

文章编号:0253-9993(2012)06-0957-05

煤层气水平井产能控制因素分析及排采实践

刘升贵,郝耐,王建强

(中国矿业大学(北京)力学与建筑工程学院,北京 100083)

摘要:为了揭示煤层气水平井产能控制因素,采用理论分析方法分析了临界解吸压力、含气饱和度及渗透率对水平井产能的控制作用。通过山西沁水盆地南部水平井排采实践,提出了三段式管理井底压力的排采方法,即将排采制度分为井底压力大于临界解吸压力阶段、介于临界解吸压力至 0.5 倍临界解吸压力阶段、小于 0.5 倍临界解吸压力阶段分别制定降压幅度。井底压力控制遵循:第 1 阶段落实地层供液能力,降压幅度小于 3 m/d;第 2 阶段缓慢提产,落实煤层气井产气能力,降压幅度为 1 m/d;第 3 阶段稳定配产,维持井底压力,产气量出现下降时缓慢降压,降压幅度为 0.5 m/d。结果表明:三段式管理井底压力的排采方法有利于区域压降扩展和充分释放煤层气井产能。

关键词:煤层气;水平井;产能;井底压力;解吸压力

中图分类号:P618.11 **文献标志码:**A

Productivity control factors and extraction practice of coalbed methane horizontal well

LIU Sheng-gui, HAO Nai, WANG Jian-qiang

(School of Mechanics & Civil Engineering, China University of Mining and Technology(Beijing), Beijing 100083, China)

Abstract: To demonstrate the productivity control factors in coalbed methane (CBM) horizontal wells, based on the method of theoretical analyses, the factors, such as critical desorption pressure, gas saturation and permeability which control CBM horizontal wells' productivity were analyzed. Three stages bottom hole pressure (BHP) control method were put forward, the first stage is BHP greater than critical desorption pressure, the second stage is BHP less than critical desorption pressure but greater than 0.5 times critical desorption pressure, and the third stage is BHP less than 0.5 times critical desorption pressure. Bottom hole pressure control according to the following principles: the first stage to implement the formation fluid supply capacity, liquid descending amplitude less than 3 m/d; the second stage to implementation of coalbed methane well gas production capacity slowly, liquid descending amplitude 1 m/d; the third stage with stable production, maintenance of bottom hole pressure, when gas production rate decline should descending liquid amplitude 0.5 m/d. The field application results demonstrate three stages BHP control method can reduce regional pressure, and full improve the CBM well productivity.

Key words: coalbed methane; horizontal well; productivity; bottom hole pressure; desorption pressure

煤层气水平井通过穿越煤层割理裂缝系统,最大限度地沟通裂缝通道,增加排采降压泄气面积,使更多的气体进入主流道,提高单井产气量^[1-3]。自 2004 年我国首次成功施工多分支水平井开采煤层气以来,

该技术已在沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气开发中广泛应用^[4-6]。煤层气水平井井眼轨迹设计、导向、连通、储层保护技术逐步完善^[7-13]。煤层气井的产出过程可分为 3 个过程,即:煤基质孔隙的表面解

收稿日期:2011-07-18 责任编辑:韩晋平

基金项目:国家科技重大专项基金资助项目(2011ZX05038-001);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2009QL09)

作者简介:刘升贵(1978—),男,四川宜宾人,讲师,博士。Tel:010-82319852, E-mail:liushg2002@163.com

吸过程;通过基质和微孔隙扩散到裂隙过程;以达西渗流方式通过裂隙向井筒运移产出过程^[14]。直井产能受含气量、渗透率影响较明显^[15-17],而水平井产能除受含气量、渗透率影响以外,还受压降扩展面积控制,合理的井底压力管理是影响水平井产能释放的关键。本文基于沁水盆地南部典型的煤层气水平井生产数据,分析了水平井产能控制因素,提出了分段式管理井底压力的排采方法促使区域压降扩展充分释放煤层气井产能。

