

文章编号: 1001-1986(2020)03-0059-06

高阶煤煤层气井产量递减规律及影响因素

贾慧敏, 胡秋嘉, 毛建伟, 毛崇昊, 刘春春, 张 庆, 刘昌平

(中国石油华北油田公司, 山西 长治 046000)

摘要: 为揭示高阶煤煤层气井产量递减规律, 基于沁水盆地南部樊庄区块 10 余年的开发数据, 通过数值模拟、统计分析等方法, 对现有开发技术条件下高阶煤煤层气井产量递减点(即煤层气井产量开始递减时的煤层气采出程度)、递减类型及影响因素进行分析。结果表明: 樊庄区块煤层气井产量递减点平均为 25%, 单井平均递减点为 21%, 大部分井在排采 4 a 后开始递减; 煤层气井递减点由基质渗透率和裂缝半长决定, 基质渗透率和裂缝半长越大, 单井有效控制半径越大、有效控制储量越多, 递减点越大; 基质渗透率越高, 裂缝半长增加引起的递减点增幅越大。由此可知, 渗透率是煤层气井递减类型的主控因素, 渗透率越高, 递减指数越小, 递减速度越慢。随着渗透率增加, 递减类型依次为线性递减、指数递减和双曲递减。综合分析认为, 储层平均孔隙半径越大, 煤的应力敏感性越弱, 煤基质收缩对渗透率的改善程度越大, 导致储层动态渗透率越高, 递减速度越慢。该研究为合理控制高阶煤煤层气井产量递减具有指导意义。



移动阅读

关 键 词: 高阶煤; 煤层气产量; 递减规律; 递减点; 主控因素; 樊庄区块; 沁水盆地
中图分类号: TE328 **文献标志码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1986.2020.03.009

Production decline law and influencing factors of high-rank coal CBM wells

JIA Huimin, HU Qiuji, MAO Jianwei, MAO Chonghao, LIU Chunchun, ZHANG Qing, LIU Changping
(PetroChina Huabei Oilfield Company, Changzhi 046000, China)

Abstract: In order to reveal the production decline law of high-rank coal CBM wells, based on the development data of Fanzhuang block in southern Qinshui basin for more than 10 years, this paper studies the decline point, decline type and influencing factors of high-rank coal CBM wells by means of numerical simulation and statistical analysis. The results show that the decline point of the Fanzhuang block is 25% and the average decline point of the single well is 21%. Most wells begin to decline after drainage of 4 years. The decline point of CBM well is determined by matrix permeability and half length of fracture. The higher the matrix permeability is, the larger the effective control radius of single well is, the more effective control reserves are, and the larger the decline point is. The higher the matrix permeability, the greater the growth of decrease point caused by the increase of half length of fracture. Permeability is the main controlling factor of CBM well decline type. The higher the permeability is, the smaller the decline index is, and the slower the decline rate is. With the increase of permeability, the decline types are linear decline, exponential decline and hyperbolic decline successively. The reason is that for formation with high permeability, the average pore radius is large, which results in much weaker stress sensitivity and much greater permeability by shrinkage of the coal and rock, leading to much higher dynamic permeability and much slower decline rate.

Keywords: high-rank coal; coalbed methane production; decline law; decline point; main controlling factors; Fanzhuang block; Qinshui basin

我国煤层气储层渗透率低、孔隙率低和含气饱和度低, 煤层气井存在单井产量低、井间产量差异

大的问题^[1]。煤层气井递减规律研究对预测煤层气井产量变化和最终采出程度具有重要作用, Arps 产量

收稿日期: 2019-11-25; 修回日期: 2020-02-08

基金项目: 国家科技重大专项项目(2017ZX05064); 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项项目(2017E-1405)

Foundation item: National Science and Technology Major Project(2017ZX05064); Science and Technology Major Project of PetroChina Company Limited(2017E-1405)

第一作者简介: 贾慧敏, 1989 年生, 男, 河北井陉人, 硕士, 工程师, 从事煤层气勘探开发及排采管理研究. E-mail: jiahuimin1108@sina.com

引用格式: 贾慧敏, 胡秋嘉, 毛建伟, 等. 高阶煤煤层气井产量递减规律及影响因素[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(3): 59-64.

JIA Huimin, HU Qiuji, MAO Jianwei, et al. Production decline law and influencing factors of high-rank coal CBM wells[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(3): 59-64.

