

钻井/固井工艺对煤层气直井产能的控制研究

刘世奇¹ 桑树勋² 李梦溪³ 朱启朋² 刘会虎⁴

(1. 中国矿业大学 低碳能源研究院 江苏 徐州 221116; 2. 中国矿业大学 资源与地球科学学院 江苏 徐州 221116;
3. 中国石油华北油田山西煤层气分公司 山西 晋城 048000; 4. 安徽理工大学 地球与环境学院 安徽 淮南 232001)

摘要:为了优化煤层气井钻井、固井工艺参数,依据沁水盆地南部樊庄区块71口煤层气直井生产数据与钻井、固井资料,探讨了钻井液密度和黏度、固井水泥浆密度和用量、顶替液用量对产能的控制机理。结果表明:煤层气井在钻井液密度小于1.05 g/cm³、黏度小于30 s,固井水泥浆密度小于1.85 g/cm³、用量小于22.5 m³,顶替液用量小于10.0 m³时,可获得较高产能;较高的钻井液和固井水泥浆密度、较高的钻井液黏度,以及较大的固井水泥浆与顶替液用量,均易造成煤储层孔、裂隙中固相介质积累,渗透率降低,不利于疏水降压和煤层气产出。综合钻井、固井工艺对煤层气井产能的影响,提出了优化的钻井、固井工艺参数,为钻井、固井工程实施和煤储层保护提供参考。

关键词:钻井;固井;产能;煤层气井;沁水盆地南部

中图分类号:TE121; TD712.63 文献标志码:A 文章编号:0253-2336(2016)05-0089-06

Study on drilling/cementing technique affected to production control of coalbed methane vertical well

Liu Shiqi¹ Sang Shuxun² Li Mengxi³ Zhu Qipeng² Liu Huihu⁴

(1. Research Institute of Low Carbone Energy, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 2. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 3. Shanxi Coalbed Methane Branch, PetroChina Huabei Oilfield Company, Jinzheng 048000, China; 4. School of Earth and Environment, Anhui University of Science and Technology, Huainan 232001, China)

Abstract: In order to optimize the coalbed methane well drilling and cementing technical parameters, according to the production data, drilling and cementing information of 71 coalbed methane vertical wells in Fanzhuang Block at the south part of Qinshui Basin, the paper discussed the density and viscosity of the drilling liquid, the density and amount of the cement grout for the well cementing and the replacement liquid amount to the control mechanism of the production capacity. The results showed that when the density of the drilling liquid was less than 1.05 g/cm³, the viscosity was less than 30 s, the cement grout density of the well cementing was less than 1.85 g/cm³, amount of the cement grout for the well cementing was less than 22.5 m³ and the displacement fluid volume was less than 10.0 m³, the coalbed methane well could have a high production. A high density of the drilling liquid and the cement grout for the well cementing, a high density of drilling liquid as well as a high volume of cementing cement grout and replacement liquid all would cause the solid media accumulation in the pores and cracks of the coal reservoir, the permeability reduced and would not be favorable to the water discharging, pressure drop and coalbed methane output. With the integration with the drilling and cementing techniques affected to the production capacity of the coalbed methane well, the optimized drilling and cementing technical parameters were provided and could provide the references to the drilling and cementing engineering implemented and the coal reservoir protection.

Key words: drilling; well cementing; production capacity; coalbed methane well; south of Qinshui Basin

收稿日期:2016-03-25;责任编辑:曾康生 DOI:10.13199/j.cnki.est.2016.05.018

基金项目:国家自然科学基金项目(41330638 41402135 41272154)

作者简介:刘世奇(1984—)男,山东昌乐人,副研究员,博士。Tel:13407531129,E-mail:liushiqi@cumt.edu.cn

引用格式:刘世奇,桑树勋,李梦溪等.钻井/固井工艺对煤层气直井产能的控制研究[J].煤炭科学技术,2016,44(5):89-94.

Liu Shiqi, Sang Shuxun, Li Mengxi, et al. Study on drilling/cementing technique affected to production control of coalbed methane vertical well [J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(5): 89-94.

