

引用格式:蒋永平,杨松.鄂尔多斯盆地东缘延川南区块煤层气井排水采气新工艺[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):384-389.

JIANG Yongping, YANG Song. New technology of dewatering gas recovery for CBM wells in southern Yanchuan Block, eastern margin of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):384-389.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.013

鄂尔多斯盆地东缘延川南区块煤层气井排水采气新工艺

蒋永平,杨松

(中国石化临汾煤层气分公司,山西 临汾 041000)

摘要:深部煤层气作为典型的低压、低渗、低含水非常规气藏,需通过有效支撑压裂改造才能取得良好的开发效果,气井在全生命周期内产液量差异较大。基于延川南煤层气勘探开发区块不同井型煤层气采收的效果比较,认为L型水平井建井成本和3口定向井成本相近,但是产量更高,后期运行维护成本更低,更适合山区地带煤层气的开发。对比不同举升工艺特性,优选抽油机、强制闭合弹簧式斜井泵组合,实现了L型水平井全生命周期内排水采气工作。在产液量低的气井中,采用捞水采气工艺在小井斜,受积液、煤粉影响大的气井中取得良好增产效果,原有机采设备实现资产高效利用,节约外购材料费用,降低能耗指标,对气田下步低产液井排水采气工作具有借鉴意义。

关键词:煤层气;全生命周期;排水采气;水平井;捞水

中图分类号:TE377

文献标识码:A

New technology of dewatering gas recovery for CBM wells in southern Yanchuan Block, eastern margin of Ordos Basin

JIANG Yongping, YANG Song

(Sinopec Linfen Coalbed Methane Branch, Linfen, Shanxi 041000, China)

Abstract: As a typical unconventional gas reservoir with low pressure, permeability and water cut, deep coalbed methane needs effective support fracturing to achieve good development effects, leading to large difference of liquid production in the whole life cycle of gas wells. Based on the comparison of coalbed methane recovery effect of different well types in Yanchuan South coalbed methane exploration and development block, it is considered that although the L-shaped horizontal well has the construction cost similar to that of three directional wells, but its production is higher and post-operation and maintenance cost is lower. It is more suitable for coalbed methane development in mountainous areas. By comparing the characteristics of different lifting processes, the combination of pumping unit and forced closed spring inclined well pump is optimized, and the drainage and gas recovery in the whole life cycle of L-shaped horizontal well is realized. In the gas wells with low liquid production, the technology of water drainage gas recovery has achieved good stimulation effects in the gas wells with small deviation, and high influence of liquid accumulation and pulverized coal. The existing mechanical production equipments can realize the efficient utilization of assets, save the cost of purchased materials, reduce the energy consumption index, and provide referential significance for the further drainage gas production in low liquid production wells.

Key words: coalbed methane, life cycle, dewatering gas recovery, horizontal well, drainage

煤层气、页岩气等非常规油气是当前能源工业增储上产、保障供应的一个新领域^[1-2]。由于深部煤储层具有低资源丰度、低渗透率和强非均质性的特点,常规条件下,井筒压降面积扩展有限,单井产量

不高,储量动用程度低^[3-4]。要实现非常规油气的有效动用,在综合考虑资源条件的情况下,需采用体积改造技术和特殊工艺井提高单井产量和储量动用程度。纵观北美非常规油气的开发历史,主要依托直

收稿日期:2020-11-30。

第一作者简介:蒋永平(1979—),男,硕士,高级工程师,主要从事油气资源开发技术综合研究与管理工作。地址:山西省临汾市尧都区华州路九星佳苑B座,邮政编码:042200。E-mail: cumt_ys@126.com

基金项目:中国石化科技部项目“延川南深层煤层气稳产技术研究”(P19019-4);中国石化科技部项目“低压煤系气藏地质工程一体化高效开发技术”(P20074-1)。

井分层压裂和水平井体积改造两类技术实现^[5-10]。无论采用何种开发技术,深部煤层气开发都基于排水、降压、采气这一基本原理^[11]。延川南气田深部煤储层含水性弱,气井全生命周期产液量变化大^[12-13]。根据该区生产经验,气井进入稳产期和递减期后,产液量普遍小于 $0.5\text{ m}^3/\text{d}$,前期投入的机采设备系统效率低,气田能耗指标高,对效益开发带来不利影响。气田内水平井先后采用射流泵、隔膜泵、电潜杆泵等举升工艺,均因煤粉泵堵、气体影响而造成排采中断,影响产气效果,亟须探索适合于产液量低的气井和水平井的排水采气新工艺。