递减分析方法仍然是重要的分析方法^[2]，C. L. Jordan 等^[3]认为 Arps 产量递减分析方法需要数据量少、现场适用性强，应该充分利用。部分学者采用传统的 Arps 产量递减分析方法对煤层气井递减规律进行了研究，苗耀等^[4]采用 Arps 产量递减分析方法对樊庄区块煤层气高产井递减类型及递减率分布规律进行了研究，认为该区块递减符合指数递减规律；刘刚^[5]研究了樊庄区块高阶煤煤层气井生产规律，重点就该区块煤层气井递减率和递减类型进行分析，认为煤层气井初期递减速度相对较快，呈指数递减，后期递减速度减缓，表现双曲递减特征；王彩凤等^[6]对晋城、韩城区块煤层气井产量递减类型及影响因素进行了研究，认为研究区煤层气井产量具有 5 种递减类型，并对其影响因素进行了研究；K. E. Okuszko 等^[7]认为煤层气井递减一般遵循双曲递减，递减指数为 0~0.5；K. Morad 等^[8]研究认为储层压力下降、煤基质压缩和煤粉运移导致渗透率下降是导致煤层气产量递减的主要因素；K. Aminian 等^[9]通过数值模拟调研了气藏关键参数对煤层气井产量递减的影响，认为裂缝孔渗特征、吸附时间、表皮因子、含气量等因素对煤层气井递减规律具有影响。少数学者引进现代产量递减分析方法对储层参数进行了评价，肖翠^[10]、王江顺等^[11]应用现代产量递减分析图版定量评价了储层渗透率、有效裂缝半长和泄流半径，分析了渗透率和压裂参数对煤层气井产量递减的影响。基于前人的研究分析认为，目前针对煤层气井产量递减类型分析研究较多，但对于开始递减时煤层气采出程度(递减点)和影响因素，及递减类型的影响因素等研究较少，笔者基于沁水盆地南部樊庄区块 10 余年的开发实践数据，重点就煤层气井递减点和递减类型及其影响因素进行统计分析和数值模拟，以期更深入地认识煤层气井递减规律。

1 研究区概况

沁水盆地位于山西省东南部，为一近 SN 向的大型复式向斜，盆地内次级褶曲发育(图 1)，断层以 NE、NNE 向高角度正断层为主^[12]。樊庄区块位于沁水盆地东南部，其含煤层系经历了海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期 4 期构造演化^[13]。二叠系山西组 3 号煤层和石炭-二叠系太原组 15 号煤层是该区块煤层气开发主力煤层。区块 3 号煤层埋深整体由 SE 向 NW 逐渐增加，15 号煤层与 3 号煤层具有相似的构造形态。3 号煤层埋深一般为 370~800 m，

埋深整体相对较浅；3 号煤层全区稳定发育，厚度为 5~7 m，底部常见一层厚度约 0.5 m 的夹矸^[14]；3 号煤层镜质体最大反射率(R_{max})为 3.3%~4.1%，为高阶煤煤层气储层；含气量相对较高，为 11~25 m³/t，含气饱和度为 76%~93%，属于欠饱和储层；试井测试渗透率为 $(0.01 \sim 1.92) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，渗透率差异较大；煤体结构一般以原生结构煤为主，碎粒煤和糜棱煤主要发育在煤层顶底板和夹矸附近；煤层弹性模量一般为 0.6~2.5 GPa，最大水平主应力为 NE 向，最大、最小水平主应力分别为 13~42 MPa 和 9~26 MPa^[15]。

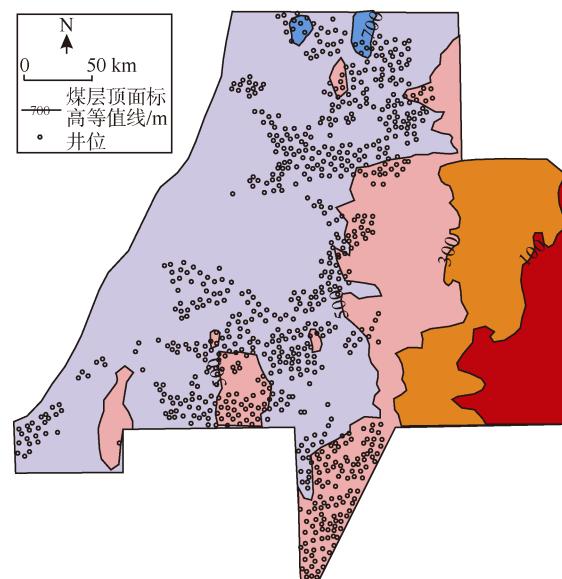


图 1 樊庄区块 3 号煤层顶面构造及井位

Fig.1 Top surface structure of No.3 coal seam and well location in Fanzhuang block