0 引言

与美国以中煤阶储层作为煤层气开发主要目的煤层不同,我国煤层气开发首先在以沁水盆地为代表的高煤阶储层实现突破^[1-2]。我国高阶煤储层渗透率总体偏低,煤储层敏感性强,开发工程实施中易受污染,造成永久性伤害^[3-8]。作为煤层气井重要的开发工程措施,钻井、固井施工质量的好坏直接关系到煤层气井生产效果^[3-6,9]。国内外学者对煤层气井钻井、固井工艺进行了深入探讨。研究发现,煤层气井施工过程中,钻井液、固井水泥浆等会对煤储层造成一定的伤害,影响煤层气的产出;钻井液的密度、黏度与煤层气井产能有一定的相关性,而煤层气井的产能与固井工艺中的水泥浆密度与用量呈现负相关关系^[9-16]。基于以上认识,目前研究主要集中在钻井、固井工艺改进和新的钻井液、固井水泥浆体系的研制方面,对当前技术水平下,钻井、固井工艺对煤层气井产能影响的研究相对较少^[17]。沁水盆地作为典型的高阶煤煤层气藏,是我国实现煤层气商业性开发的最主要地区,地质与工程资料丰富,在我国煤层气开发中具有代表性^[18-21]。探讨该地区钻井、固井工艺对煤层气井产能的影响及控制机理,对我国煤层气钻井、固井工程的实施和煤储层保护具有重要的借鉴意义。以沁水盆地南部樊庄区块煤层气直井排采数据和钻井、固井资料为依据,探讨了钻井、固井工艺对产能的控制机理,为提高煤层气井钻井、固井施工质量提供参考,服务于煤层气开发。

1 煤层气井生产情况

沁水盆地南部煤层气直井生产过程可大致分为3个阶段^[18]:产水阶段、稳定生产阶段以及产气量下降阶段,产水阶段以产水为主,产气量一般为零;稳定生产阶段和产气量下降阶段均以产气为主,同时伴随煤层水的产出,这2个阶段统称为煤层气井的产气阶段^[18]。

根据研究区114口煤层气井的排采资料统计,产水阶段煤层气井的平均产水量为0.20~15.86 m³/d,平均3.41 m³/d,普遍小于5.0 m³/d;产气阶段的平均产水量为0~12.47 m³/d,平均2.22 m³/d,以小于3.0 m³/d为主(图1);整个排采阶段,平均产水量为0.36~15.86 m³/d,平均2.61 m³/d,以小于2.0 m³/d为主;除4口不产气井外,煤层气井的产水时间介于10~337 d,平均114 d,绝大部分煤层气

井的产水时间小于200 d;煤层气井产气量为5.12~5 264.47 m³/d,平均约1 090.58 m³/d,普遍小于2 000 m³/d(图2)。

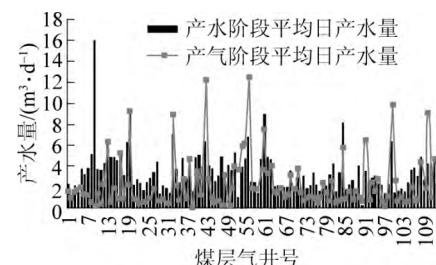


图1 产水阶段与产气阶段煤层气井平均日产水量分布

Fig. 1 Distribution of daily average water production of CBM wells in drainage stage and gas production stage

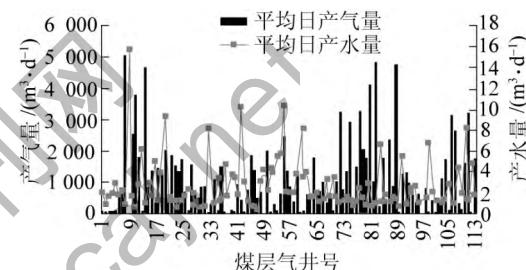


图2 平均日产水量和平均日产气量分布

Fig. 2 Distribution of daily average gas production and daily average water production