1 水平井产能控制因素

沁水盆地南部地区是一个煤层气富集区,但受市场及产能挖潜能力不确定性的影响,采用直井技术实现大规模商业化的前景并不乐观。由此,煤层气开发商在该区域施工了大量多分支水平井,获得了高产。煤层气多分支水平井是集钻井、完井与增产技术于一体的新型高效开发技术,其产能释放能力和释放速度是通3个方面来体现的。

(1)快速的压降渠道。多分支水平井通过在煤层中布置大量的大尺寸井筒,直接在煤层中形成大面积的导流系统,不仅可以将压降快速传递到最远的储层深处,扩大压降漏斗,而且进一步扩大了有效渗透区域,从而使更多煤体产生降压解吸、释放产能。

(2)大面积且有效的解吸范围。多分支井眼通过大面积的网状延伸,完全沟通了煤层中的裂缝与割理系统,使煤层内气体的解吸范围大大增加,使参与解吸的煤体面积在短时间内快速扩大,提高了压降传递的效率,因而可以极大地缩短采收时间,提高采收率。

(3)压降之前完成应力释放诱导裂缝扩张。多分支水平井从煤层中大量搬运煤体大规模造穴,形成了非常好的应力释放环境,这种应力释放环境可以诱发裂缝扩张与扩展,极大地解放了煤层的渗透率束缚。

为分析生产过程中多分支水平井产能的影响因素,需要认识有效压差作用下的某时刻的产气量,产气量与压力、储层渗透率等参数的数学关系可表示为

$$\left\{ \begin{aligned} q_{sg} &= \frac{k_a k_{rg} h (\bar{p} - p_{wf})}{K \mu_g B_g \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \\ (p_{wf} < \text{临界解吸压力}) \end{aligned} \right. \quad (1)$$

$$q_{sg} = 0 \quad (p_{wf} \geq \text{临界解吸压力})$$

式中, q_{sg} 为气体流量, m^3 ; k_a 为绝对渗透率, 10^{-15} m^2 ; k_{rg} 为气体的相对渗透率, 10^{-15} m^2 ; h 为煤层厚度, m ;

\bar{p} 为抽放区域的平均压力, MPa ; p_{wf} 为井底流压, MPa ; μ_g 为气体黏度, $\text{MPa} \cdot \text{s}$; B_g 为气体地层体积系数; r_e 为抽采半径, m ; r_w 为井筒半径, m ; s 为表皮因子; K_r 为取决于单位制的系数。

对于一个给定的井眼布置来说,煤层厚度、抽放半径、井筒直径等为常数,黏度和地层体积系数是在其基数上变化很小的数,能引起产气量较大变化的参数为绝对渗透率、相对渗透率、压差。绝对渗透率越高,产气量越大,二者呈正比关系;相对渗透率是水饱和度的函数,同时与煤体性质有关,水饱和度越低,气相渗透率越高;压差 ($\bar{p} - p_{wf}$) 表征了井底压力与储藏压力的差值,是煤层气渗流的动力,也是煤层气解吸的决定因素,只有使储藏压力降低到解吸压力以下才能使煤层气解吸,同时只有绝对渗透率较高时,压降才能有效传递到煤体。

在给定的时段 (T), 累计产气量可表示为

$$Q = \int_0^T q_{sg} dt = \int_0^T \frac{k_a k_{rg} h (\bar{p} - p_{wf})}{K \mu_g B_g \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} dt \quad (2)$$

分析式(1),(2)及其关键参数的地质影响条件,储层环境对产能的控制作用是通过临界解吸压力、含气饱和度及渗透率来体现的。水平井工程进尺和分布控制压降范围和效率,排采制度决定着降压速度。对特定区域的给定资源条件来说,水平井工程进尺和分布与排采制度是共同控制多分支水平井产能释放能力和释放速度的工程手段。

排采过快,片面追求高产引起的孔隙压力变化会引发有效地应力变化、显著地改变裂缝的宽度、流体流动速度和压力在裂隙中的分布。单位压力变化所引起的孔隙体积的相对变化可表示为

$$c_p = \frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dp} \Big|_{\sigma = \text{常数}} \quad (3)$$