樊庄区块从 2006 年开始规模建产，陆续投产 1 000 余口井，动用储量 100 亿 m³，开发时间较长，部分井已经具备煤层气井全生命周期的开发特征，具备研究煤层气井递减规律的研究基础。

2 煤层气井产量递减点及影响因素

煤层气井产量递减点即煤层气井产量开始递减时的煤层气采出程度，递减点表征了煤层气井产量开始递减的时机。

2.1 樊庄区块及单井递减点

以樊庄区块 1 000 余口煤层气生产老井为例，其日产气量从 2014 年开始出现递减，递减时整个区块累计产气量为 25 亿 m³，递减时煤层气采出程度为 25%(图 2)。

从单井来看，部分单井从 2009 年开始出现递减，不同井出现递减时各参数间差异较大，总体具有以下几个特征：① 递减点差异大，递减井的递减点分

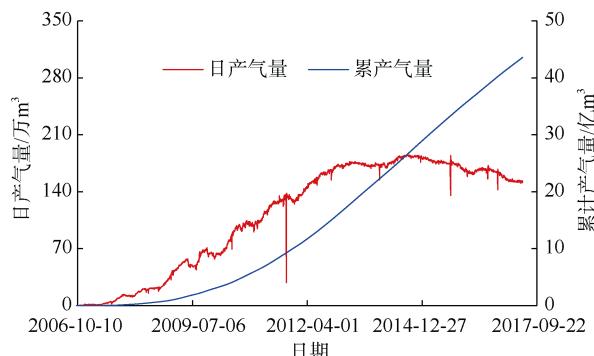


图2 樊庄区块日产气量与累计产气量曲线

Fig.2 Curves of daily gas production and cumulative gas production in Fanzhuang block

布在5%~65%，平均21%，相邻井的递减点也存在

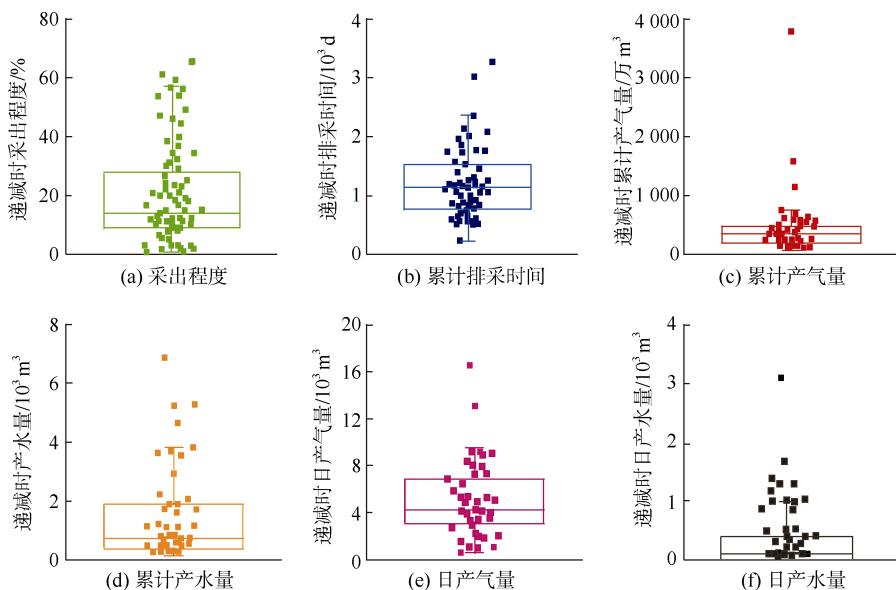


图3 煤层气井开始递减时主要参数分布

Fig.3 Distribution of main production parameters when the production of CBM wells begins to decline

2.2 递减点影响因素

2.2.1 含气量

将樊庄区块递减井的含气量与递减点作散点图(图4),由图4可知,含气量与递减点离散度非常高,表明在含气量整体较高的樊庄区块,含气量并非递减点的主控因素,含气量高低对递减点大小没有必然影响。这主要是由于煤层气富集主控因素与高产主控因素不同,煤层气井产量受控于含气量、储层物性等地质条件的好坏及储层改造工艺与其是否匹配等因素。