研究区煤层气直井多采用平衡钻井技术,以清水或低密度、低黏度钻井液为主。煤层气井一般为二开井身结构,一开采用φ311 mm钻头钻进,钻遇二叠系上统上石盒子组停钻,停钻深度一般40~100 m,下入外径244.5 mm、壁厚8.94 mm、内径226.62 mm、钢级J55的表层套管并固井。①一开时,固井水泥浆密度1.83~1.87 g/cm³,固井水泥用量一般5~8 t,水泥用量主要由一开钻进深度所决定,替清水1.5~2.0 m³,使水泥浆返至地面。②二开时,采用直径215.9 mm的三牙轮钻头钻进,钻至石炭系上统太原组完钻。钻井完成后进行完井综合测井,包括双侧向、自然伽马、补偿声波、井径及连斜等。测井完成,下入外径139.7 mm、壁厚7.72 mm、内径124.26 mm的生产套管,并进行固井。二开时固井水泥浆密度平均约1.84 g/cm³,固井水泥用量一般10.2~20.3 t,水泥用量主要由钻遇深度决定,替清水2.05~22.00 m³。固井完成后再次进行测井,主要测试人工井底和水泥返高,最后进行试压,检验固井质量。研究区平均钻井周期13~25 d,建井周期30 d左右。测井结果表明研究区煤层气直井井斜不超过3°。

2 钻井工艺对煤层气直井产能的影响

研究区煤层气直井的钻井方式基本相同, 钻井液密度、黏度等参数相差不大, 但钻井效果仍有所不同。

钻井对煤层气井后续生产的影响主要表现为钻井液对井筒附近煤储层的污染, 即井筒附近煤储层表皮系数的增大和渗透率的降低^[1, 3, 4, 9, 22, 23]。钻井液对煤储层的污染主要有2个方面, ①煤储层对钻井液的吸附或吸收, 钻井液被煤储层吸附或吸收后, 煤基质会发生鼓胀, 引起天然裂隙宽度的减小, 影响煤储层渗透性; ②钻井液中固体颗粒对煤储层孔、裂

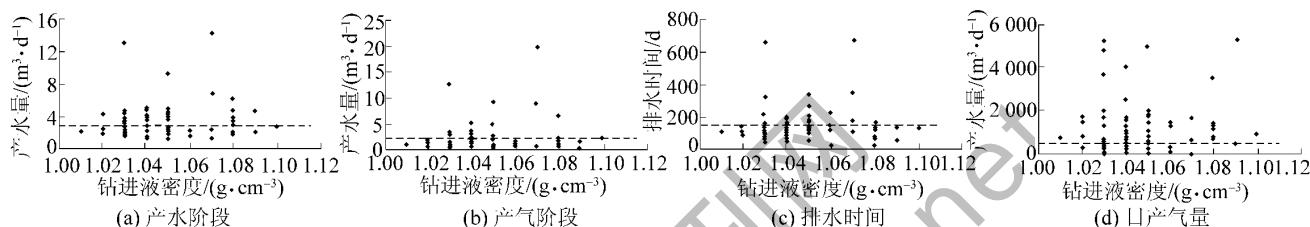


图3 日产水量、排水时间、日产气量与钻井液密度的关系

Fig. 3 Relationship between water production, water production time, gas production and drilling fluid density

钻井液密度与平均日产水量和排水时间的关系说明较小的钻井液密度有利于煤层水的产出, 煤储层渗透率较大。平均日产水量和排水时间一方面代表煤层水的供给程度, 另一方面, 一定程度上说明煤储层渗透性, 渗透性越好越有利于煤层水的产出, 平均日产水量就越大, 而水源补给相近的情况下, 渗透率越大、煤层水的排出速度越快, 越有利于煤储层压力的降低, 排水降压时间也越短。结合平均日产气量与钻井液密度的关系, 钻井液密度分布范围内, 密度较小的钻井液固体颗粒含量较少, 对井筒附近煤储层的污染程度也较小, 井筒附近煤储层的表皮系数较小、渗透率较大, 不仅有利于排水降压的进行, 同时为后期煤层气的运移和产出提供较好的流动通道, 有利于产能提高。

