

文章编号:0253-9993(2013)02-0277-07

樊庄区块煤层气井产能差异的关键地质影响因素及其控制机理

刘世奇¹,桑树勋¹,李梦溪²,刘会虎³,黄华州¹,张杰芳¹,徐宏杰³

(1. 中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室,资源与地球科学学院,江苏 徐州 221116;2. 华北油田公司 山西煤层气分公司,山西 晋城 048000;3. 安徽理工大学 地球与环境学院,安徽 淮南 232001)

摘要:以樊庄区块16口煤层气井地质资料、排采资料为依据,分析了该区块煤层气井之间产水量和产气量差异的地质影响因素,并进一步探讨了这种差异的地质控制机理。研究表明:产水阶段,地下水流体势通过影响煤层水的流向和煤储层含水量控制煤层气井产水量,渗透率通过影响煤层水在储层中的流动能力控制煤层气井的产水量,煤储层渗透率与地下水流体势的负相关性促进了煤层气井之间产水量的差异;产气阶段,排水降压效果通过影响煤层气的解吸量及气、水两相的饱和度和相对渗透率控制煤层气井之间的产水量和产气量差异;另外,煤层气井连通后出现的气水分异现象,进一步促进了煤层气井之间产水量、产气量的差异。

关键词:樊庄区块;煤层气井;产能;流体势;渗透率;气水分异

中图分类号:P618.11 **文献标志码:**A

Key geologic factors and control mechanisms of water production and gas production divergences between CBM wells in Fanzhuang block

LIU Shi-qi¹, SANG Shu-xun¹, LI Meng-xi², LIU Hui-hu³, HUANG Hua-zhou¹, ZHANG Jie-fang¹, XU Hong-jie³

(1. School of Mineral Resource and Geoscience, Key Laboratory of CBM Resources and Reservoir Strata Process, State Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 2. Shanxi CBM Branch, Huabei Oilfield Company, Jincheng 048000, China; 3. School of Geoscience and Environment, Anhui University of Science and Technology, Huainan 232001, China)

Abstract: Production characteristics of coal bed methane (CBM) wells in Fanzhuang block were studied. Geologic factors that affect divergences of water production and gas production between CBM wells were analyzed on the basis of geologic information and production data of 16 CBM wells. Geologic control mechanisms of the divergences were further studied. The results show that, in well dewatering stage, ground water fluid potential controls water production of CBM wells by affecting the flow directions of water and moisture content of coal bed reservoir. Permeability controls water production by affecting the flow capacity of water in coal bed. The negative correlation between ground water fluid potential and permeability accelerates the divergences of water production between CBM wells. In gas production stage, the decompression effect controls the divergences of water production and gas production by affecting the amount of desorption methane, saturation degree and effective permeability of water and gas in coal bed. If adjacent CBM wells are connected, gas/water separation in coal bed further accelerates the divergences of water production and gas production between CBM wells.

Key words: Fanzhuang block; CBM well; deliverability; fluid potential; permeability; gas/water separation

提高煤层气井产能是目前我国煤层气开发亟待解决的关键问题^[1]。樊庄区块作为沁水盆地南部主

收稿日期:2012-05-21 责任编辑:韩晋平

基金项目:国家自然科学基金资助项目(41272154);国家自然科学基金青年科学基金资助项目(51104148)

作者简介:刘世奇(1984—),男,山东昌乐人,博士研究生。E-mail:liushiqi19840920@163.com。通讯作者:桑树勋(1967—),教授,博士生导师。Tel:0516-83592011, E-mail:shuxunsang@163.com

要的煤层气开发区块,煤层气井产能的区域性差异较大,其产能研究具有重要的现实意义。国内外学者从煤储层的非均质性、含气性差异、工程因素等方面,探讨了煤层气井之间的产能差异^[2-6]。而相邻煤层气井一般具有共同的水动力系统、重叠的井控区域,生产过程中,往往会相互影响,尚未有学者从流体渗流的角度对相邻煤层气井间的产能差异进行研究。本文以樊庄区块16口煤层气井的地质资料及排采资料为依据,分阶段分析了地下水流体势、储层渗透率、排水降压效果、井间干扰以及气水分异等对煤层气井产水量、产气量的耦合控制机理,为该区块今后的煤层气井生产提供依据。

