



移动扫码阅读

巢海燕,聂志宏,王伟,等.临汾区块煤层气井提产阶段排采控制研究[J].煤炭科学技术,2019,47(4):218-224.doi:10.13199/j.cnki.cst.2019.04.036

CHAO Haiyan, NIE Zhihong, WANG Wei, et al. Study on gas drainage control of CBM well in stage of increasing production in Linfen Area [J]. Coal Science and Technology, 2019, 47 (4): 218 - 224. doi: 10.13199/j.cnki.cst.2019.04.036

## 临汾区块煤层气井提产阶段排采控制研究

巢海燕<sup>1,2</sup>, 聂志宏<sup>2</sup>, 王伟<sup>2</sup>, 张慧<sup>2</sup>

(1. 中国矿业大学(北京) 地球科学与测绘工程学院, 北京 100083; 2. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

**摘要:**为查找出影响临汾区块煤层气高产稳产井和峰后下降井稳产效果差异的原因,分别对高产稳产井和峰后下降井提产阶段的井底压力下降速度、日产气增速等排采控制指标进行了对比分析,首次揭示出了产气速度对煤储层压降扩展的影响机理及在排采控制中的重要性,制定出了临汾区块煤层气井提产阶段的排采参数控制指标与方法。研究表明:峰后下降井稳产效果差的原因在于提产阶段未对井底压力降速和日产气增速进行缓慢控制;产气速度过快,易引起大颗粒煤粉运移造成堵塞,且近井地带煤层中的气相相对渗透率快速增加,水相相对渗透率急剧下降,水的流动阻力增大,影响水的有效排出,造成压降扩展变慢;临汾区块煤层气井提产阶段的压降速度合理值应控制不超过 0.01 MPa/d,日产气增速应控制不超过 15 m<sup>3</sup>/d 为宜,可采用阶梯式稳产、提产交替进行的方式进行提产。

**关键词:**煤层气;提产阶段;渗透率;产气速度;排采

中图分类号:TE132.2

文献标志码:A

文章编号:0253-2336(2019)04-0218-07

### Study on gas drainage control of CBM well in stage of increasing production in Linfen Area

CHAO Haiyan<sup>1,2</sup>, NIE Zhihong<sup>2</sup>, WANG Wei<sup>2</sup>, ZHANG Hui<sup>2</sup>

(1. College of Geoscience and Surveying Engineering, China University of Mining and Technology(Beijing), Beijing 100083, China;

2. Petrochina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China)

**Abstract:** In order to find out the reasons that affect the CBM production difference between the stable and high-yield production wells and the post-peak production-descending wells in the Linfen Area, the speed of pressure drop in well bore and the growth rate of daily gas production in the production stage of both types of wells were contrasted and analyzed. The influence mechanism of fast gas production on pressure drop expansion of coal reservoir and its importance in drainage control was revealed and the control indexes and method for CBM well drainage parameters in the increasing production stage in Linfen were formulated. The study results show that the reason for the poor stable production effect of the post-peak production-descending wells lies in the fact that the down hole pressure deceleration and the daily gas production increase rate are not slowly controlled during the production stage. If gas production rate is too fast, the migration of large pulverized coal particle and clogging will be induced by gas-water bubble flow. At the same time, gas saturation and its relative permeability in near borehole zones increase, and water relative permeability decreases as the flowing resistance is growing, which influence the effective discharge of water and cause pressure drop transmission becoming slower and hindered. The reasonable value of pressure drop speed in the increasing production stage of CBM wells in Linfen Area should not exceed 0.01 MPa/d, and the growth rate of daily gas production should be less than 15 m<sup>3</sup>/d. It is advisable to use stepwise stable production and alternate production.

**Key words:** coalbed methane; increasing production stage; permeability; growth rate of gas production; gas drainage

收稿日期:2018-11-12;责任编辑:曾康生

基金项目:国家科技重大专项资助项目(2016ZX05042002);中国石油天然气股份有限公司重大科技专项资助项目(2017E-1405)