2.2 钻井液黏度对煤层气井产能的影响

产水阶段平均产水量大于3 m³/d的煤层气井和产气阶段平均产水量大于2 m³/d的煤层气井, 钻井液漏斗黏度(以下称黏度)常小于30 s。排水时间小于150 d、平均产气量大于500 m³/d的煤层气井钻井液黏度一般小于30 s(图4)。

钻井液黏度与平均日产水量和排水时间的关系说明黏度较小的钻井液对煤储层伤害程度较小, 煤储层渗透率一般较大, 有利于煤层水的产出和排水降压的进行。结合平均日产气量与钻井液黏度的

隙的堵塞, 钻井液被煤储层吸附或吸收后, 容易在井壁或煤储层孔、裂隙中残留固体颗粒, 钻井液中固体颗粒也可能发生沉淀等作用残留在煤储层孔、裂隙中, 残留的固体颗粒甚至形成滤饼, 堵塞天然孔、裂隙, 影响煤储层渗透性^[1, 17]。

2.1 钻井液密度对煤层气井产能的影响

产水阶段平均产水量大于3 m³/d的煤层气井和产气阶段平均产水量大于2 m³/d的煤层气井, 钻井液密度常小于1.05 g/cm³(图3)。排水时间小于150 d、平均产气量大于500 m³/d的煤层气井钻井液密度一般小于1.05 g/cm³(图3)。

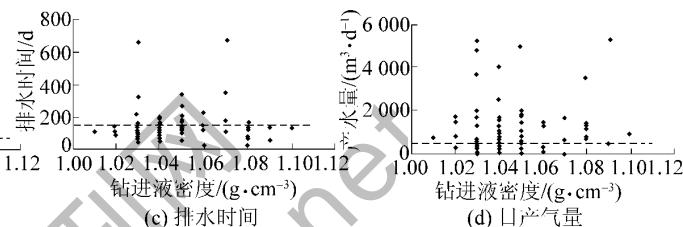


Fig. 3 Relationship between water production, water production time, gas production and drilling fluid density

关系, 钻井液黏度分布范围内, 黏度较小的钻井液, 固体颗粒含量较少, 对煤储层的污染程度也较小, 井筒附近煤储层具有较小的表皮系数和较高的渗透性, 有利于煤层气井排水降压, 并为后期煤层气产出提供较好的流动通道, 煤层气井产能一般较高。

3 固井工艺对煤层气直井产能的影响

固井对煤层气井生产的影响同样表现在固井水泥浆对井筒附近煤储层的污染上。固井作业过程中, 固井水泥浆中的水泥、外加剂或外掺料等固相介质在压力作用下渗入煤储层孔、裂隙中, 造成孔、裂隙堵塞, 增大井筒附近煤储层的表皮系数, 影响煤储层渗透性^[22-23]。

3.1 固井水泥浆密度对煤层气井产能的影响

产水阶段平均产水量大于3.0 m³/d的煤层气井和产气阶段平均产水量大于2.0 m³/d的煤层气井, 固井水泥浆密度往往小于1.85 g/cm³(图5)。排水时间小于150 d、平均产气量大于500 m³/d的煤层气井固井水泥浆密度一般小于1.85 g/cm³(图5)。固井水泥浆密度与平均日产水量和排水时间的关系说明较小的固井水泥浆密度, 对煤储层的伤害较小, 井筒附近煤储层表皮系数较小, 渗透率较大, 有利于排水降压的进行。结合平均日产气量与

固井水泥浆密度的关系,固井水泥浆密度分布范围内,固井水泥浆密度较小,说明固相介质的含量较低,对井筒附近煤储层的污染程度也较小,井筒附近煤储层的表皮系数较小、渗透率较大,有利于煤储层