1 研究区地质背景

研究区山西组3号煤层为煤层气勘探开发的主要目的煤层,也是本文研究的目的煤层。研究区山西组和太原组缺乏水力联系^[7-8]。通过对研究区16口煤层气井所产地层水中离子浓度进行监测发现,研究区煤层气井所产水均以煤层水为主(NaHCO_3 型),少有砂岩、泥岩及灰岩水(NaCl) (图1)。

16口煤层气井均未发生越流补给。生产监测区地下水等势面北高南低,并发育有若干个相对“低洼”的汇水中心,地下水补给主要来自西北部地区^[7-8] (图2)。生产监测区煤层顶板标高南高北低,北部煤层顶板标高较低的区域紧闭向斜发育,受弹性、弹塑性应变影响,过渡结构煤较发育,一定程度上改善了煤储层的渗透性,使得该地区煤储层渗透率北高南低,与地下水流体势有很好的负相关性,地下水流体势较低的区域渗透率较高(图2)。

生产监测区为原位煤层气地面井开采。煤层气井的生产过程分为两个阶段:产水阶段和产气阶段(图3)。产水阶段,煤层气井产水量较大,且处于上升阶段,一般持续200 d左右,个别井持续时间更长,产气量一般为0,偶尔有少量气体产出,主要是煤储层裂缝中的游离气以及井筒附近煤储层解吸出的少量气体,该阶段煤储层裂缝中主要为水的单相流动,符合单相流规律。排水一段时间后,较大范围内煤储层压力下降至煤层气的临界解吸压力之下,开始有大量气体产出,产水量迅速下降,产气量迅速上升,煤层气井进入产气阶段,该阶段以产气为主,排采制度不变的情况下,产水量一般维持在较低水平,气、水对渗流作用均产生一定影响,煤储层中为气、水两相流,符合两相流规律。