作者简介:巢海燕(1985—),女,江西万载人,工程师,博士。E-mail:chaohaiyan@petrochina.com.cn

## 0 引言

煤层气产出的机理是通过排水降压达到解吸产气的目的,煤储层压降扩展发生在煤层气排采过程中,如何进行有效、合理的排采控制,尤其对于低渗煤层而言,促进压降波及范围持续不断地稳步向远端扩大,是煤层气井保持高产稳产的重要条件。国外煤储层物性较好,对于产气效果不理想的煤层气井,多是通过优化完井、压裂和其他增产工艺等措施来达到增产目的,对排采控制并不重视,相关报道的文献和研究极少。我国煤层气地质条件复杂,煤储层具有“低压低渗”的特征,煤储层渗透率作为影响压降扩展的关键因素,在排采过程中受相关排采参数变化影响而发生动态变化,具有较强的敏感性特征,要求科学、合理的排采制度。国内学者陆续在煤层气排采控制方面做了大量分析和研究,认为动液面下降太快易造成井筒附近煤层渗透率降低,使压降漏斗得不到充分扩展,导致气量下降<sup>[1-3]</sup>。有学者认为由于气水两相流动阻力增大,气体解吸后应进行憋压<sup>[4]</sup>;有学者通过数值模拟软件或数学模型进一步量化计算出了合理的液面下降速度与压降速度<sup>[5-6]</sup>,以及合理的日产气量和套压值<sup>[7-8]</sup>。煤层气井排采过程中,随着煤岩开始解吸、产气,煤储层从单相水渗流逐渐变为气、水两相流,气、水产出及各项排采参数也逐渐发生变化,阶段性的特征差异越发明,不同排采阶段的控制方法及关键控制参数也有所不同。

煤层气井排采的目的是为了达到较高的理想稳定产气量,气量逐渐上升的提产阶段的排采控制对于煤层气井高产稳产具有重要影响作用。关于煤层气井产气后如何进行合理排采控制,以往的研究多聚焦于井底压力下降速度<sup>[6]</sup>,关于产气量的控制研究则是根据数学模型对日产气量的合理值进行计算<sup>[8]</sup>,缺乏实际排采中对气量变化控制及变化指标的研究。笔者以鄂尔多斯盆地东南缘临汾区块煤层气试采井组为例,对煤层气井提产阶段的排采参数变化及其对压降扩展的影响进行了研究,认为缓慢控制井底压力下降速度和日产气增速利于单井压降扩展、保持高产稳产效果,并制定出了临汾区块煤层气井提产阶段的排采参数控制指标与方法,对指导该区后期规模开发与建产具有重要指导意义。

## 1 排采效果

临汾区块煤层气资源丰富,构造上位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带的南端,区块整体呈一向北

西倾斜的单斜构造<sup>[9]</sup>。煤层气试采井组处于临汾区块窑渠-古驿背斜西翼的构造斜坡带,构造相对简单。煤层气开发主力煤层为上古生界二叠系山西组5号煤层和石炭系太原组8号煤层,主要为焦煤、瘦煤、贫煤和无烟煤,自东向西煤级逐渐增加;埋藏较深900~1 400 m,由东向西埋深逐渐增大,同一口井的5号煤、8号煤在储层压力梯度、临界解吸压力、含气量和渗透率等参数方面差异较小,其中,原始渗透率值均较低(表1)。

表1 临汾区块煤储层参数测试结果

Table 1 Test results of main parameters of coal reservoir

煤层	埋深/ m	储层压 力/MPa	压力梯度/ (MPa· hm <sup>-1</sup> )	渗透率/ (10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	临界解吸 压力/ MPa	含气量/ (m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )
5	947.10	8.02	0.85	0.01	5.50	11.01
8	1 009.15	8.72	0.86	0.03	5.70	11.76

煤层气试采井组排采时间4~6 a,产气井平均井底压力2.0 MPa,平均日产气量604 m<sup>3</sup>/d。其中,1 000 m<sup>3</sup>/d以上的井占比26%,500~1 000 m<sup>3</sup>/d井占比18.3%,低于500 m<sup>3</sup>/d井占比53.7%。1 000 m<sup>3</sup>以上的井高产稳产效果较好,这类高产稳产井的平面分布分散、无规律。而日产气量低于1 000 m<sup>3</sup>的井中,不少井的历史最高日产气量均曾达到过1 000 m<sup>3</sup>以上,但维持时间较短,稳产趋势差,随着井底压力的进一步下降,气量呈下降趋势,基于这类井的产气曲线形态,将之称为“峰后下降井”。