排水降压,有利于煤层气井产能的提高。

综上所述,研究区煤层气井在钻井液密度小于 1.05 g/cm^3 、黏度小于30 s时,能够获得较高的产能。

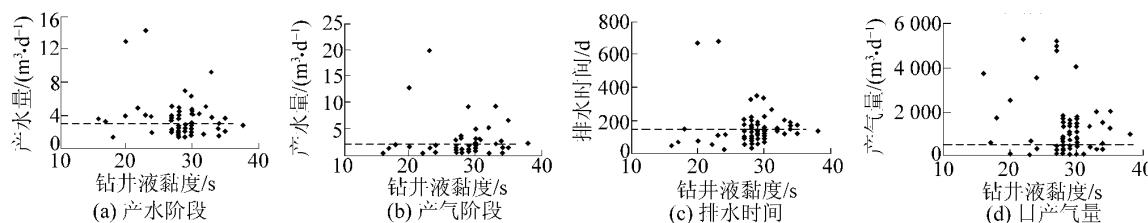


图4 日产水量、排水时间、日产气量与钻井液黏度的关系

Fig. 4 Relationship between water production, water production time, gas production and drilling fluid viscosity

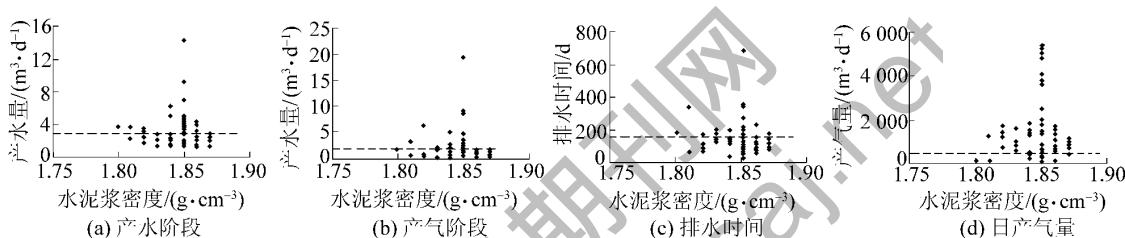


图5 日产水量、排水时间、日产气量与水泥浆密度的关系

Fig. 5 Relationship between water production, water production time, gas production and cement density

3.2 固井水泥浆用量对煤层气井产能的影响

通过现场试验测定得到:产水阶段平均产水量大于 $3.0 \text{ m}^3/\text{d}$ 的煤层气井和产气阶段平均产水量大于 $2.0 \text{ m}^3/\text{d}$ 的煤层气井,固井水泥浆用量常小于 22.5 m^3 ,而固井水泥浆用量大于 22.5 m^3 的煤层气井,产水阶段平均产水量一般小于 $3.0 \text{ m}^3/\text{d}$ 、产气阶段平均产水量常小于 $2.0 \text{ m}^3/\text{d}$

(图6)。排水时间小于150 d、平均产气量大于 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 的煤层气井固井水泥浆用量一般小于 22.5 m^3 ,特别是平均产气量大于 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ 的煤层气井,固井水泥浆用量均小于 15.0 m^3 (图6)。平均日产气量与固井水泥浆用量有一定负相关性,固井水泥浆用量越大,煤层气井的平均日产气量常越低。

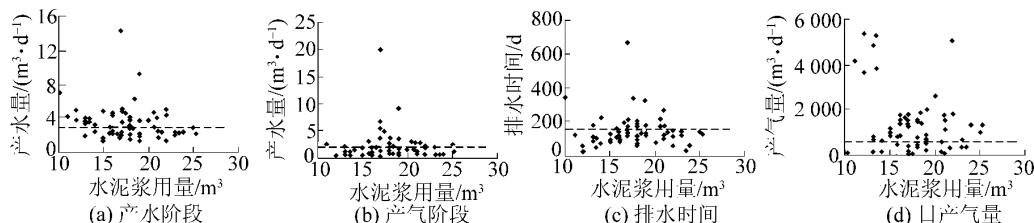


图6 日产水量、排水时间、日产气量与水泥浆用量的关系

Fig. 6 Relationship between water production, water production time, gas production and cement volume

固井水泥浆用量与平均日产水量和排水时间的关系说明,较小的固井水泥浆用量对煤储层的伤害较小,井筒附近煤储层表皮系数较小,渗透率较大,有利于排水降压的进行。结合平均日产气量与固井