研究区煤层气井日产气量与日产水量之间存在明显的负相关关系,产水量越高,产气量越低(图4)。

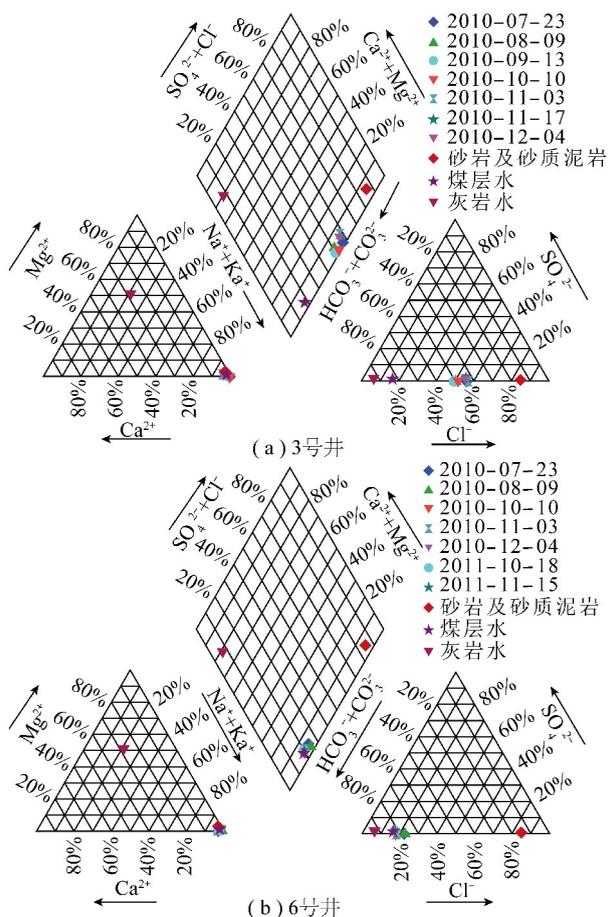


图1 3号、6号井离子浓度 piper 图

Fig. 1 Piper diagrams for concentration of ions of No. 3 and No. 6 CBM wells

为了对比煤层气井之间产气量的差异,方便研究,根据产水量和产气量的特点,将研究区煤层气排采井主要分为两类:高产水低产气井(第1类煤层气井)和低产水高产气井(第2类煤层气井)。第1类煤层气井排水时间较长,一般大于200 d,产气量较少(一般小于 $400 \text{ m}^3/\text{d}$),且不稳定,以产水为主(产水阶段一般大于 $3 \text{ m}^3/\text{d}$,产气阶段一般大于 $2 \text{ m}^3/\text{d}$) (图3(b),4)。第2类煤层气井排水时间较短,一般持续150~200 d,排水一段时间后,产气量迅速上升(一般大于 $400 \text{ m}^3/\text{d}$),产水量迅速下降,排采制度不变的情况下,始终维持在较低水平(产水阶段一般小于 $3 \text{ m}^3/\text{d}$,产气阶段一般小于 $2 \text{ m}^3/\text{d}$) (图3(a),4)。由图3可以看出,两类煤层气井均未达到稳定生产阶段,煤层气井尚处于生产初期。

2 煤层气井产能差异的关键地质影响因素

煤层气井的产能受诸多地质因素的影响^[9]。研究发现,研究煤层含气量($18.68 \sim 27.65 \text{ m}^3/\text{t}$)、煤层厚度($5.4 \sim 7.2 \text{ m}$)相差不大,且含气量与煤层厚度

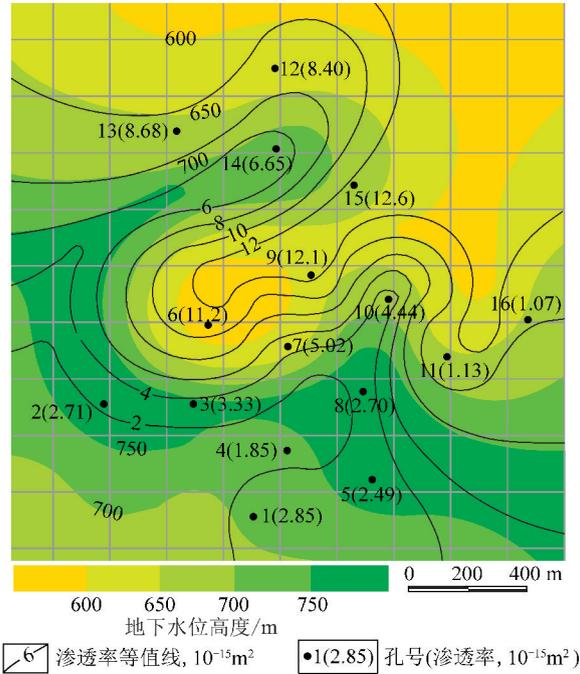


图2 研究区地下水流体势与渗透率的对比
Fig. 2 Comparison of ground water fluid potential and permeability

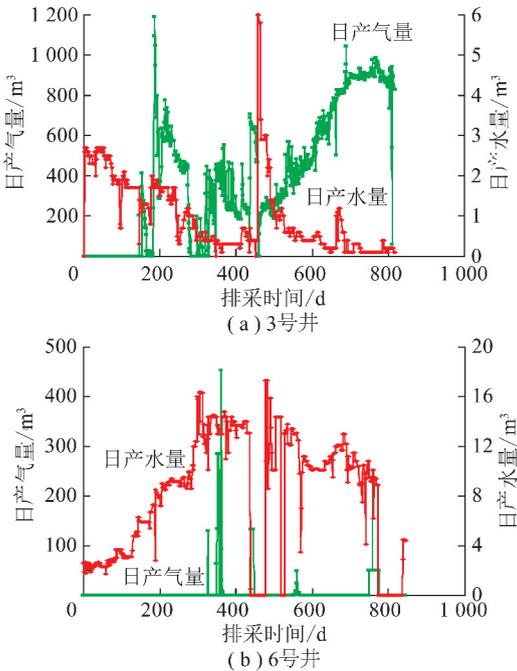


图3 3号、6号井日产气量与日产水量
Fig. 3 Daily gas production and daily water production of No. 3 and No. 6 CBM wells

之间无明显关系,排采初期,含气性对产气量差异影响很小。研究区原始储层压力(4.28 ~ 6.92 MPa)、临界解吸压力(1.83 ~ 2.77 MPa)均相差不大,其对产能差异的影响也非常微弱。因此,研究过程中暂不考虑含气性、储层压力、临界解吸压力等对研究区产能差异影响微弱的因素,重点对影响该地区产能差异