临汾区块不同单井之间的产气量存在较大差异,即使同一井台的相邻井,开采层系相同,钻完井、压裂工艺条件相似,在产气效果上也存在明显的差异。A井台的井:A-1、A-2、A-3井均合采5+8号煤,同一时间投产,产水量差异小,开始产气的时间也近乎相同,随着井底压力的下降,气量逐渐增加,当日产气量达到1 000 m<sup>3</sup>/d后,A-1井和A-2井稳产时间短,气量很快呈下降趋势,属于峰后下降井,而A-3井却继续保持良好的高产稳产趋势(图1),属于高产稳产井。

通过排采曲线对比分析,发现气量在达到1 000 m<sup>3</sup>之前,A-1、A-2、A-3井的产气差异不明显,气量在达到1 000 m<sup>3</sup>后,产气效果才开始表现出差异。据此可推断,在日产气量达到1 000 m<sup>3</sup>的提产过程中,A-3井的煤层压降范围稳步向远端扩展,解吸气源充足,具备了高产稳产的物质基础;而A-1、A-2井的煤层压降范围扩展慢,解吸气源补充不及时,仅局限在井筒附近一定范围内,导致该类井高产稳产时间短。

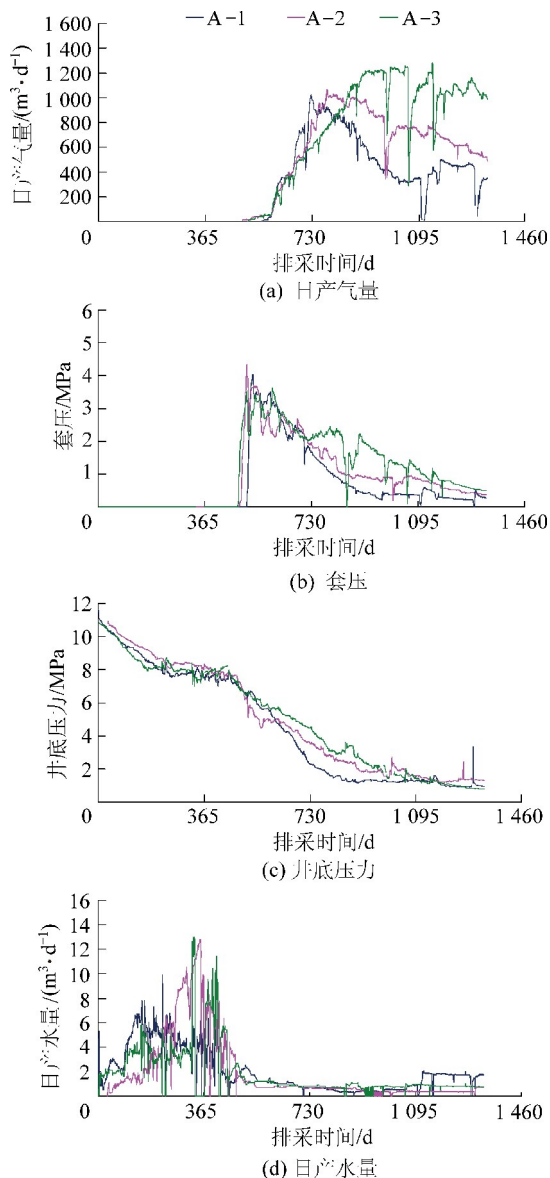


图1 A井台排采参数变化曲线

Fig. 1 Curves of production parameter from Well Site A

### 3 排采控制差异

A-1、A-2、A-3井处于同一井台,地质和钻完井、压裂工艺条件均相似,开采层位相同,理论上而言,3口井具有相同的产气潜力。但实际排采中,只有A-3井高产稳产效果较好,而A-1和A-2井的产气量虽然也上涨至1 000 m³以上,但保持时间短,最终产气效果不如A-3井,根本原因在于A-1和A-2井的压降扩展范围和解吸面积小。

目前已普遍认识到不合理的煤层气排采制度会使煤层遭受破坏<sup>[10]</sup>,渗透率受到伤害<sup>[11]</sup>,不利于煤储层压降扩展的进行。煤层气井排采过程中,主要通过排水降低储层压力,对排水强度的控制结果主要体现在井底压力、套压和日产气量值变化上,因此,选取井底压力、日产气量和套压这3个参数的变