式(3)等价于孔隙压缩系数,即

$$c_{\varphi_p} = \frac{1}{\varphi_p} \frac{d\varphi_p}{dp} \Big|_{\sigma = \text{常数}} \quad (4)$$

对式(4)进行积分,得

$$\varphi_p = \varphi_0 e^{c_{\varphi_p}(p-p_0)} \quad (5)$$

其中, φ_0 是对应于压力为 p_0 时的孔隙度, %; 这里只考虑固体是在弹性范围,压差 ($p-p_0$) 较小,式(5)可近似

$$\varphi_p = \varphi_0 [1 + c_{\varphi_p}(p-p_0)] \quad (6)$$

式(6)就是流体压力引起固体骨架弹性变形的状态方程或称孔隙度变化的状态方程。

煤储层渗透率与割理孔隙度的关系^[18]为

$$K = K_0 \left(\frac{\varphi}{\varphi_0} \right)^3 \quad (7)$$

式中, K 为孔隙压力为 p 时的渗透率; K_0 为储层压力为 p_0 时的渗透率。

对于特定生产井的储层压力 p_0 、渗透率 K_0 可通过试井测试获取, 将式(6)代入式(7)可得到排水降压 N 天以后井底压力为 p_n 时刻储层渗透率计算公式为

$$K_n = K_{n-1} [1 - c_{\varphi_p} (p_{n-1} - p_n)]^3 \quad (8)$$

($n = 0, 1, 2, \dots, N$)

由此可见, 排水过快、排采强度过大都会造成储层条件不可逆破坏, 日排水降压值 ($p_{n-1} - p_n$) 过大会造成有效应力明显升高, 孔隙闭合造成绝对渗透率降低, 从而限制压降传导, 不利于产能释放。同时排采强度太大会造成井筒及近井地带煤层不稳定, 大强度的排水速度会促使煤层孔隙大量吐粉, 造成部分孔喉及裂隙堵塞, 从而造成产量波动制约产能释放。

2 水平井排采实践

沁水盆地南部水平井分布如图1所示。其中, 大宁煤矿区单井稳定日产量超2万 m^3/d , 潘庄区块的6口水平井井组排采获得了30万 m^3/d 的高产, 樊庄区块规模化开发井组的13口井, 达到25万 m^3/d 稳定产量。

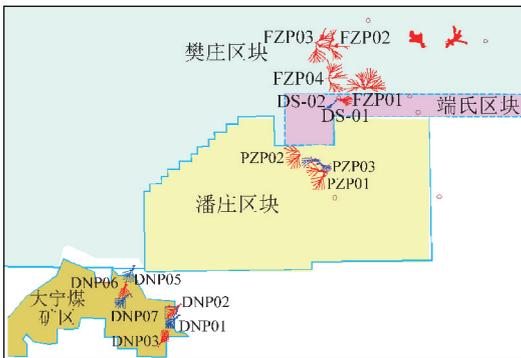


图1 沁水盆地南部多分支水平井分布

Fig. 1 Location of horizontal wells in Southern Qinshui Basin

DNP02井是排采时间最长的井, 为配合井下采掘已关井。该井临界解吸压力为1.4 MPa, 井底压力降至0.7 MPa获得稳定产气量, 稳定产气量18 000 ~ 35 000 m^3/d (图2(a))。该井的生产实践表明, 即使在地质条件相对不是很优越的情况下(地质条件对产能控制异常显著, 由于大宁地区地处盆地边缘储层条件较差, 含气量约14 m^3/t , 饱和度40%), 水平井仍然有很好的产能。该井排采1 a后受井下瓦斯抽采钻孔影响井底流压持续降低, 致使有效应力上升过