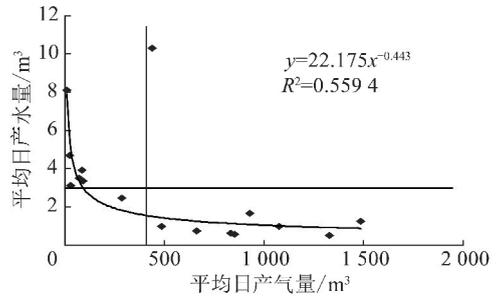


图4 平均日产气量与平均日产水量的关系
Fig. 4 The relationship between daily gas production and daily water production

的关键因素进行探讨。

2.1 产水量差异的关键地质影响因素

(1) 地下水流体势的影响。

从图5可以看出,产水阶段、产气阶段煤层气井的日产水量与地下水位高度均成反比,地下水流体势越低,煤层气井的日产水量越高,第1类煤层气井的地下水位高度普遍小于680 m,第2类煤层气井的地下水位高度普遍大于680 m。

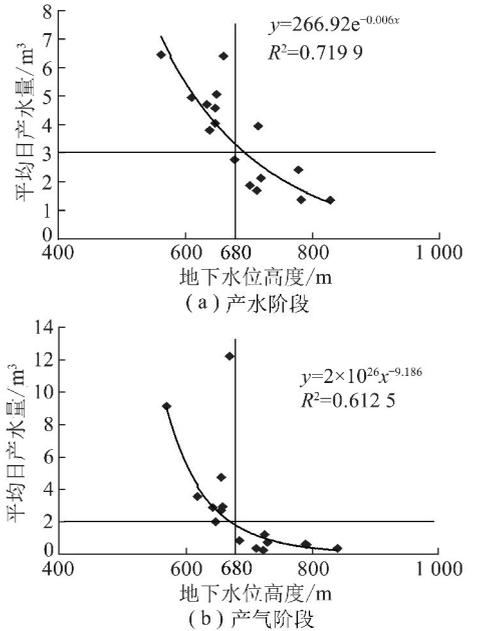


图5 地下水位高度与平均日产水量的关系
Fig. 5 Relationship between ground water level and daily water production

产水阶段,地下水流体势主要通过影响煤储层含水量和煤层水的补给方向影响煤层气井产水量,在无越流补给的情况下,地下水流体势越低,煤储层含水量越高,煤层水补给越充分,煤层气井产水量就越高。产气阶段,地下水流体势主要通过影响产水阶段的排水降压效果控制煤层气井产水量,排水降压效果越好,产气阶段的日产水量越低。

(2) 渗透率的影响。

产水、产气阶段煤层气井的日产水量与煤储层渗透率均成正比,煤储层渗透率越高,煤层气井的日产水量就越高,第 1 类煤层气井的渗透率普遍大于 $5 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,第 2 类煤层气井的渗透率普遍小于 $5 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ (图 6)。产水阶段,较高的煤储层渗透率为煤层水的流动提供了更有利的条件,渗透率越高,越有利于煤层水流向井筒,煤层气井的产水量越高^[10-12]。产气阶段,日产水量与渗透率的关系同样与产水阶段煤层气井的排水降压效果有关。排水降压效果越好的煤层气井,越有利于煤层气的产出,不利于煤层水的流动;排水降压效果越差,则越有利于煤层水的流动,日产水量越高。

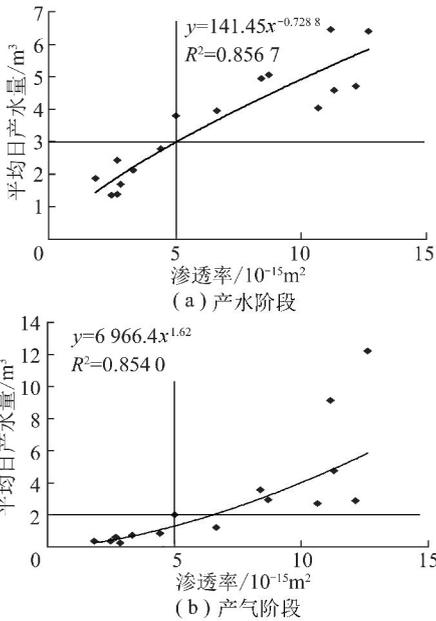


图 6 煤储层渗透率与平均日产水量的关系
Fig. 6 Relationship between permeability and daily water production