化对A-1、A-2和A-3井在提产过程中的排采控制差异进行研究。

A-1、A-2和A-3井的初始井底压力均为11 MPa,开始产气之前,3口井的井底压力下降速度(简称压降速度)平均值均为0.01 MPa/d,排采控制差异较小。开始产气之后,在气量逐渐上涨的提产过程中,A-1、A-2井比A-3井的压降速度更快,压降速度平均值分别是0.020、0.012和0.009 MPa/d。尤其在日产气量达到400 m³之前,对比A-3井,A-1、A-2井的井底压力曲线均存在一段比较陡峭的形态。A-1、A-2、A-3井的平均套压增速分别是0.21、0.16、0.12 MPa/d,平均日产气增速则分别是14.9、12.8和7.3 m³/d;对比A-3井,A-1、A-2井的套压增速和产气增速相对更快,从气量曲线上也可看到,A-1、A-2井的气量曲线形态相对更陡,产气量也更早达到1 000 m³(图1)。

为了获得普遍性的规律认识,分别对高产稳产井和峰后下降井提产阶段中的压降速度、日产气增速进行了统计和分析(图2、图3)。产气前,有些井采取憋套压排采的方式,产气后套压逐渐下降;有些井未憋套压排采,提产过程中套压与气量便均呈上涨趋势,故分别对套压增速和套压降速也进行了统计和分析(图3、图4)。高产稳产井的压降速度主要集中在0~0.015 MPa/d,平均值为0.009 MPa/d,日产气增速主要集中在2~15 m³/d,平均值为9.04 m³/d;峰后下降井的压降速度为0.01~0.05 MPa/d,日产气量增速主要为15~45 m³/d,平均值则分别为0.024 MPa/d和22.29 m³/d。在井底压力降速和日产气增速2项排采控制指标上,高产稳产井和峰后下降井表现出了明显差异,而无论套压增速还是套压降速,二者的差异性均不明显。

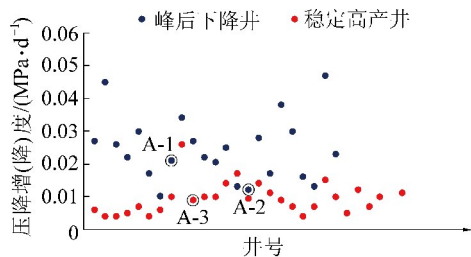


图2 不同井的井底压力下降速度散点分布

Fig. 2 Scattered distribution of bottom hole pressure drop rate from different wells

在提产阶段中,峰后下降井的压降速度和产气增速相对较快,而高产稳产井则对压降速度和日产气增速的控制明显更加缓慢,可见,缓慢的日产气增



速与井底压力降速均有利于促进压降范围稳步扩展,过快的日产气增速和井底压力降速不利于煤层压降范围扩展,不利于气井保持高产稳产。

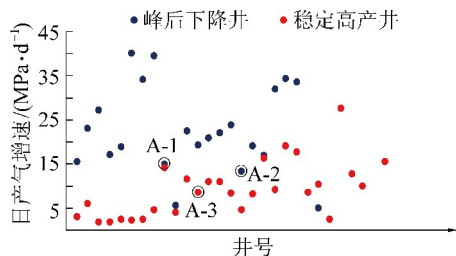


图3 不同井的日产气增速散点分布

Fig.3 Scattered distribution of increasing speed with daily gas production from different wells

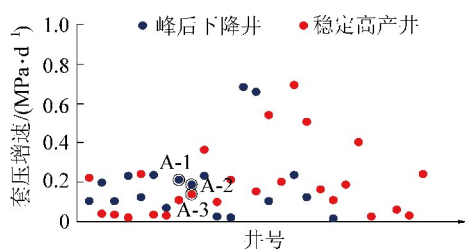


图4 不同井的套压增速散点分布

Fig.4 Scattered distribution of increasing speed with casing pressure from different wells