1 气田概况

延川南气田作为国内进行商业开发最深的煤层气田,位于鄂尔多斯盆地东缘,处于渭北隆起、伊陕斜坡和晋西挠褶带的结合部位。对比发现,该区发育地层与鄂尔多斯盆地基本一致,整体为一走向北东、倾斜北西的单斜构造,中部南掌断裂带将气田分为谭坪构造带和万宝山构造带。气田属于黄土塬地貌,地表沟壑纵横,地形切割严重,平地较少。煤层气作为低丰度资源,单井产量低,需要密集布井提高储量动用程度,才能实现效益开发。受地形、地貌条件限制,因地制宜的实施了斜井、水平井等井型进行煤层气开发。

气田含煤层系主要为二叠系山西组和石炭系太原组,纵向上共发育11层煤,主力开发层位山西组2#煤层厚 $2.8\sim 6.9\text{ m}$,平均厚度约 4.6 m ,总体呈东南厚,向北部及西部减薄的特征。区内气井2#煤层平均埋深 $1\ 300\text{ m}$,呈现出从东南往西北部埋深逐渐增大的趋势;含气性随埋深的增加,平均 $12\text{ m}^3/\text{t}$ 。17口井注入/压降测试数据,2#煤层渗透率分布在 $(0.013\sim 0.990)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,平均 $0.27\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,与潘庄、韩城、柳林等气田周边区块煤层埋深对比,延川南气田煤层埋藏深,地应力高,渗透率低,但含水性弱,含气性好,属于典型的低孔、低渗、中—高含气储层,需经过水力压裂改造后,才能实现商业开发。

2 产出机理与生产特征

2.1 产出机理

在煤层中,孔隙是煤层气的主要储层场所,孔隙和裂隙构成煤层气的运移通道。考虑到深部煤储层

的低孔低渗特性,自然状态下无工业产能。随着有效支撑压裂技术的实施,压裂后煤层水占据煤层气的渗流通道,要想产出煤层气,首先要排出储层内的液体,通过排水、降压实现煤层气的解吸^[14-17]。

在煤层气开发过程中,基于控制井底流压下降幅度,降低储层伤害,国内众多学者均把煤层气生产划分了不同的阶段。根据流体产出特征和深部煤层特性,把深部煤层气井生产划分为快速排水降压期、稳压排水期、缓慢降压排水期、单相流排水结束期、高产稳产期5个阶段^[18]。

2.2 生产特征

近年来,以大排量、大砂量、高液量、多轮次为主要特征的有效支撑压裂技术的应用,推动了非常规油气资源的开发。该区主力储层呈弱含水性,分析气井生产数据,发现大量的外来液体注入到地层后,为降低储层伤害,促进气体解吸,在投产初期加快排液,气井此时仅产水;随着压裂液体返排率升高,储层压力的降低,气体慢慢解吸、渗流,液体的产出量随之降低;当返排率达到30%以上时,气井进入高产期,大量气体产出,产液量进一步降至 $1\text{ m}^3/\text{d}$ 以下(图1)。在不同生产阶段,气、液两相流产出量存在较大差异。

气田自2015年产建结束,经过5年多的排采,大部分老井呈现高产气、低产液的特点。为了弥补老井递减补充的新井,则属于投产初期,压裂液量大,产液量也较大。进入稳产期后,约75%的气井产液小于 $0.3\text{ m}^3/\text{d}$,而产液量大于 $2\text{ m}^3/\text{d}$ 的气井大部分处于投产初期(图2)。

图3是X3-P5水平井的产液曲线。投产初期,产气前日产液 40 m^3 以上,随着产气量的增加,日产液逐渐降至 20 m^3 左右,随着返排率的提高,后期进一步降至 10 m^3 左右。图4是X3-22井的生产曲线,投产初期产气前日产液约 2 m^3 左右,随着产气量的增