2.2.2 储层渗透率

由图5可知,递减点随着储层渗透率的增加而增加,二者成幂指数关系,且二者相关性较好,表明储层渗透率对递减点有重要影响。当渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,递减井递减点小于25%,递减时采出程度较低;当渗透率在 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右时,递减点为30%~70%,递减时采出程度较高。分析认为,

较大差异(图3a);②开始递减时累计排采时间差异大,为227~3 034 d,平均1 282 d,大部分井在排采4 a以后开始递减(图3b);③各井开始递减时累计产气量、产水量差异大,递减时累计产气量分布在75~3 800万m³,平均430万m³(图3c),某直井最高日产气量达到1.6万m³,递减时累计产水量为159~6 973 m³,平均1 646 m³(图3d);④各井递减时日产气量、日产水量差异大,但日产气量总体较高,日产水量相对较低。该区块递减井递减时日产气量为600~16 500 m³,平均5 000 m³(图3e),日产水量为0~3 m³,平均0.3 m³(图3f)。

储层渗透率越高,渗流半径越大,单井有效控制储量越多,递减时煤层气采出程度越高。该区域单井压裂前试井结果表明,随着渗透率增加,试井调查半径增加(图6),表明渗透率越高,储层压降扩展范围越大,单井控制半径越大。

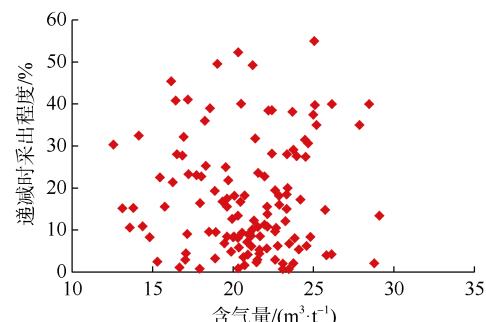


图4 含气量对递减点的影响

Fig.4 Influence of gas content on decline point of No.3 coal seam in Fanzhuang block

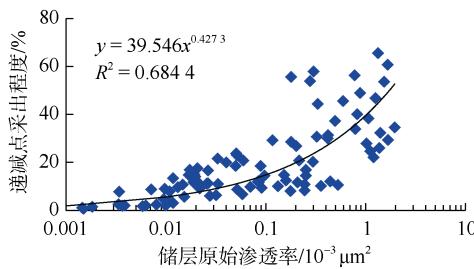


图 5 储层渗透率对递减点影响

Fig.5 Influence of permeability on decline point of No.3 coal seam in Fanzhuang block

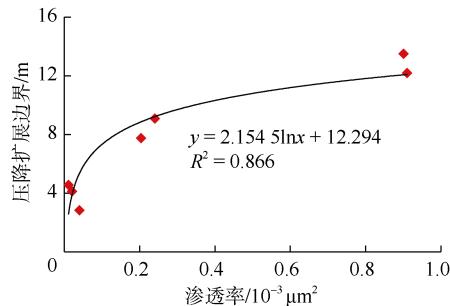


图 6 不同渗透率储层试井边界

Fig.6 Test well boundary of reservoir with different permeability

2.2.3 裂缝半长

大多数煤层气井必须经过大规模压裂改造才能产气,因此,裂缝半长是影响单井有效控制范围的另一个重要参数。通过四维向量对该区块压裂裂缝进行监测,结果表明,该区块裂缝半长主要分布在80~120 m。通过数值模拟方法模拟了不同基质渗透率条件下,裂缝半长对递减点的影响,结果如图7所示。

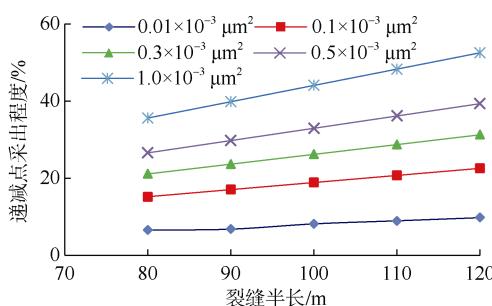


图 7 不同渗透率储层压裂裂缝半长对递减点影响

Fig.7 Effect of half-length of hydraulic fracturing fracture on the decline point