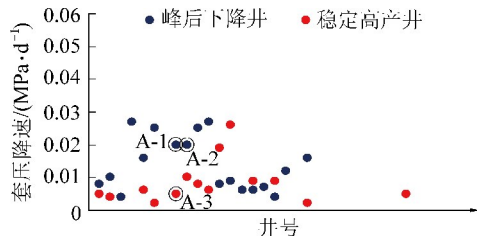


图5 不同井的套压降速散点分布

Fig.5 Scattered distribution of casing pressure drop rate from different wells

## 4 参数变化对压降扩展的影响

关于煤储层压降扩展的影响因素,前人认为主要有煤层含水量、水文地质条件、煤层压力梯度、厚度、渗透率、井网井距、排采制度、排采时间等<sup>[12-15]</sup>。煤层气井投产后,大多影响因素均已发生,而渗透率仍处于动态变化之中,排采制度和排采时间则可通过人为进行调控,二者共同作用的结果又影响着渗透率动态变化。渗透率低,压降扩展缓慢、较困难,压降漏斗形态陡而窄,压降范围较小;渗透率高,压降扩展更快、更容易,压降漏斗形态缓而宽,压降范围更大<sup>[12]</sup>。不同排采时间或阶段的排采制度差异及排采参数变化都会对渗透率动态造成不同的影响,从而起到促进或减慢压降扩展的作用,而压降扩

展情况又会反过来影响各项排采参数的变化及产气效果。

### 4.1 井底压力下降速度

井底压力变化反映近井地带煤储层压降情况,是排采强度的直接体现,也是煤层气井整个排采降压过程中的核心控制参数。压降速度过快易造成近井地带产生应力敏感效应降低煤层渗透率,应力敏感效应对渗透率造成的下降不可逆,裂隙闭合后即使再卸压也不易恢复和重新张开<sup>[17]</sup>。快速排采使井筒附近煤层发生了压实,压降漏斗得不到充分扩展,仅小范围煤层得到了有效降压,气源有限,因此煤层气井产气量在达到高峰后,因供气不足气量很快下降<sup>[1,17]</sup>。

单位时间内井底压力下降幅度过大,表明产出水量远大于地层供水能力,水作为不可压缩的液体具有支撑作用,近井地带的水补充量变少,裂隙、割理降发生一定程度闭合,煤岩骨架颗粒间有效应力增强,引起近井地带渗透率下降,不利于远端水向井筒渗流,压降扩展将开始变慢,影响排采过程中的压降传递,解吸面积受限。煤层气井生产压差大,应力敏感效应影响越严重,产气量下降程度越高<sup>[18]</sup>。

临汾区块高产稳产井提产阶段的压降速度多低于0.01 MPa/d,平均值为0.009 MPa/d,峰后下降井的压降速度为0.01~0.05 MPa/d,正是由于峰后下降井在提产过程中未对井底压力下降进行缓慢的合理控制,井底压力下降速度过快,近井地带生产压差过大,引起了应力敏感性伤害,造成近井地带煤层渗透率下降,压降范围扩展变慢,解吸面积有限,气量到达一千方后呈下降趋势。

对井底压力的排采控制应贯穿于煤层气井整个排采过程中,无论产气之前还是产气之后,合理、缓慢地控制井底压力下降,对煤层气井高产稳产具有有利促进作用。

### 4.2 日产气增速

煤层气排采过程中,基质收缩<sup>[19-20]</sup>、气体滑脱<sup>[21]</sup>为正效应作用,对渗透率起有利改善作用;应力敏感、速度敏感<sup>[22]</sup>和汽水相渗变化规律中的贾敏效应<sup>[19]</sup>等为负效应作用,会降低煤层渗透率。理论上而言,由于煤基质收缩效应和气体滑脱效应影响,煤层渗透率将渐渐增加。但是,临汾区块大量排采实践证明,产气速度较快不利于渗透率的改善和压降范围扩大,煤层气井气量难以稳产,表现出井底压力和气量同时下降的现象。有学者认为,煤层气井开采初期,煤储层物性差,含水饱和度高,有效应力占优势,基质收缩效应和气体滑脱效应对储层渗透

率改善作用极为有限<sup>[23]</sup>。临汾区块煤层原始渗透率较低,煤层气井进入稳产高产阶段前煤层含水饱和度和仍较高,对渗透率动态起主要影响作用的仍是应力敏感效应、速度敏感效应和汽水相渗变化规律中的贾敏效应等负效应作用。