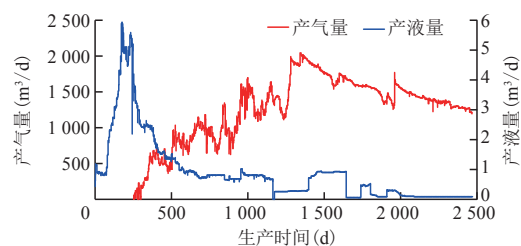


图1 气井归一化生产曲线

Fig. 1 Normalized production curve of CBM wells

加,日产液逐渐降至 1 m^3 左右,后期产气稳定后,日产液降至 0.5 m^3 以下。对比图3、图4,发现在不同井型下,改造规模的不同,气井产液量亦不同,改造规模大,压裂液量多,气井产液量均较大。工区为弱含水储层,同一气井的不同生产时期,压裂液返排率的差异,造成产液量亦存在较大差异,为举升工艺选型造成了一定困扰。

对比工区内不同井型的产量数据,无论在万宝山构造带还是谭坪构造带,水平井稳定日产气量和累产气量均是斜井的5倍左右,L型水平井的成本和4口定向井的成本相当(表1),较U型水平井减少成本支出100万元以上;随着密切割体积改造技术在水平井中的应用,水平井的开发效益更加显著(图5)。出于节约利用土地资源和提高开发效益的需要,水平

井更适合煤层气的开发^[19]。

3 L型水平井举升工艺

为减少征地,节约完井时间,降低开发成本,增强采气效益,只有一个井筒的L型井,逐渐成为深部煤层气开发的主要水平井井型^[20-21]。结合煤层气井需要尽可能降低井底流压、排除井筒积液的特点,吸入口需尽可能靠近井斜大的入窗点位置。

3.1 工艺优选

工区主力开发层位山西组2#煤属于低压、低渗煤层气藏,水力加砂压裂用液量大,需要排出井筒积液、降低井内压力、增大储层与井筒的生产压差,扩大压裂改造波及储层的压降范围,才能采出高产工业气流。在全生产周期内,随着压裂液返排一定程度后,因深部储层的弱含水性,气井产液能力降至 $0.3\text{ m}^3/\text{d}$ 以下,但井筒内仍需持续的排除井底积液,以保持稳定生产。现场试验验证螺杆泵、电潜泵、射流泵、隔膜泵等存在严重的卡堵、气锁等现象,杆式泵产液量小、煤粉适应性差,不适合水平井排液^[22-23](表2)。综合考虑投资成本、运行维护、井筒与产液量适应性等因素,采用抽油机、管式泵组合的方式,能够很好适应深部煤层气的开发需求。

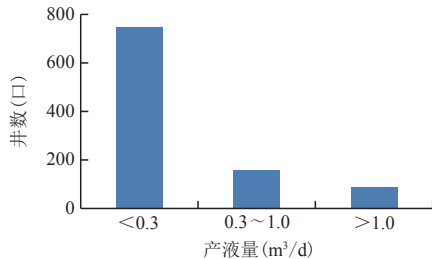


图2 气井产液量情况统计

Fig. 2 Statistics of liquid production of CBM wells

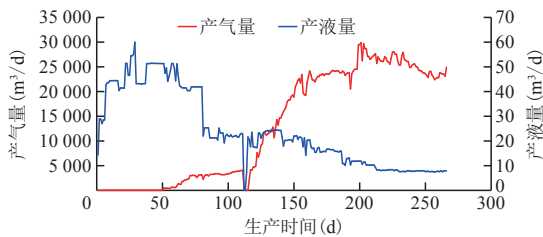


图3 鄂尔多斯盆地东缘延川南区块X3-P5井生产曲线(水平井)

Fig. 3 Production curve of Well-X3-P5 in southern Yanchuan Block, eastern margin of Ordos Basin (a horizontal well)

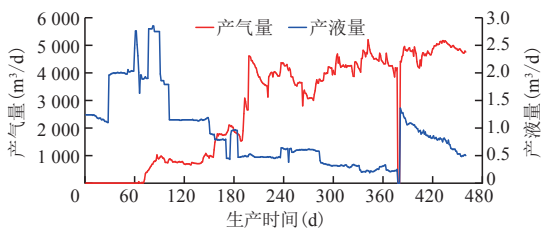


图4 鄂尔多斯盆地东缘延川南区块X3-22井生产曲线(斜井)