图7表明,渗透率相同时,裂缝半长越长,递减点越大。渗透率越高,裂缝半长增加引起的递减点增幅越大。如渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,裂缝半长为80~120 m时对递减点影响程度很小,裂缝半长为80 m时递减点为6.5%,而裂缝半长为120 m时递减点为9.7%,仅增加3.2%;而当渗透率为 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,裂缝半长由80 m增加至120 m时,递减点由

35.5%增加至52.5%,增量为17%,远大于渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时对应的增量。

3 煤层气井产量递减类型

Arps 递减分析法是目前常用的递减分析方法,Arps 提出产量与递减率的关系式^[16]:

$$q/q_i = (D/D_i)^n \quad (1)$$

式中: q_i 为开始递减时日产气量; q 为递减某时刻产气量; D 为任意时刻递减率; D_i 为开始递减时的瞬间递减率; n 为递减指数,可确定递减类型。

当 $n=0$ 时,为调和递减;当 $n=1$ 时,为指数递减;当 $0 < n < 1$ 时,为双曲线递减, n 越大递减越快^[17]。陈元千等^[18]在 Arps 递减基础上提出线性递减概念,认为 $n=2$ 时为线性递减。

3.1 樊庄区块单井递减类型

对樊庄区块递减井生产曲线分析表明,该区块递减类型以线性递减、指数递减和双曲线递减为主,如图8所示。

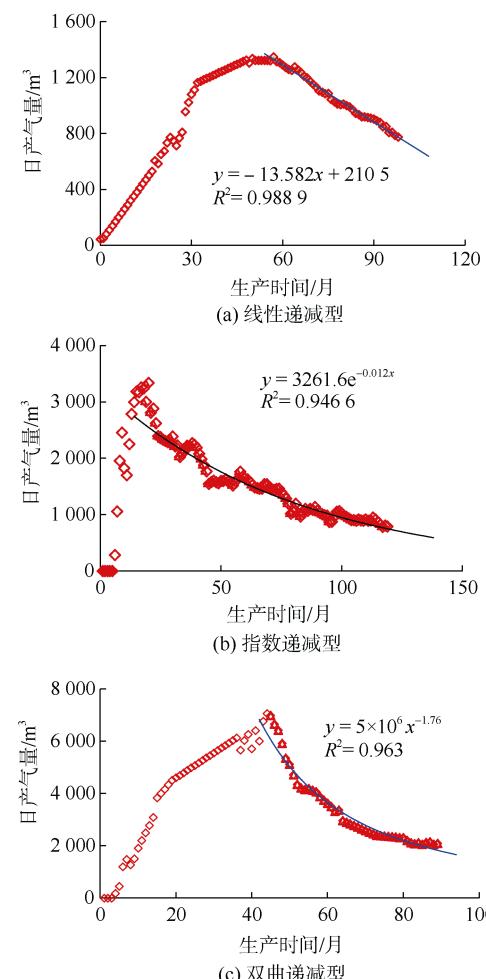


图 8 樊庄区块煤层气井产量递减类型典型曲线

Fig.8 Typical curves of the production decline type of coalbed methane wells in Fanzhuang block

生产实践表明,不同渗透率条件下,递减类型存在差异,随渗透率增加,递减类型依次为线性递减、指数递减和双曲递减。当渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,递减类型以线性递减、指数递减为主,双曲递减较少;当渗透率为 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,递减类型为指数递减为主;当渗透率大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,递减类型以双曲线递减为主,指数递减较少。3种递减类型的递减指数和递减速度由大到小依次为线性递减、指数递减和双曲递减(表1)表明,对于整体低渗的煤层气储层,渗透率越高,递减指数越小,递减速度越慢。

表1 3种递减类型煤层气井关键参数对比

Table 1 Comparison of key parameters of the three decline types

递减类型	递减指数	递减点日产气量/m ³	递减点累计产气量/万m ³
线性递减	2.0	1 320	100
指数递减	1.0	3 230	150
双曲递减	0.6	6 760	460