排采过程的两相流阶段中,产气速度过快,一方面形成的气液泡沫流携固能力强于单相水流,加速了煤粉流动,更易造成大颗粒煤粉堵塞狭窄孔喉的现象;另一方面,由于贾敏效应,汽水两相流通过多孔介质时,汽水两相界面产生毛细管力,气泡堵塞喉道,对水的流动产生阻力,使得水相相对渗透率逐渐下降。因此,产气速度过快会影响地层水的有效排出,如图4中所示。 $t_1$ 时刻,图4a、图4b压降范围和汽水相渗曲线特征一致, $t_1$ 时刻后,图4a产气速度缓慢,图4b产气速度过快,图4b中近井地带气体饱和度和气相相对渗透率快速增加,水相相对渗透率急剧下降,水的流动阻力增大,若仍保持当前排采强度和产水量,远端水补充不及时,井底压力下降速度变快,近井地带解吸范围内将产生应力敏感效应,绝对渗透率下降,同时近井地带解吸范围内的气体解吸速度也增快,气相相对渗透率继续增大,水相相对渗透率持续下降,对水的流动阻力再次增加,远端水流向近处变得更加缓慢,近处煤层应力敏感伤害增强……如此反复, $t_1$ 至 $t_3$ 过程中,图4a、图4b汽水相渗曲线形态差异逐渐增大,图4b近井地带的水相对渗透率比图4a更低,压降扩展变得更慢,至 $t_3$ 时刻,图4b的压降范围和解吸面积均小于图4a的压降范围和解吸面积。

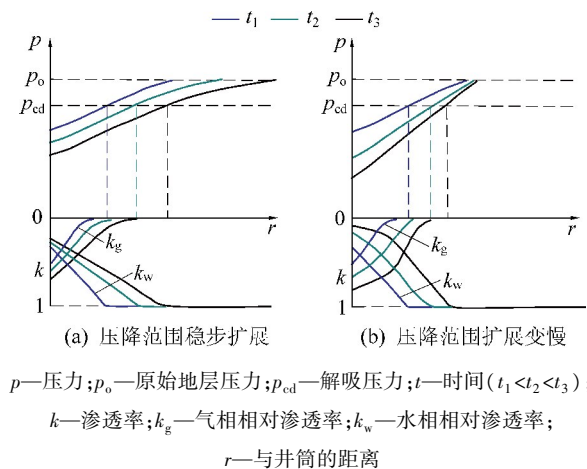


图6 压降范围扩展示意

Fig. 6 Diagram of pressure drop transmission

对比高产稳产井2~15 m<sup>3</sup>/d的日产气增速,峰后下降井未对产气速度进行缓慢控制,日产气增速较快,大多在15~45 m<sup>3</sup>/d,影响了水的有效流动和

产出,造成压降范围和解吸面积小,气源有限,气井达到1 000 m<sup>3</sup>后保持高产的时间短,出现了短期产气高峰,随后便呈现出气量递减的假象。

## 5 排采控制方法与控制指标

煤层原始渗透性越小,应力敏感伤害越严重,对产量的影响越大<sup>[17]</sup>。临汾区块煤层埋藏较深,原始渗透率极低,为达到高产稳产效果,煤层气井提产阶段中排采控制需更加缓慢。

井底压力下降缓慢,利于减轻煤层渗透率的应力敏感性伤害,使压降范围稳步扩展。峰后下降井和高产稳产井的压降速度差异一定程度上表明,对于临汾区块煤岩而言,提产过程中压降速度大于0.01 MPa/d,排采控制不合理,井底压力下降速度过快,造成煤层渗透率降低,压降范围扩展变慢,解吸气源供给不足,产气量达到高峰后难以保持稳产。因此,临汾区块煤层气井提产阶段中,压降速度合理值应控制不超过0.01 MPa/d,利于减轻应力敏感效应对煤层渗透率的伤害,促进压降范围进一步扩大。当井底压力降速大于0.01 MPa/d时,需及时调低产水量,控制井底压力降速低于0.01 MPa/d或稳定井底压力排采一段时间。

