田水平井生产差异特征与主控因素分析[J].煤炭学报,2021,46(5):1660-1669.
CUI Zehong, WANG Jianjun, LIU Lingli, et al. Analysis on the difference of production characteristics and main factors for horizontal well in M coalbed methane field of Northern Bowen Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2021,46(5):1660-1669.

[12] 张迁,王凯峰,周淑林,等.沁水盆地柿庄南区块地质因素对煤层气井压裂效果的影响[J].煤炭学报,2020,45(7):2636-2645.
ZHANG Qian, WANG Kaifeng, ZHOU Shulin, et al. Influence of geological factors on hydraulic fracturing effect of coalbed methane wells in Shizhuangnan Block, Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(7): 2636-2645.

[13] 李国富,李贵红,刘刚.晋城矿区典型区煤层气地面抽采效果分析[J].煤炭学报,2014,39(9):1932-1937.
LI Guofu, LI Guihong, LIU Gang. Analysis on the ground extraction effect of coal-bed methane at typical area in Jincheng, China [J]. Journal of China Coal Society,2014,39(9):1932-1937.

[14] 梁冰,陈天宇,孙维吉,等.侵入岩对煤层气区块产能影响的仿真研究[J].采矿与安全工程学报,2010,27(2):154-159.
LIANG Bing, CHEN Tianyu, SUN Weiji, et al. Numerical simulation of the effect of intrusive rock on CBM block productivity [J]. Journal of Mining & Safety Engineering, 2010,27(2):154-159.

[15] 任建华,张亮,任韶然,等.柳林煤层气区块不同井型产能分析研究[J].煤炭学报,2015,40(增刊 1):158-163.
REN Jianhua, ZHANG Liang, REN Shaoran, et al. Productivity analysis of different types wells in Liulin coalbed methane block [J]. Journal of China Coal Society, 2015,40(Suppl.1):158-163.

[16] 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.

[17] 韩贝贝,秦勇,张志军,等.太原西山煤田现代构造应力场综合模拟[J].石油学报,2015,36(11):1392-1401.
HAN Beibei, QIN Yong, ZHANG Zhijun, et al. Comprehensive simulation on modern tectonic stress field of Xishan coalfield in Taiyuan [J]. Acta Petrolei Sinica,2015, 36(11):1392-1401.

[18] 秦勇,吴建光,张争光,等.基于排采初期生产特征的煤层气合采地质条件分析[J].煤炭学报,2020,45(1):241-257.
QIN Yong, WU Jianguang, ZHANG Zhengguang, et al. Analysis of geological conditions for coalbed methane co-production based on production characteristics in early stage of drainage [J]. Journal of China Coal Society,2020,45(1): 241-257.

[19] 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.

[20] 夏鹏.西山煤田古交矿区煤层气富集规律及产能主控因素研究[D].太原:太原理工大学,2017.
XIA Peng. The study of coalbed methane enrichment rule and productivity dominating parametes in the Gujiao area, Xishan coalfield [D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology,2017.

[21] 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.
LYU 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(Suppl.2):401-406.

[22] 倪小明，杨艳辉，王延斌，等.沁中南断层不发育区多期构造运动作用下煤层气直井产水产气特征[J].煤炭学报，2016，41(4)：921-930.
NI Xiaoming，YANG Yanhui，WANG Yanbin，et al. Study on gas production and water production characteristics of CBM vertical wells under multi period tectonic movement of un-development fault in central south Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society，2016，41(4)：921-930.

[23] 胡秋嘉，张聪，贾慧敏，等.沁水盆地南部郑庄区块中北部煤层气直井增产新技术研究与应用[J].煤炭学报，2024，49(3)：1518-1529.
HU Qiujia，ZHANG Cong，JIA Huimin，et al. Research and application of a new stimulation technology for deep coalbed methane vertical wells in central and Northern Zhengzhuang block，southern Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society，2024，49(3)：1518-1529.

[24] 胡永章，唐煊赫，朱海燕，等.威荣深层页岩储层水力压裂多井压窜现象及机理[J].断块油气田，2024，31(5)：851-857＋863.
HU Yongzhang，TANG Xuanhe，ZHU Haiyan，et al. Phenomenon and mechanism of multi-well frac hits hydraulic fracturing in Weirong deep shale reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field，2024，31(5)：851-857＋863.

[25] 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(Suppl.1)：83-90.

[26] HAN W L，WANG Y B，LI Y，et al. Recognizing fracture distribution within the coalbed methane reservoir and its implication for hydraulic fracturing：a method combining field observation，well logging，and micro-seismic detection [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering，2021，92：103986.

[27] CHEN Y，LIU D M，CAI Y D，et al. Fracturing curve and its corresponding gas productivity of coalbed methane wells in the Zhengzhuang block，southern Qinshui Basin，North China[J]. Energy Exploration & Exploitation，2020，38(5)：1387-1408.

[28] 李瑞，李俊阳，王生维，等.西山地区煤层气井流体产出特征及低产因素分析[J].煤炭科学技术，2018，46(6)：126-131.
LI Rui，LI Junyang，WANG Shengwei，et al. Analysis of fluid output characteristics and its controlling factors on low production of CBM wells in Xishan Area [J]. Coal Science and Technology，2018，46(6)：126-131.

[29] 吕玉民，柳迎红，陈桂华，等.沁水盆地南部煤层气水平井产能影响因素分析[J].煤炭科学技术，2020，48(10)：225-232.
LYU Yumin，LIU Yinghong，CHEN Guihua，et al. Analysis of factors affecting productivity of CBM in horizontal wells in southern Qinshui Basin [J]. Coal Science and Technology，2020，48(10)：225-232.

[30] LIANG S，LIANG Y W，ELSWORTH D. Permeability evolution and production characteristics of inclined coalbed methane reservoirs on the southern margin of the Junggar Basin，Xinjiang，China [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences，2023，171：105581.

[31] YAN X L，TANG S H，ZHANG S H. Analysis of productivity differences in vertical coalbed methane wells in the Shizhuangnan Block，Southern Qinshui Basin，and their influencing factors[J]. Energy Exploration & Exploitation，2020，38(5)：1428-1453.

[32] 裴柏林，郝杰，张遂安，等.煤基质膨胀收缩对储层渗透率影响的新数学模型[J].煤田地质与勘探，2017，45(1)：51-55.
PEI Bolin，HAO Jie，ZHANG Suian，et al. New mathematical model of the influence of coal matrix swelling and shrinkage on reservoir permeability [J]. Coal Geology & Exploration，2017，45(1)：51-55.

[33] 任建华.渗透率动态变化对煤层气井产量的影响[J].天然气工业，2018，38(增刊1)：62-64.
REN Jianhua. Effects of dynamic permeability changes on production of coalbed methane wells [J]. Natural Gas Industry，2018，38(Suppl.1)：62-64.

[34] 邵先杰，董新秀，汤达祯，等.煤层气开发过程中渗透率动态变化规律及对产能的影响[J].煤炭学报，2014，39(增刊1)：146-151.
SHAO Xianjie，DONG Xinxiu，TANG Dazhen，et al. Permeability dynamic change law and its effect on productivity during coalbed methane development [J]. Journal of China Coal Society，2014，39(Suppl.1)：146-151.

[35] YAN X L，ZHANG S H，TANG S H，et al. Quantitative optimization of drainage strategy of coalbed methane well based on the dynamic behavior of coal reservoir permeability [J]. Scientific Reports，2020，10(1)：20306.