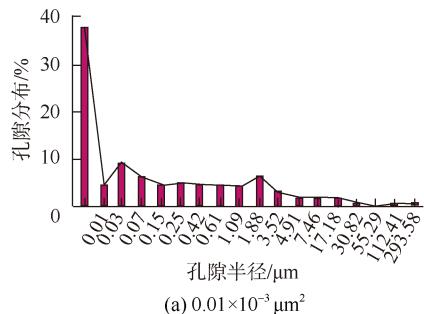
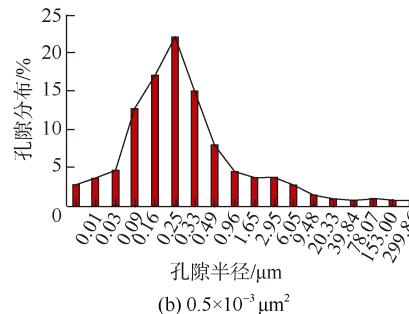
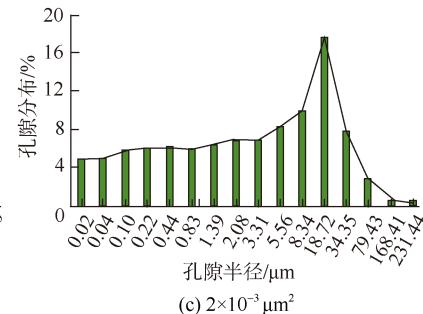
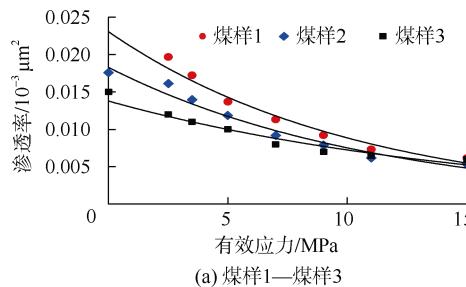
(a) $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (b) $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (c) $2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

图9 樊庄区块不同渗透率煤层孔隙半径分布

Fig.9 Distribution of pore radius of coal seams with different permeability in Fanzhuang block

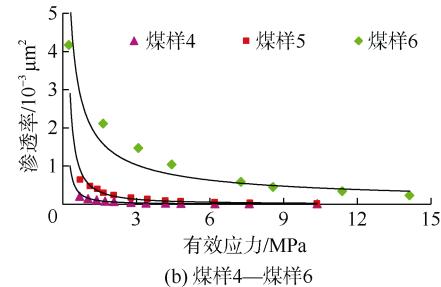
3.2.2 储层原始渗透率对动态渗透率影响

煤层气井排水降压过程中,储层中流体压力、有效应力不断变化,导致煤储层渗透率不断变化^[20]。煤层气产量递减阶段,有效应力持续增加导致渗透率持续下降,吸附态甲烷持续解吸引起基质收缩导致煤层渗透率持续增加,因此,煤层应力敏感性与基质收缩耦合控制渗透率动态变化。

图10中,煤样1—煤样3渗透率为 $(0.01 \sim 0.03) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 

(a) 煤样1—煤样3

$10^{-3} \mu\text{m}^2$,煤样4—煤样6渗透率为 $(0.5 \sim 5.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。有效应力低于2 MPa时,高渗煤样应力敏感性强,渗透率降低幅度较大,低渗煤样应力敏感性较弱,渗透率下降幅度较小,说明排采初期,高渗煤层应力敏感性强。有效应力大于2 MPa后,高渗煤样的渗透率基本不变,应力敏感性远远小于低渗煤样,这表明在排采后期,储层渗透率较低的煤层气井的应力敏感性较强,对渗透率变化具有决定作用。分



(b) 煤样4—煤样6

图10 不同渗透率煤应力敏感性差异

Fig.10 Difference in the stress sensitivity of coal with different permeability

析可知, 在递减阶段, 煤的应力敏感性随煤体渗透率降低而逐渐增强。

3.2.3 储层动态渗透率对递减类型的影响

对于低渗煤储层(小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 应力敏感性较强, 基质收缩作用较小, 压降漏斗延展速度慢、范围小, 解吸气量少, 煤层气井产量低, 进入递减期后, 压降漏斗扩展速度几乎停止, 产量下降速度慢, 以线性递减和指数递减为主。而在高渗透区域(大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 煤层应力敏感性较弱, 基质收缩作用较强, 渗透率大幅恢复, 压降漏斗快速稳定向远处延展, 供气面积大, 产气量高, 进入递减期后, 压降漏斗缓慢延伸, 进一步扩大解吸范围, 且低压条件下较多煤体积中煤层气解吸产出, 产量递减速度缓慢, 以双曲线递减类型为主。渗透率介于低渗和高渗之间时, 表现为应力敏感性与基质收缩作用的平衡, 此时递减率基本不变。