煤层气井产气后,随着储层中含气饱和度逐渐增加,气体的影响作用越来越大,速度敏感性、煤粉和汽水相渗变化规律中的贾敏效应等负效应对煤层渗透率及压降扩展的不利影响作用也逐渐增大。峰后下降井和高产稳产井的日产气增速差异表明,临汾区块煤层气井提产过程中的日产气增速超过15 m<sup>3</sup>/d时,排采控制不合理,日产气增速过快,易引发应力敏感效应、速度敏感效应、煤粉堵塞和汽水相渗变化规律中的贾敏效应等一系列负效应作用对煤层渗透率的伤害。因此,临汾区块煤层气井提产阶段的日产气增速应控制不超过15 m<sup>3</sup>/d为宜,使气体缓慢解吸、产出,推迟气体短时间内大量产出造成水相相对渗透率大幅降低这个作用发生的时间,在产生较大的水流动阻力之前尽量多排出水,促进压降范围和解吸面积稳步扩大。日产气增速超过15 m<sup>3</sup>/d时,若套压相对稳定或增加,需及时降低水量,调低日产气增速;若套压下降,则可适当关小针型阀,减慢日产气增速。为保证产气控制缓慢,避免日产气增速过快,可采用“阶梯式的稳产—提产—稳产—提产”交替进行的方式进行提产,即适当提产后稳定气量排采一段时间,再进行下一次的提产和稳产,直至达到稳定气量。

## 6 结 论

对临汾煤层气井提产阶段的排采控制研究,结合了前人关于排采过程中渗透率动态影响因素的认识,关于产气速度过快影响作用下的煤层气、水相渗曲线形态变化特征,有待室内物理模拟试验进一步验证,可得3条结论。

1)对比高产稳产井,峰后下降井的压降速度和日产气增速得较快,易引起煤层渗透率伤害,不利于煤层压降范围扩展。

2)产气速度过快,在气水相渗变化规律的影响下,近井地带煤层中的气体饱和度和气相相对渗透率快速增加,水相相对渗透率急剧下降,水的流动阻力增大,远端水补充不及时,近处将产生应力敏感效应,同时,气液泡沫流易引起大颗粒煤粉运移,造成堵塞现象,降低煤层渗透率,使压降扩展变慢或受阻。

3)临汾区块煤层气井提产阶段中,压降速度合理值应控制不超过0.01 MPa/d,日产气增速应控制不超过15 m<sup>3</sup>/d为宜,为保证日产气增速控制合理,可采用“阶梯式的稳产—提产—稳产—提产”交替进行的方式进行提产。

### 参考文献(References):

- [1] 康永尚,邓泽,刘洪林.我国煤层气井排采工作制度探讨[J].天然气地球科学,2008,19(3):423-426.  
KANG Yongshang, DENG Ze, LIU Honglin. Discussion about the CBM well drainage technology[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(3):423-426.
- [2] 樊彬,秦义,崔金榜,等.压降速度对煤层气井产量的影响分析[J].中国煤层气,2010,7(6):20-23.  
FAN Bin, QIN Yi, CUI Jinbang, et al. Analysis of the influence of pressure drop velocity on CBM well production[J]. China Coalbed Methane, 2010, 7(6):20-23.
- [3] 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 Suian, 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.
- [4] 柳迎红,房茂军,廖夏.煤层气排采阶段划分及排采制度制定[J].洁净煤技术,2015,21(3):121-123.  
LIU Ying hong, FANG Maojun, LIAO Xia. Production stages division and drainage production system development of coalbed methane[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(3):121-123.
- [5] 谢学恒,樊明珠,王前阔,等.煤层气井排采强度对产气量敏感性的数值模拟[J].油气藏评价与开发,2013,3(5):74-76.  
XIE Xueheng, FAN Mingzhu, WANG Qiankuo, et al. Sensitivity numerical simulation of production intensity on the gas production