2.2 产气量差异的关键地质影响因素

研究区煤层气井的日产气量主要受地下水流体势和煤储层渗透率的影响(图 7)。由于生产监测区煤层的含气量相差不大,煤层含气性对产气量的影响不明显。地下水流体势、煤储层渗透率等对煤层气井产气量的影响同样表现在对产水阶段排水降压效果的影响上。排水降压效果越好的煤层气井,越有利于煤层气的解吸和运移,日产气量越高。

3 煤层气井产能差异的地质控制机理

由前面的分析可知,产水阶段的日产水量大小受地下水流体势和煤储层渗透率的共同影响,产气阶段的日产水量和日产气量则受产水阶段煤层气井排水降压效果的控制。

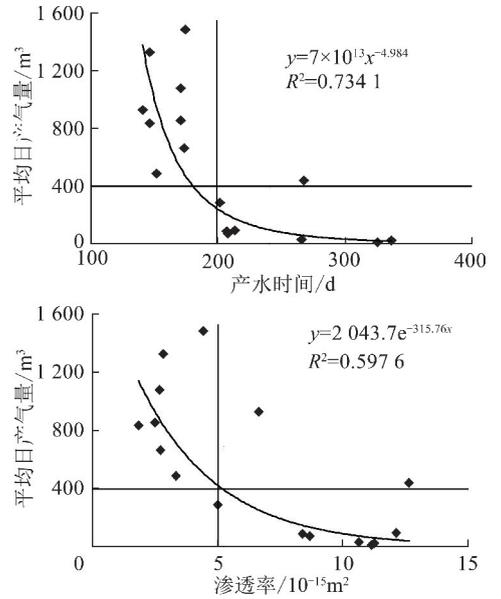


图 7 煤储层渗透率、煤层气井产水时间与平均日产气量的关系

Fig. 7 Relationship of permeability, water production time and daily gas production

3.1 产水阶段产水量差异的地质控制机理

产水阶段,地下水流体势与煤储层渗透率的耦合控制,造成了煤层气井日产水量的差异。

在无越流补给的情况下,地下水流体势对煤层气井产水量的影响主要表现在两个方面。一方面,地下水流体势控制了煤层水的流动方向:地下水流体势较低的煤层气井,处于“低洼”汇水中心,水源补给相对充分;而地下水位较高的煤层气井,位于“凸起”的源,煤层气水向地下水流体势较低的区域流失,水源补给相对较弱。另一方面,地下水流体势影响了煤储层的含水量:地下水流体势较低的区域煤储层本身含水量较高,保证了相对充足的煤层水流向井底;地下水流体势较高的区域,煤储层含水量较少,自身所含水源不充分。

煤储层渗透率通过控制裂隙中煤层水的流动能力影响煤层气井的产水量,并与地下水流体势相互作用,进一步加大煤层气井产水量之间的差异。

基于研究区煤层气井的实际排采数据,对压降漏斗的扩展情况进行了数值模拟,计算结果表明,产水阶段,煤层气井压降漏斗之间尚未形成井间干扰(图 8(a))。产水阶段,煤储层中为水的单相流动,煤层气井之间尚未连通,单井控制范围有限,由于无越流补给,煤层水总体上仍受原始地下水流体势的影响。地下水流体势较低的煤层气井,处于“低洼”汇水中心,煤储层本身含水量较高且井控范围外的水源补给相对充分,有较多的煤层水流向井底,煤层气井日产