Fig. 4 Production curve of Well-X3-22 in southern Yanchuan Block, eastern margin of Ordos Basin (a inclined well)

表1 不同井型气井完井成本对比

Table 1 Completion cost comparison of different well shape

井型	单井成本构成(万元)					合计
	钻前施工	钻井工程	压裂工程	机抽投产	运行维护	
定向井	3	117	113	25	6.0	264.0
L型水平井	10	488	511	45	5.0	1 059.0
U型水平井	20	605	511	45	2.5	1 183.5

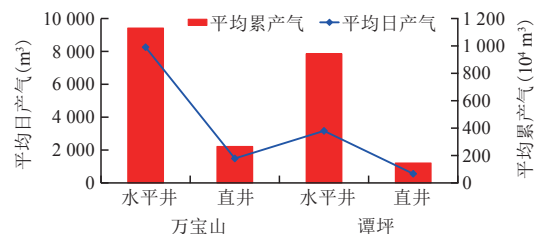


图5 不同井型产气效果对比

Fig. 5 Comparison of gas production effect of different well shape

3.2 配套技术

煤储层作为低渗敏感类储层,需尽量保持气井平稳、连续排采。在L型水平井采用抽油机、管式泵的方式举升排液后,普通斜井泵难以适应井斜过大造成的泵效低、易受气体的影响,引入强制闭合弹簧式斜井泵(表3)。在抽油机上冲程时,抽油杆带动抽油泵柱塞上行,泵内压力变小,泵外压力大于泵内压力,液体顶开固定阀球,强制闭合弹簧被固定阀球压缩,固定阀球上行,固定阀开启,打开进液孔,井筒内液体进入抽油泵泵筒内,完成进液动作;抽油机下冲程时,抽油杆带动抽油泵柱塞下行,泵内压力增加,泵外压力与泵内压力平衡时,泵内液体向泵外流,强制闭合弹簧推动弹簧托将固定阀球压向球座,固定阀强制闭合,泵内液体停止向泵外流,抽油泵柱塞继续下行,完成出油动作。若没有强制闭合弹簧及弹簧托,在大斜度井段固定阀球坐不到球座上,固定阀就不能及时闭合,抽油泵柱塞下行时液体随之漏失,无法完成产液动作,造成低泵效,严重时不出液。

如图3所示,在X3-P5井通过下入57 mm强制闭合弹簧式斜井泵(生产参数:泵深1 188 m,井斜69.6°,垂深1 093.57 m。A靶点深1 346.29 m,垂深1 113.9 m,井斜89.9°),采用机抽的方式,在保障流压降幅的情况下,成功实现了日产液量在0~60 m³范围内的便利调节。在进入高产稳产阶段后,亦表现

表2 举升工艺比较

Table 2 Comparison of lifting process

方式	经济性	适应性			操作性
		井斜	煤粉	液量	
管式泵	成本低	较好	好	好	简便
杆式泵	成本低	较好	差	差	简便
螺杆泵	成本低	较差	差	差	简便
电潜泵	成本高	好	差	好	较难
射流泵	成本高	好	差	差	难
隔膜泵	成本高	好	好	差	较难

表3 泵筒主要技术参数

Table 3 Main technical parameters of pump barrel

型号	公称直径 (mm)	柱塞长度 (m)	泵筒长度 (m)	最大下泵深度 (m)
25-125TH	31.75	1.2	3.3~11.3	3 000
25-150TH	38.10	1.2	3.3~11.3	2 800
25-175TH	44.45	1.2	3.3~11.3	2 600
25-225TH	57.15	1.2	3.3~11.3	1 800

出良好的适应性。2020年,气田又开展了5口水平井机抽排液现场应用,均取得良好效果。

4 低产液井举升工艺

产建时期,投产的气井均采用抽油机、管式泵的举升方式,在地层不产液或者液量很少的情况下,举升设备持续空载而不产出液体,对气井生产无任何意义,且低产液量导致煤粉运移困难,因卡泵、堵塞而造成生产中断。空转还造成了电能浪费,机采系统效率低,不符合绿色低碳的理念。针对此类气井,创新抽汲试气技术,采用捞水的方式,实现低产液量气井的稳定生产。