水泥浆用量的关系,固井水泥浆用量分布范围内,固井水泥浆用量越大,固井时间一般越长,固井水泥浆与煤储层的接触时间就越长,在压力作用下渗入煤储层孔、裂隙的固相介质量也就越多,相应的,固井

水泥浆对煤储层的伤害也就越大。产水阶段, 较大的表皮系数和较低的渗透率, 不利于煤层水的排出和煤储层压力下降, 在地下水水流体势相近的情况下, 排水降压所需的时间就越长; 进入产气阶段, 井筒附近煤储层孔、裂隙被固井水泥浆中固相介质大量堵塞, 渗透率过低, 影响了煤层气的运移以及煤储层压力的进一步下降。相反, 固井水泥浆用量越小, 则固井时间越短, 固井水泥浆与煤储层接触的时间也较短, 渗入固相介质的含量较少, 对井筒附近煤储层污染程度较小, 井筒附近煤储层表皮系数较小、渗透率较大, 不仅有利于排水降压的进行, 同时为后期煤层气的运移和产出提供较好的流动通道, 有利于产能的提高。

3.3 顶替液用量对煤层气井产能的影响

产水阶段平均产水量大于 $3 \text{ m}^3/\text{d}$ 的煤层气井和产气阶段平均产水量大于 $2 \text{ m}^3/\text{d}$ 的煤层气井, 顶替液用量常小于 10.0 m^3 (图 7)。排水时间小于

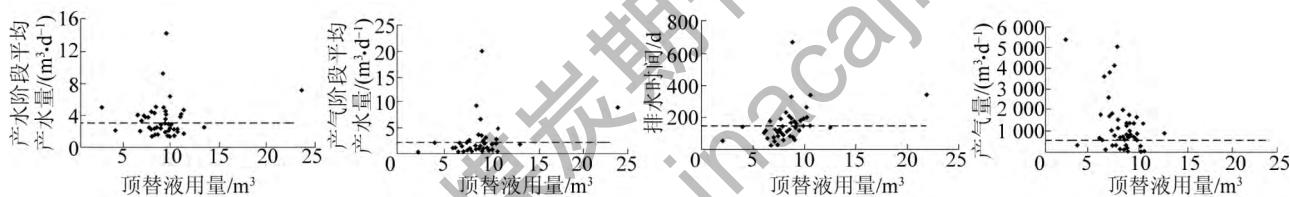


图 7 日产水量、排水时间、日产气量与顶替液用量的关系

Fig. 7 Relationship between water production ,water production time ,gas production and displacement fluid volume

4 结 论

1) 钻井、固井对煤层气井产能的影响均表现为对井筒附近煤储层的污染上; 樊庄区块煤层气井在钻井液密度小于 1.05 g/cm^3 、黏度小于 30 s 时, 能够获得较高的产能; 较高的钻井液密度和黏度, 固体颗粒含量较多, 易造成严重的煤储层污染, 增大储层表皮系数, 不利于疏水降压和煤层气的产出。

2) 研究区煤层气井在固井水泥浆密度小于 1.85 g/cm^3 、固井水泥浆用量小于 22.5 m^3 、顶替液用量小于 10.0 m^3 时, 能够获得较高产能, 特别是固井水泥浆和顶替液用量与平均日产气量呈负相关性; 较高的固井水泥浆密度, 说明固相介质含量较高, 易造成煤储层污染, 不利于疏水降压和煤层气的产出; 较大的固井水泥浆用量延长了固井时间, 易造成煤储层孔、裂隙中固相介质的积累, 煤储层渗透率降低; 较大的顶替液用量易造成固井水泥浆渗入煤储层孔、裂隙, 阻塞天然孔、裂隙。

150 d、平均产气量大于 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 的煤层气井顶替液用量一般小于 10.0 m^3 (图 7)。平均日产气量与顶替液用量有一定负相关性, 顶替液用量越大, 煤层气井的平均日产气量常越低(图 7)。