水量较高。地下水流体势较高的煤层气井,位于“凸起”的源,煤储层含水量较低且井控范围外的煤层水补给困难,流向井底的水量较少,煤层气井的日产水量较低。

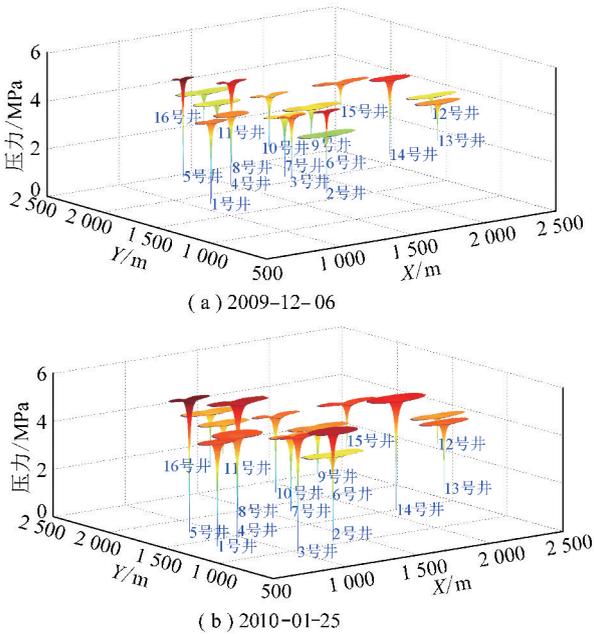


图8 16口煤层气井的压降漏斗

Fig. 8 Depressurization cones of 16 CBM wells

生产监测区地下水流体势较高的区域,渗透率较低,而地下水流体势较低的区域,一般渗透率较大。地下水流体势较低的区域,煤储层渗透率较大,水源补给相对充足的情况下,容易形成稳定的水相流动,增大煤层气井的日产水量。所以,地下水流体势与煤储层渗透率的负相关性,进一步增大了煤层气井之间产水量的差异。

3.2 产气阶段排水降压效果对产能差异的控制机理

产气阶段,煤储层中为气、水两相混合流动。两相流情况下,储层流体的流动能力更主要的是与煤储层流体的相对渗透率有关^[13-15]。含水饱和度越高,则水相相对渗透率越大,越有利于煤层水流向井筒;含气饱和度越高,气相相对渗透率就越高,越有利于气体的运移^[10,13-15]。

产气阶段,排水降压效果主要通过影响煤储层的含水饱和度及气、水相对渗透率控制煤层气井间的产能差异。排水降压效果对煤层气井产能差异主要有两个方面的作用。其一,产水阶段,煤储层压力下降幅度越大,越有利于煤层气的解吸,煤层气解吸量越大,煤层气井的气体来源越充足;煤储层压力下降幅度越小,煤层气解吸量越小,煤层气井的气体来源也越少。其二,解吸气量的增大,使得煤储层中含气饱和度和较高,气相相对渗透率较大,有利于煤层气流向

井筒,阻碍了煤层水的渗流;解吸气量较小,则含水饱和度和较高,水相相对渗透率较大,有利于煤层水的流动,而不利于气体的运移。

如前所述,地下水流体势较低的区域,井控范围外的煤层水补给充分,井控范围内含水量居高不下,且该区域储层渗透率较大,煤储层裂缝中形成了稳定的水相流动,井控范围内含水量下降较慢,储层压力释放困难,达到临界解吸压力的范围较小,煤层气解吸量少,煤储层裂隙中仍以水相流动为主。较高的含水饱和度使得水相的相对渗透率较高,而气相的相对渗透率较低,有利于煤层水的流动,阻碍了气体的运移。进入产气阶段,较低的解吸气量和较高的水相相对渗透率,造成煤层气井产气量难以上升,产水量较高。

地下水流体势较高的区域,井控范围外的煤层水补给困难,随着煤层水的排出,井控范围内含水量逐渐降低,煤储层压力下降幅度较大,达到临界解吸压力的范围较大,煤层气解吸量也较大,为煤层气井提供了较为充足的气源,而且随着气体解吸量的增大,含水饱和度迅速上升,含水饱和度迅速下降,气相相对渗透率增大,水相相对渗透率降低,更容易形成气体的连续流动,有利于煤层气流向井筒,从而阻碍了水相的渗流。进入产气阶段,较高的解吸气量和较大的气相相对渗透率,造成煤层气井产气量较高,产水量迅速降低。

3.3 产气阶段气水分异对产能差异的影响机理

井网排采过程中,相邻井的泄流半径之和大于两井井距时,就会出现井间干扰,井间干扰的出现,表明煤层气井之间逐渐连通。煤层气井相连接的情况下,若相邻煤层气井泄流半径范围内解吸出的甲烷气体量不同,会造成两井控制范围内含气饱和度的差异,出现气水分异现象,气水分异现象进一步促进了煤层气井之间的产能差异。