捞水作业前,先起出原井管杆,安装捞水井口、捞筒腔、防喷管,捞水车就位后,下入带加重的捞筒,根据井深数据、生产情况,合理确定钢丝绳下入深度,下到目的层附近后,上提捞出井筒积液。如此重复上述操作,直到排出井筒全部积液(图6)。

针对低产液阶段系统效率低、易停躺的14口气井,开展了捞水采气试验,平均日捞水约0.42 m³,单月捞水作业费用8万元,年作业成本96万元。按照气井平均免修期700 d计算,年节约维护作业施工及材料费用25万元,节约电费4.1万元,盘活油管、抽油杆、抽油泵、抽油机、井口等机采设备用于新井,节约新井投资210万元。扣除捞水作业成本,取得综合效益143.1万元,捞水后气井产量上涨明显,平均上涨幅度达20%以上,取得了良好的增产效果(图7)。总结现场试验发现,捞水采气工艺适合井斜度40°以内,日产液量低,受煤粉影响频繁检泵导致井底积液

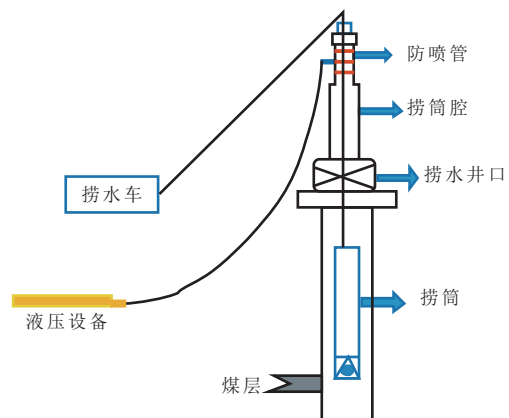


图6 捞水作业示意图

Fig. 6 Schematic diagram of drainage

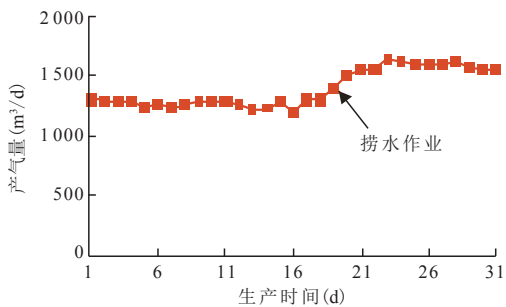


图7 鄂尔多斯盆地东缘延川南区X20-31井捞水前后产气对比

Fig. 7 Comparison of gas production before and after drainage of Well-X20-31 in the eastern margin of Ordos Basin

较多的气井。

在深部煤层气井投产初期和中期,压裂液返排率低,储层持续有水产出,为降低储层伤害,捞水采气工艺不能满足平稳、高效降低井筒流压;进入稳产、递减期后,气井普遍产液量低,此时采用一台捞水车就能为众多煤层气井实现不定期“间抽”,原有的机采设备得以在新井重复利用,节约材料费用,降低能耗指标。

5 结论

1) 基于延川南煤层气勘探开发区块不同井型煤层气采收的效果比较,认为1口L型水平井建井成本和3口定向井成本相近,但是产量更高,后期运行维护成本更低,更适合山区地带煤层气的开发。

2) 对比不同举升工艺特性,优选抽油机、强制闭合弹簧式斜井泵组合,成功避免了低泵效、易气锁的现象,实现了L型水平井全生命周期内排水采气工作的顺利运行。

3) 在产液量低的气井中,采用捞水采气工艺在小井斜,受井筒积液、煤粉影响大的气井中取得良好增产效果,原有机采设备实现资产高效利用,节约外购材料费用,降低能耗指标,对气田下步低产液井排水采气工作具有借鉴意义。

参考文献

[1] 邹才能,杨智,何东博,等.常规—非常规天然气理论、技术及前景[J].石油勘探与开发,2018,45(4):575-587.
ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 575-587.

[2] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质学[M].北京:

地质出版社,2014.