- rate of CBM wells[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2013, 3(5):74-76.
- [6] 倪小明,胡海洋,曹运兴,等.煤层气直井提产阶段合理压降速率的确定[J].河南理工大学学报:自然科学版,2015,34(6):759-763.  
NI Xiaoming, HU Haiyang, CAO Yunxing, et al. Determination the reasonable pressure dropping rate of CBM vertical wells in increasing production stage[J]. Journal of Henan Polytechnic University Natural Science, 2015, 34(6):759-763.
- [7] 倪小明,胡海洋,曹运兴,等.煤层气井合理放气套压的确定及其应用[J].石油钻探技术,2015,43(4):113-117.  
NI Xiaoming, HU Haiyang, CAO Yunxing, et al. The determination of casing releasing pressure of CBM wells and its application[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(4):113-117.
- [8] 倪小明,苗杰,叶建平,等.单一煤储层煤层气井直井合理日产气量的确定[J].特种油气藏,2016,23(3):136-139.  
NI Xiaoming, MIAO Jie, YE Jianping, et al. Determination of reasonable daily production in CBM vertical well with mono-coal reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2016, 23(3):136-139.
- [9] 巢海燕,王延斌.鄂尔多斯盆地东南缘临汾区块煤层气成因及其影响[J].煤炭学报,2016,41(7):1769-1775.  
CHAO Haiyan, WANG Yanbin. Origin of coalbed methane and its influence in Linfen, Southeastern Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(7):1769-1775.
- [10] 李相臣,康毅力.煤层气储层破坏机理及其影响研究[J].中国煤层气,2008,5(1):35-37.  
LI Xiangchen, KANG Yili. Study of failure mechanism and impact on CBM Reservoir[J]. China Coalbed Methane, 2008, 5(1):35-37.
- [11] 邵先杰,王彩凤,汤达祯,等.煤层气井产能模式及控制因素[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.
- [12] 刘世奇,桑树勋,李梦溪,等.沁水盆地南部煤层气井网排采压降漏斗的控制因素[J].中国矿业大学学报,2012,41(6):943-950.  
LIU Shiqi, SANG Shuxun, LI Mengxi, et al. Control factors of coalbed methane well depressurization cone under drainage well network in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2012, 41(6):943-950.
- [13] 王丹凤.煤层气井负压排采工艺技术研究[D].荆州:长江大学,2014:14-15.
- [14] 刘保民.煤层气开采的水文地质控制和产能潜力评价方法研究[D].北京:中国矿业大学(北京),2012:50-58.
- [15] 林文姬,王烽,汤达祯,等.韩城矿区煤储层非稳态渗流压降传播规律[J].煤炭科学技术,2016,44(S1):131-136.  
LIN Wenji, WANG Feng, TANG Dazhen, et al. Unsteady seepage and pressure drop transmission law in coal reservoirs of Hancheng Mining area[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(S1):131-136.
- [16] 赵群,王红岩,李景明,等.快速排采队低渗透率煤层气井产

- 能伤害的机理研究[J].山东科技大学学报,2008,27(3):27-31.
- ZHAO Qun, WANG Hongyan, LI Jingming, *et al.* Study on mechanism of harm to CBM well capability in low permeability seam with quick drainage method[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology, 2008, 27(3): 27-31.
- [17] 陈振宏, 王一兵, 郭凯, 等. 高煤阶煤层气藏储层应力敏感性研究[J]. 地质学报, 2008, 82(10): 1390-1395.
- CHEN Zhenhong, WANG Yibing, GUO Kai, *et al.* Stress sensitivity of high-rank coalbed methane reservoir[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(10): 1390-1395.
- [18] 张亚蒲, 何应付, 杨正明, 等. 煤层气勘探开发理论与实践: 煤层气藏渗透率应力敏感性研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 281-284.
- [19] 傅雪海, 秦勇, 姜波, 等. 高煤级煤储层煤层气产能“瓶颈”问题研究[J]. 地质评论, 2004, 50(5): 507-513.
- FU Xuehai, QIN Yong, JIANG Bo, *et al.* Study on the “bottle-neck” problem of coalbed methane productivity of high-rank coal reservoirs[J]. Geological Review, 2004, 50(5): 507-513.
- [20] HARPALANI S, SHRAUFNAGEL R A. Shrinkage of coal matrix with release of gas and its impact on permeability of coal[J]. Fuel, 1990, 69: 551-556.
- [21] 李俊乾, 刘大锰, 姚艳斌, 等. 气体滑脱及有效应力对煤岩气相渗透率的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1074-1078.
- LI Junqian, LIU Dameng, YAO Yanbin, *et al.* Control of gas slippage and effective stress on the gas permeability of coal[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1074-1078.
- [22] 张永平, 杨艳磊, 唐新毅, 等. 沁南地区高煤阶煤储层流速敏感性及其影响因素[J]. 煤田地质与勘探, 2015, 43(4): 36-40.
- ZHANG Yongping, YANG Yanlei, TANG Xinyi, *et al.* Velocity sensitivity and its influencing factors of high-rank coal reservoirs in southern Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2015, 43(4): 36-40.
- [23] 陈金刚, 徐平, 赖永星, 等. 煤储层渗透率动态变化效应研究[J]. 岩土力学, 2011, 32(8): 2512-2516.
- CHEN Jingang, XU Ping, LAI Yongxing, *et al.* Research on dynamic variation effect of coal reservoirs permeability[J]. Rock and Soil Mechanics, 2011, 32(8): 2512-2516.