快, 绝对渗透率下降, 导致该井未能在30 000 m^3/d 阶段稳产。

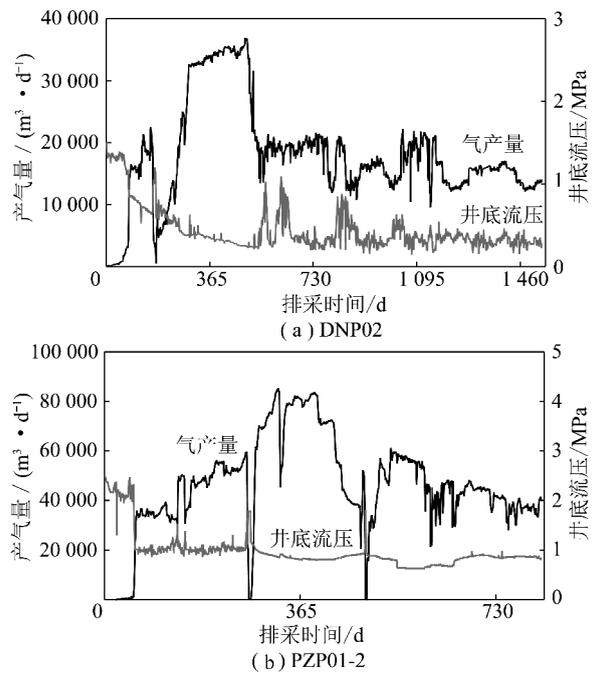


图2 水平井产气特征曲线

Fig. 2 Gas production of the horizontal well

PZP01-2井临界解吸压力为2.1 MPa, 井底压力降至1.0 MPa获得稳定产气量, 稳定产气量35 000 ~ 80 000 m^3/d (图2(b))。潘庄水平井产气能力优于大宁的主要原因是潘庄地区储层条件明显优于大宁, 钻井区平均饱和度约80%, 平均含气量约19 m^3/t , 平均压力梯度0.7 ~ 0.8 MPa/100 m。该井除中间进行两次检泵以外, 井底流压持续维持在0.8 ~ 1.0 MPa, 有利于维持绝对渗透率, 扩展压降漏斗。

3 水平井排采三段式管理方法

多分支水平井与压裂直井的排采作业相比在产能维护上具有更高的技术要求, 具体表现在以下3方面: 合理控制压力下降速度确保井眼稳定; 准确认识多分支水平井的供液能力确保排水采气—吸附应变—渗透率动态转换三者之间的正向互动; 修井后快速将生产井的状态恢复到修井前的动态, 减小煤储层伤害, 维护产能。

为确定合理的排采制度, 统计沁水盆地南部煤层气水平井施工区域储层压力、临界解吸压力、稳产时井底压力(表1), 分析发现各井储层压力介于1.8 ~ 4.0 MPa, 临界解吸压力介于1.40 ~ 2.61 MPa, 稳产时井底流压0.6 ~ 1.3 MPa, 稳产时井底流压与临界解吸压力的比值介于0.43 ~ 0.58。

表 1 煤层气水平井压力数据统计

Table 1 Pressure data statistics of CBM horizontal well

序号	储层压力 p_0/MPa	临界解吸压力 p_1/MPa	稳产压力 p_2/MPa	p_2/p_1
1	2.41	1.81	0.95	0.52
2	2.59	2.13	1.10	0.52
3	2.33	1.82	0.88	0.48
4	2.76	1.38	0.60	0.43
5	3.94	2.61	1.25	0.48
6	3.56	2.59	1.30	0.50
7	3.00	2.40	1.20	0.50
8	2.80	2.10	1.00	0.48
9	2.30	1.90	1.10	0.58
10	2.50	1.70	0.90	0.53
11	1.80	2.00	0.95	0.48
12	2.20	1.40	0.70	0.50

依据式(8)确定合理的排水降压制度,以减小因孔隙收缩引起的渗透率降低幅度,确定原则是生产井底压力降至临界解吸压力时其渗透率值大于0.8倍初始地层渗透率。使用模拟拟合动态渗透率的手段结合排采管控实践,总结出水平井三段式井底压力管理的排采方法:

(1)第1阶段:井底压力大于临界解吸压力阶段,该阶段缓慢降压,落实地层供液能力,降压幅度小于3 m/d;

(2)第2阶段:井底压力介于临界解吸压力至0.5倍临界解吸压力阶段,该阶段缓慢提产,落实煤层气井产气能力,降压幅度为1 m/d;

(3)第3阶段:井底压力小于0.5倍临界解吸压力阶段,该阶段,稳定配产,维持井底压力,产气量出现下降时缓慢降压,降压幅度低于0.5 m/d。

三段式管理井底压力的排采方法划分参数简单、容易获取,可操作性强。煤层气水平井储层压力可通过下泵后液面高度或直接通过井底压力计读数计算,临界解吸压力可通过刚出现套压显示时刻的井底压力读数计算。该排采管理方法有利于激发应力-应变循环,充分引导压降传导;避免近井地带有效应力剧增限制煤层导流能力,同时避免BHP出现剧烈波动;有利于区域压降扩展,充分释放煤层气井产能。

4 结 论

(1)煤储层的临界解吸压力、含气饱和度及渗透率是控制水平井产能的关键因素,排采管理的关键是控制排水降压速度。

(2)三段式管理井底压力的排采方法,具备可操作性,有利于激发应力-应变循环,充分引导压降传

导,促使压降漏斗扩展,有效释放煤层气井产能。

参考文献:

- [1] 姜文利,叶建平,乔德武.煤层气多分支水平井的最新进展及发展趋势[J].中国矿业,2010,19(1):101-103.
Jiang Wenli, Ye Jianping, Qiao Dewu. The recent process and developing tendency in CBM multi-branch horizontal well[J]. China Mining Magazine, 2010, 19(1): 101-103.
- [2] 刘升贵.沁水盆地煤层气成藏条件及多分支水平井增产机理研究[D].北京:中国矿业大学(北京),2006.
- [3] 杨秀春,李明宅.煤层气排采动态参数及其相互关系[J].煤田地质与勘探,2008,36(2):19-23.
Yang Xiuchun, Li Mingzhai. Dynamic parameters of CBM well drainage and relationship among them[J]. Coal Geology and Exploration, 2008, 36(2): 19-23.
- [4] 鲜保安.多分支水平井在煤层气开发中的应用机理分析[J].煤田地质与勘探,2005,33(6):34-37.
Xian Baoan. Analysis on mechanism of multiple laterals horizontal well's application in CBM development[J]. Coal Geology and Exploration, 2005, 33(6): 34-37.
- [5] 鲍清英,鲜保安.我国煤层气多分支井钻井技术可行性研究[J].天然气工业,2004,24(5):54-56.
Bao Qingying, Xian Baoan. Feasibility study on coalbed methane multi-branch drilling techniques of China[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(5): 54-56.
- [6] 刘洪林,李景明,王红岩,等.浅议我国低煤阶地区的煤层气勘探思路[J].煤炭学报,2006,31(1):50-53.
Liu Honglin, Li Jingming, Wang Hongyan, et al. Discussion on finding coalbed methane in low rank coal in China[J]. Journal of China Coal Society, 2006, 31(1): 50-53.
- [7] 席长丰,吴晓东,王新海.多分支井注气开发煤层气模型[J].煤炭学报,2007,32(4):401-403.
Xi Changfeng, Wu Xiaodong, Wang Xinhai. A model for enhanced coalbed methane and CO₂ sequestration with multilateral wells[J]. Journal of China Coal Society, 2007, 32(4): 401-403.
- [8] 乔磊,申瑞臣,黄洪春,等.煤层气多分支水平井钻井工艺研究[J].石油学报,2007,28(3):112-114.
Qiao Lei, Shen Ruichen, Huang Hongchun, et al. Drilling technology of multi-branch horizontal well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 112-114.
- [9] 黄洪春,卢明,申瑞臣.煤层气定向羽状水平井钻井技术研究[J].天然气工业,2004,24(5):76-78.
Huang Hongchun, Lu Ming, Shen Ruichen. Study on pinnate horizontal directional drilling technique of coal-bed gas[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(5): 76-78.
- [10] 董建辉,张宁生,李天太,等.樊庄区块煤层气羽状水平井钻井实践[J].天然气工业,2007,27(3):55-57.
Dong Jianhui, Zhang Ningsheng, Li Tiantai, et al. Study on plume-like horizontal wells drilled in coalbed methane in Fanzhuang block[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(3): 55-57.
- [11] 饶孟余,杨陆武,张遂安.煤层气多分支水平井钻井关键技术研究[J].天然气工业,2007,27(7):52-55.
Rao Mengyu, Yang Luwu, Zhang Suian. Study on the key technology