4 结 论

a. 煤层气井递减点是煤层气井产量开始递减时的采出程度, 樊庄区块煤层气井产量递减点平均为 25%, 大部分井在排采 4 a 后开始递减, 单井开始递减时平均日产气量为 $5\ 000 \text{ m}^3$, 平均累计产气量为 430 万 m^3 。递减点概念的提出完善了煤层气井递减评价指标, 为判断煤层气并非自然递减及增产措施的制定提供了依据。

b. 煤层气井递减点主要受储层渗透率和裂缝半长影响, 储层渗透率越高, 单井有效控制半径越大、有效控制储量越多, 递减点越大; 储层渗透率相同时, 裂缝半长越长, 递减点越大; 且储层渗透率越高, 裂缝半长增加引起的递减点增幅越大。

c. 渗透率是煤层气井递减类型差异的主控因素, 随着渗透率增加, 递减类型依次为线性递减、指数递减和双曲递减。渗透率越高, 递减指数越小, 递减速度越慢。这主要是由于在递减阶段, 储层渗透率越低, 煤体应力敏感性越强, 煤基质收缩引起的煤层渗透率增加程度越小, 储层动态渗透率越低, 递减速度越快。储层渗透率与递减指数的对应关系应进一步细化研究, 为判断非自然递减提供明确的依据。

d. 煤基质渗透率和压裂裂缝渗透率对煤层气井递减点和递减类型具有决定性影响, 因此, 煤层气井排采过程中应最大限度地保护和改善储层渗透率, 高效排采管控是遏制煤层气井产量递减的重要措施。

请听作者语音介绍创新技术成果
等信息, 欢迎与作者进行交流



参考文献(References)

OSID 码

- [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.
ZHAO Xianzheng, ZHU Qingzhong, SUN Fenjin, et al. Practice and thought of coalbed methane exploration and development in Qinshui basin[J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(9): 2131–2136.
- [2] FETKOVICH M J. Decline curve analysis using type curves[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(6): 1065–1077.
- [3] JORDAN C L, JACKSON R A, SMITH C R. Making the most of conventional decline analysis[C]//SPE114953. Presented at the CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference. Calgary, Alberta, Canada: 2008-06-1.
- [4] 苗耀, 牛绪海, 左银卿. 沁水盆地樊庄区块煤层气高产井递减特征及采收率预测[J]. 煤炭技术, 2014, 33(9): 318–320.
MIAO Yao, NIU Xuhai, ZUO Yingqing. Production decline characteristics and recovery rate forecasting for coalbed methane well of high production in Fanzhuang block Qinshui basin[J]. Coal Technology, 2014, 33(9): 318–320.
- [5] 刘刚. 樊庄区块煤层气地质特征及产能分析[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2017.
LIU Gang. The geological characteristics and productivity analysis of CBM in Fanzhuang block[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2017.
- [6] 王彩凤, 邵先杰, 孙玉波, 等. 中高煤阶煤层气井产量递减类型及控制因素: 以晋城和韩城矿区为例[J]. 煤田地质与勘探, 2013, 41(3): 23–28.
WANG Caifeng, SHAO Xianjie, SUN Yubo, et al. Production decline types and their control factors in coalbed methane wells: A case from Jincheng and Hancheng mining areas[J]. Coal Geology & Exploration, 2013, 41(3): 23–28.
- [7] OKUSZKO K E, GAULT B W, MATTAR L. Production decline performance of CBM wells[J]. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 2008, 47(7): 57–61.
- [8] MORAD K, TAVALLALI M. The benefits of reworking declining CBM wells[C]//SPE148952. Presented at the Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada: 2011-15-17.
- [9] AMINIAN K, AMERI S, SANCHEZ M, et al. Type curves for coalbed methane production prediction[C]//SPE 91482. Presented at SPE Eastern Regional Meeting. Charleston, W V, U S A: 2004-15-17.
- [10] 肖翠. 现代产量递减分析法在鄂尔多斯盆地延川南煤层气田中的应用[J]. 天然气工业, 2018, 38(增刊 1): 102–106.
XIAO Cui. Application of modern production decline analysis method in coal seam gas field of south Yanchuan, Ordos basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(S1): 102–106.