气水分异现象一方面是由两相流体之间的密度差异造成的,密度较大的一方向下运移,密度较小的一方向上运移^[10,13];另一方面是由毛管力和贾敏效应产生的附加阻力造成的,两相流情况下,其中一相以液滴或气泡状分散在另一相中流动时,其饱和度越高,越容易形成连续性流动,毛管力及贾敏效应所产生的附加阻力就越小,若流体流动的两个方向均有流动压差,并存在两相流体饱和度的差异,流体会趋向于阻力最小的方向,即向饱和度较大的方向运动^[13,16-17]。流体流动的两个方向饱和度差异越大,则气水分异现象越严重^[15-17]。

煤储层中,若气、水流动的两个方向存在气、水饱

和度的差异,水相饱和度较高的方向有利于煤层水的流动,气相饱和度较高的方向更有利于气体的运移。因此,在气水分异的影响下,煤层水趋向于水相饱和度较高的方向,煤层气向气相饱和度较高的方向流动,同时,气体向上运移,煤层水在重力作用下向下运移,气相饱和度由C向B逐渐减小,水相饱和度由A向D逐渐增大(图9)。

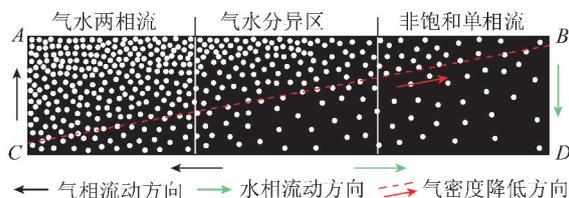


图9 气、水分异现象示意

Fig. 9 Sketch map of gas/water separation

煤层气井投产前,煤储层孔裂隙中一般水饱和,由于各煤层气井之间排水降压效果的不同,各煤层气井泄流半径范围内含水饱和度、含气饱和度出现了差异。2011-11-11开始,16口煤层气井逐渐进入产气阶段,井间干扰也逐渐形成(图8(b)),相邻煤层气井连通后,煤层气井之间含水饱和度分布的差异导致两井之间煤储层中解吸出的甲烷气体与煤层水在运移过程中发生气水分异现象,甲烷气体向气相饱和度较高的方向流动,煤层水向水相饱和度较高的方向流动,从而进一步增大了产气阶段相邻煤层气井之间产水量、产气量的差异。由此也可以看出,气水分异现象与产水阶段的排水降压效果密切相关,是在煤层气井连通的情况下,由排水降压效果的不同所衍生出的一种现象。

另外,虽然在地下水流体势较低、煤储层渗透率较大的区域,由于煤储层无越流补给,随着排水降压的继续进行,煤储层压力可能会逐步释放,煤层气大量解吸出来,煤层气井产气量也会随之上升。

4 结 论

(1) 樊庄区块煤层气排采井主要分为两类:高产水低产气井和低产水高产气井。高产水低产气井排水时间较长,产气量较少,且不稳定,以产水为主;低产水高产气井排水时间较短,产气量较高,产水量较低。研究区煤层气井的生产过程分为两个阶段:产水阶段和产气阶段。产水阶段,以产水为主,产气量一般为0,为水的单相流动;产气阶段,产气量迅速上升,直至产量达到稳定,产水量一般维持在较低水平,煤储层裂缝中为气、水两相流。

(2) 产水阶段,煤层气井的产水量主要受地下水流体势和储层渗透率的影响,地下水流体势越低,煤

储层渗透率越大,煤层气井的产水量越大。地下水流体势通过影响煤层水的流向和储层含水量控制煤层气井产水量,渗透率通过影响煤层水在储层中的流动能力控制煤层气井的产水量,煤储层渗透率与地下水流体势的负相关性促进了煤层气井之间产水量的差异。

(3) 产气阶段,煤层气井的产水量和产气量主要受产水阶段排水降压效果的影响,排水降压效果通过影响煤层气的解吸量及气、水两相的饱和度和相对渗透率控制煤层气井之间的产水量和产气量差异。排水降压效果越好,含气饱和度越高,气相相对渗透率就越大,产气量越高、产水量越低;排水降压效果越差,含水饱和度越高,水相相对渗透率就越大,产气量越低,产水量越高。