- of multiple laterals horizontal well drilling[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(7): 52-55.
- [12] 乔磊, 孟国营, 范迅, 等. 煤层气水平井组远距离连通机理模型研究[J]. 煤炭学报, 2011, 36(2): 199-202.
Qiao Lei, Meng Guoying, Fan Xun, et al. Mechanism model of remote intersection between horizontal well and vertical well for development of coal-bed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2011, 36(2): 199-202.
- [13] 孟庆春, 左银卿, 周骛. 沁水盆地南部煤层气水平井井型优化及应用[J]. 中国煤层气, 2010, 7(6): 15-19.
Meng Qingchun, Zuo Yinqing, Zhou Rui. Optimization and application of horizontal CBM well in south of Qinshui Basin[J]. China Coalbed Methane, 2010, 7(6): 15-19.
- [14] 饶孟余, 钟建华, 杨陆武, 等. 无烟煤煤层气成藏与产气机理研究——以沁水盆地无烟煤为例[J]. 石油学报, 2004, 25(4): 23-28.
Rao Mengyu, Zhong Jianhua, Yang Luwu, et al. Coalbed methane reservoir and gas production mechanism in anthracite coalbed[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(4): 23-28.
- [15] 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.
- [16] 刘人和, 刘飞, 周文, 等. 沁水盆地煤岩储层单井产能影响因素[J]. 天然气工业, 2008, 28(7): 30-33.
Liu Renhe, Liu Fei, Zhou Wen, et al. An analysis of factors affecting single well deliverability of coalbed methane in the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(7): 30-33.
- [17] 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.
- [18] McKee C R, Bumb A C, Koenig R A. Stress dependent permeability and porosity of coal[A]. Proceedings of CBM Symposium[C]. Tuscaloosa, Alabama, 1987: 183-190.

重要启事

目前,科技期刊中基金项目著录存在很多问题,出现了编造、剽窃基金项目等学术不端行为。同时,由于科技论文中可列出的基金项目数量没有相关规定,有些作者为了项目结题,在论文中尽可能多地标注与论文无关的基金项目,这是一种极其不负责任的行为。为了弘扬健康、向上的学术风气,还科技期刊一片净土,《煤炭学报》编辑部针对本刊论文中的基金项目著录进行如下规定:

1. 禁止编造、剽窃基金项目。
2. 禁止出现与论文研究内容不相关的基金项目。
3. 我刊不排斥、不歧视无基金项目资助的论文,所有稿件一视同仁。
4. 原则上每篇论文只允许标注1~2个与本文研究内容直接相关的基金项目,最多不超过3个。
5. 对于获得多个基金项目资助的论文,只标注省部级及以上级别的基金项目。
6. 论文中出现的所有基金项目,请作者务必提供带编号的基金批文复印件或扫描件。

对于基金项目著录过程中出现学术道德问题甚至违反相关法律法规的,视情节轻重,我刊保留将作者列入黑名单并公开发表声明、通报作者所在单位和通报相关基金委员会的权利。本规定从2011年2月份,即2011年《煤炭学报》第2期开始执行,敬请广大读者、作者监督。

本刊编辑部