顶替液是把管柱、地面管汇中的固井水泥浆全部替入环空并返排的液体^[22-23]。顶替液所提供的助力有利于固井水泥浆进入环空并达到预定返高, 提高煤层气井固井质量。但是, 较大的顶替液用量为固井水泥浆渗入煤储层孔、裂隙提供了较高压力, 从而阻塞天然孔、裂隙, 造成井筒附近煤储层表皮系数过大, 渗透率降低, 不利于排水降压的进行和煤层气产出。因此, 合理的顶替液用量不仅要保证煤层气井固井质量, 同时应尽量减少煤储层污染。

综上所述, 研究区煤层气井在固井水泥浆密度小于 1.85 g/cm^3 、固井水泥浆用量小于 22.5 m^3 、顶替液用量小于 10.0 m^3 时, 能够获得较高产能, 特别是顶替液的用量以小于 10.0 m^3 为宜。

参考文献(References) :

- [1] 刘世奇.沁水盆地南部煤层气直井产能的地质与工程协同控制及预测[D].徐州:中国矿业大学, 2013: 22-98.
- [2] Guo Hua ,Yuan Liang.An integrated approach to study of strata behaviour and gas flow dynamics and its application [J].International Journal of Coal Science & Technology 2015 ,2(1): 12-21.
- [3] Lyu Ping ,Li Ping ,Chen Jian ,et al.Gas drainage from different mine areas: optimal placement of drainage systems for deep coal seams with high gas emissions [J].International Journal of Coal Science & Technology 2015 ,2(1): 84-90.
- [4] 田中嵐.山西晋城地区煤层气钻井完井技术[J].煤田地质与勘探 2001 ,29(3): 25-28.
Tian Zhonglan.Drilling and completion techniques for coalbed methane wells in Jincheng Area ,Shanxi ,China [J].Coal Geology & Exploration 2001 ,29(3): 25-28.
- [5] 黄维安,邱正松,王彦祺,等.煤层气储层损害机理与保护钻井液的研究[J].煤炭学报 2012 ,37(10): 1717-1721.
Huang Weian ,Qiu Zhengsong ,Wang Yanqi ,et al.Study on damage mechanism and protection drilling fluid for coalbed methane [J].Journal of China Coal Society 2012 ,37(1): 1717-1721.
- [6] 杨恒林,汪伟英,田中兰.煤层气储层损害机理及应对措施[J].