(4) 煤层气井连通后,排水降压效果的不同衍生出气水分异现象,使得气体向含气饱和度较高的区域流动,煤层水向含水饱和度较高的方向流动,增大了煤层气井之间产水量、产气量的差异。

参考文献:

- [1] Sang S X, Xu H J, Fang L C, et al. Stress relief coalbed methane drainage by surface vertical wells in China[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 82(3/4): 196-203.
- [2] Huang H Z, Sang S X, Fang L C, et al. Optimum location of surface wells for remote pressure relief coalbed methane drainage in mining areas[J]. Mining Science and Technology, 2010, 20(2): 230-237.
- [3] 陈振宏, 王一兵, 孙平. 煤粉产出对高煤阶煤层气井产能的影响及其控制[J]. 煤炭学报, 2009, 34(2): 229-232. Chen Zhenhong, Wang Yibing, Sun Ping. Destructive influences and effectively treatments of coal powder to high rank coalbed methane production[J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(2): 229-232.
- [4] 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.
- [5] Lü Y M, Tang D Z, Xu H, et al. Production characteristics and the key factors in high-rank coalbed methane fields: a case study on the Fanzhuang Block, Southern Qinshui Basin, China[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 96-97: 93-108.
- [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(China), 2012, 18(4): 362-367.
- [7] 王红岩, 张建博, 刘洪林, 等. 沁水盆地南部煤层气藏水文地质特征[J]. 煤田地质与勘探, 2001, 29(5): 33-36. Wang Hongyan, Zhang Jianbo, Liu Honglin, et al. Hydrogeologic feature of coalbed methane reservoir in the Southern Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2001, 29(5): 33-36.

- [8] 傅雪海,秦勇,王文峰,等.沁水盆地中南部水文地质控气特征[J].中国煤田地质,2001,13(1):31-34.
Fu Xuehai, Qin Yong, Wang Wenfeng, et al. Hydrogeological controlled properties of coal bed gas in central-southern Qingshui Basin [J]. Coal Geology of China, 2001, 13(1): 31-34.
- [9] 陶树,汤达楨,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.
- [10] 张建国,雷光伦,张艳玉.油气层渗流力学[M].东营:石油大学出版社,2003.
- [11] Wei Z J, Zhang D X. Coupled fluid-flow and geomechanics for triple-porosity/dual-permeability modeling of coalbed methane recovery [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2010, 47(8): 1242-1253.
- [12] 陈金刚,秦勇,傅雪海,等.高煤阶煤储层渗透率在煤层气排采中的动态变化数值模拟[J].中国矿业大学学报,2003,32(3):223-226.
Chen Jingang, Qin Yong, Fu Xuehai, et al. Numerical simulation on dynamic variation of the permeability of high rank coal reservoirs during gas recovery [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2003, 32(3): 223-226.
- [13] 秦积舜,李爱芬.油层物理学[M].东营:石油大学出版社,2005.
- [14] Zou M J, Wei C T, Pan H Y, et al. Productivity of coalbed methane wells in Southern of Qinshui Basin [J]. Mining Science and Technology, 2010, 20(5): 765-769, 777.
- [15] 陈振宏,陈艳鹏,杨焦生,等.高煤阶煤层气储层动态渗透率特征及其对煤层气产量的影响[J].石油学报,2010,31(6):966-969,974.
Chen Zhenhong, Chen Yanpeng, Yang Jiaosheng, et al. Reservoir dynamic permeability of high rank coalbed methane and its effect on the coalbed methane output [J]. ACTA Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 966-969, 974.
- [16] 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 coal bed methane in Zaoyuan well pattern of Qinshui Basin [J]. ACTA Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 91-95.
- [17] 闫宝珍,王延斌,倪小明.地层条件下基于纳米级孔隙的煤层气扩散特征[J].煤炭学报,2008,33(6):657-660.
Yan Baozhen, Wang Yanbin, Ni Xiaoming. Coalbed methane diffusion characters based on nano-scaled pores under formation conditions [J]. Journal of China Coal Society, 2008, 33(6): 657-660.