(下转第 74 页)

- Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 83–90.
- [28] 韩保山. 低渗煤层压裂机理及应用[J]. 煤田地质与勘探, 2016, 44(3): 25–29.
HAN Baoshan. Research on fracturing mechanism of low permeability coal seam and application of surface CBM drainage[J]. Coal Geology & Exploration, 2016, 44(3): 25–29.
- [29] 王绪性, 仲冠宇, 郭布民, 等. 沁水盆地南部 3 号煤压裂曲线特征及施工建议[J]. 煤田地质与勘探, 2016, 44(3): 36–39.
WANG Xuxing, ZHONG Guanyu, GUO Bumin, et al. Characteristic of fracturing curve of seam No.3 in south of Qinshui basin and suggestion about operation[J]. Coal Geology & Exploration, 2016, 44(3): 36–39.
- [30] 张小东, 胡修凤, 杨延辉, 等. 沁南煤层气井压裂施工曲线分析[J]. 河南理工大学学报(自然科学版), 2017, 36(3): 21–27.
ZHANG Xiaodong, HU Xiufeng, YANG Yanhui, et al. Analysis of hydraulic fracturing operation curves of CBM wells in south-
- ern Qinshui basin[J]. Journal of Henan Polytechnic University(Natural Science), 2017, 36(3): 21–27.
- [31] 张晓娜, 康永尚, 姜杉钰, 等. 沁水盆地柿庄区块 3 号煤层压裂曲线类型及其成因机制[J]. 煤炭学报, 2017, 42(增刊 2): 441–451.
ZHANG Xiaona, KANG Yongshang, JIANG Shanyu, et al. Fracturing curve types and their formation mechanism of coal seam 3 in Shizhuang block, Qinshui basin[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(S2): 441–451.
- [32] 武男, 陈东, 孙斌, 等. 基于分类方法的煤层气井压裂开发效果评价[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1694–1700.
WU Nan, CHEN Dong, SUN Bin, et al. Evaluation on fracturing effect based on classification method[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1694–1700.

(责任编辑 范章群)

(上接第 64 页)

- [11] 王江顺, 张远凯. 基于现代产量递减分析法的煤层气井应用研究[J]. 煤炭技术, 2018, 37(9): 64–66.
WANG Jiangshun, ZHANG Yuankai. Research on application of CBM wells based on modern production decreasing analysis[J]. Coal Technology, 2018, 37(9): 64–66.
- [12] 贾慧敏, 孙世轩, 毛崇昊, 等. 基于煤岩应力敏感性的煤层气井单相流产水规律研究[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(12): 189–193.
JIA Huimin, SUN Shixuan, MAO Chonghao, et al. Study on single-phase flow water production law of coalbed methane well based on coal and rock stress sensitivity[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(12): 189–193.
- [13] 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.
- [14] 胡秋嘉, 李梦溪, 贾慧敏, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气水平井地质适应性探讨[J]. 煤炭学报, 2019, 44(4): 1178–1187.
HU Qiuja, LI Mengxi, JIA Huimin, et al. Discussion of the geological adaptability of coal-bed methane horizontal wells of high-rank coal formation in southern Qinshui basin[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(4): 1178–1187.
- [15] 胡秋嘉, 贾慧敏, 邱空军, 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.
HU Qiuja, JIA Huimin, QI Kongjun, et al. A fine control method
- of flowing pressure in single-phase flow section of high-rank CBM gas development wells: A case study from the Fanzhuang-Zhengzhuang block in the Qinshui basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 76–81.
- [16] ARPS J. Analysis of decline curves[R]. SPE 945228, 1945.
- [17] 陈元千, 唐玮. 广义递减模型的建立及应用[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1410–1413.
CHEN Yuanqian, TANG Wei. Establishment and application of generalized decline model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1410–1413.
- [18] 陈元千, 周翠. 线性递减类型的建立、对比与应用[J]. 石油学报, 2015, 36(8): 983–987.
CHEN Yuanqian, ZHOU Cui. Establishment, comparison and application of the linear decline type[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 983–987.
- [19] 贾慧敏, 胡秋嘉, 邱空军, 等. 高阶煤煤层气直井低产原因分析及增产措施[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(5): 104–110.
JIA Huimin, HU Qiuja, QI Kongjun, et al. Reasons of low yield and stimulation measures for vertical CBM wells in high-rank coal[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(5): 104–110.
- [20] 贾慧敏, 胡秋嘉, 邱空军, 等. 煤层气流压回升型不正常井储层伤害机理与治理[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(4): 69–75.
JIA Huimin, HU Qiuja, QI Kongjun, et al. Damage mechanism and countermeasures of reservoir with abnormal pickup of CBM flow pressure in well[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(4): 69–75.

(责任编辑 范章群)