- 煤炭学报 2014, 39(S1) : 158–163.
- Yang Henglin, Wang Weiying, Tian Zhonglan. Reservoir damage mechanism and protection measures for coal bed methane [J]. Journal of China Coal Society 2014, 39(S1) : 158–163.
- [7] 齐治虎. 郑庄区块煤层气排采影响因素探析 [J]. 中州煤炭, 2010(9) : 28–30, 90.
- Qi Zihu. Analysis on factors affecting coal – bed gas mining and drainage in Zhengzhuang area [J]. Zhongzhou Coal ,2010 ,(9) : 28–30, 90.
- [8] 冯 晴, 吴财芳, 雷 波. 沁水盆地煤岩力学特征及其压裂裂缝的控制 [J]. 煤炭科学技术, 2011, 39(3) : 100–103.
- Feng Qing, Wu Caifang, Lei Bo. Coal/rock mechanics features of Qinshui Basin and fracturing crack control [J]. Coal Science and Technology 2011, 39(3) : 100–103.
- [9] 黄后初, 沈广明, 夏书良, 等. 晋城地区煤层气井固井技术的研究与应用 [J]. 石油天然气学报, 2007(3) : 409–410.
- Huang Houchi, ShenGuangming, Xia Shuliang et al. Research and application of coal – bed gas well completion in Jincheng Area [J]. Journal of Oil and Gas Technology 2007(3) : 409–410.
- [10] 左景来, 孙晗森, 吴建光, 等. 煤层气超低密度固井技术研究与应用 [J]. 煤炭学报, 2012, 37(12) : 2076–2082.
- ZuoJingluan, Sun Hansen, Wu Jianguang et al. Study and application of ultra low density cementing technology for coalbed methane [J]. Journal of China Coal Society 2012, 37(12) : 2076–2082.
- [11] 张建国, 苗 耀, 李梦溪, 等. 沁水盆地煤层气水平井产能影响因素分析—以樊庄区块水平井开发示范工程为例 [J]. 中国石油勘探, 2010, 15(2) : 49–54.
- Zhang Jianguo, Miao Yao, Li Mengxi, et al. Influential factors of CBM horizontal well productivity in Qinshui Basin [J]. China Petroleum Exploration 2010, 15(2) : 49–54.
- [12] 乔 磊, 申瑞臣, 黄洪春, 等. 沁水盆地南部低成本煤层气钻井完井技术 [J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(4) : 482–486.
- Qiao Lei, ShenRuichen, Huang Hongchun et al. Low-cost drilling and completion techniques for coalbed methane in southern Qinshui Basin, Central China [J]. Petroleum Exploration And Development 2008, 35(4) : 482–486.
- [13] Wang Jiachen, Wu Renlun, Zhang Peng. Characteristics and applications of gas desorption with excavation disturbances in coal mining [J]. International Journal of Coal Science & Technology, 2015, 2(1) : 30–37.
- [14] 岳前升, 陈 军, 邹来方, 等. 沁水盆地基于储层保护的煤层气水平井钻井液的研究 [J]. 煤炭学报, 2012, 37(S2) : 416–419.
- Yue Qiansheng, Chen Jun, Zhou Fanglai, et al. Research on coalbed methane drilling fluid for horizontal well based on coal reservoir protection in Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society 2012, 37(S2) : 416–419.
- [15] 刘贻军. 中国中阶煤和高阶煤的储层特性及提高单井产量主要对策 [J]. 天然气工业, 2005, 25(6) : 72–74.
- Liu Yijun. Reservoir characteristics of medium–high rank coal and main countermeasures to improve gas production of single well [J]. Natural Gas Industry 2005, 25(6) : 72–74.
- [16] 许欢迎, 陈秀萍, 刘国伟, 等. 沁南煤层气井钻效影响因素分析及对策 [J]. 中州煤炭, 2014(2) : 105–108.
- XuHuanying, ChenXiuping, LiuQuwei et al. Influence factors and countermeasures to drilling efficiency of coalbed methane in Qinnan area [J]. Zhongzhou Coal 2014(2) : 105–108.
- [17] 李军军, 桑树勋, 李仰民, 等. 沁水盆地南部煤层气井增产的储层生产控制探讨 [J]. 中国煤炭地质, 2011, 23(1) : 12–17.
- Li Junjun, Sang Shuxun, Li Yangmin, et al. Reservoir production control in CBM well stimulation in southern qinshui basin [J]. Coal Geology of China 2011, 23(1) : 12–17.
- [18] 刘世奇, 桑树勋, 李梦溪, 等. 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 [J]. 煤炭学报, 2013, 38(2) : 277–283.
- Liu Shiqi, Sang Shuxun, Li Mengxi et al. Key geologic factors and control mechanisms of water production and gas production divergences between CBM wells in Fanzhuang Block [J]. Journal of China Coal Society 2013, 38(2) : 277–283.
- [19] 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 and Technology 2012, 41(6) : 943–950.
- [20] 刘世奇, 桑树勋, 李仰民, 等. 沁水盆地南部煤层气井压裂失败原因分析 [J]. 煤炭科学技术, 2012, 40(6) : 108–112.
- Liu Shiqi, Sang Shuxun, Li Yangmin, et al. Analysis on fracturing failure cause of coal bed methane well in south part of Qinshui Basin [J]. Coal Science and Technology 2012, 40(6) : 108–112.
- [21] Zheng Jiangtao, Ju Yang, Zhao Xi. Influence of pore structures on the mechanical behavior of low – permeability sandstones: numerical reconstruction and analysis [J]. International Journal of Coal Science & Technology 2014, 1(3) : 329–337.
- [22] 王杰祥. 油水井增产增注技术 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006: 1–57.
- [23] 张琪. 采油工程原理与设计 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006: 392–436.