- ZOU Caineng, TAO Shizhen, HOU Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geology Press, 2014.
- [3] 张群,冯三利,杨锡禄.试论我国煤层气的基本储层特点及开发策略[J].煤炭学报,2001,26(3):230-235.
ZHANG Qun, FENG Sanli, YANG Xilu. Basic reservoir characteristics and development strategy of coalbed methane resource in China[J]. Journal of China Coal Society, 2001, 26(3): 230-235.
- [4] 吴雅琴,邵国良,徐耀辉,等.煤层气开发地质单元划分及开发方式优化——以沁水盆地郑庄区块为例[J].岩性油气藏,2016,28(6):125-133.
WU Yaqin, SHAO Guoliang, XU Yaohui, et al. Geological unit division and development model optimization of coalbed methane: A case study from Zhenzhuang block in Qinshui Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(6): 125-133.
- [5] 雷群,管保山,才博,等.储集层改造技术进展及发展方向[J].石油勘探与开发,2019,46(3):580-587.
LEI Qun, GUAN Baoshan, CAI Bo, et al. Technological progress and prospects of reservoir stimulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 580-587.
- [6] 吴奇,胥云,张守良,等.非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键[J].石油学报,2014,35(4):706-714.
WU Qi, XU Yun, ZHANG Shouliang, et al. The core theories and key optimization designs of volume stimulation technology for unconventional reservoirs[J]. Acta Petrolei China, 2014, 35(4): 706-714.
- [7] 胥云,雷群,陈铭,等.体积改造技术理论研究进展与发展方向[J].石油勘探与开发,2018,45(5):874-887.
XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874-887.
- [8] AGHARAZI A. Determining maximum horizontal stress with microseismic focal mechanisms: Case studies in the Marcellus, Eagle Ford, Wolfcamp[C]// Paper URTEC-2461621-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 1-3 August, San Antonio, Texas, USA.
- [9] WEDDLE P, GRIGGIN L, PEARSON C M. Mining the Bakken II: Pushing the envelope with extreme limited entry perforating [C]// Paper SPE-189880-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 23-25, January, 2018.
- [10] 张婷,林生茂,于洋,等.川东地区大斜度水平井排水采气技术优化[J].钻采工艺,2020,43(z1):53-56.
ZHANG Ting, LIN Shengmao, YU Yang, et al. Optimization of drainage gas recovery technology for highly deviated horizontal wells in eastern Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(z1): 53-56.
- [11] 于姣姣,李又武,李乐忠,等.同心管射流泵排采工艺参数设计及应用[J].石油机械,2020,48(1):95-101.
YU Jiaojiao, LI Youwu, LI Lezhong, et al. Design and application of drainage and gas recovery process parameters of concentric dual tubing jet pump[J]. China Petroleum Machinery, 2020, 48(1): 95-101.

- [12] 陈刚,胡宗全,张永贵,等.延川南区块煤层气富集高产的地质控制作用[J].天然气地球科学,2016,27(11):2093-2102.
CHEN Gang, HU Zongquan, ZHANG Yonggui, et al. Study on the geological controlling effects on the enrichment and high-yield of coalbed methane in Yanchuannan area[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(11): 2093-2102.
- [13] 陈贞龙,王烽,陈刚,等.延川南深部煤层气富集规律及开发特征研究[J].煤炭科学技术,2018,46(6):80-84.
CHEN Zhenlong, WANG Feng, CHEN Gang, et al. Study on enrichment law and development features of deep coalbed methane in South Yanchuan field[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 80-84.
- [14] 周世宁,林柏泉.煤层瓦斯赋存与流动理论[M].北京:煤炭工业出版社,1992:122-127.
ZHOU Shining, LIN Boquan. The theory of gas flow and storage in coal seams[J]. Beijing: China Coal Industry Publishing House, 1992: 122-127.
- [15] 石军太,李相方,徐兵祥,等.煤层气解吸扩散渗流模型研究进展[J].中国科学,2013,43(12):1548-1557.
SHI Juntai, LI Xiangfang, XU Bingxiang, et al. Review on desorption-diffusion-flow model of coal-bed methane[J]. Science China, 2013, 43(12): 1548-1557.
- [16] 李相方,石军太,杜希瑶,等.煤层气藏开发降压解吸气运移机理[J].石油勘探与开发,2012,39(2):203-211.
LI Xiangfang, SHI Juntai, DU Xiyao, et al. Transport mechanism of desorbed gas in coalbed methane reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 29(2): 203-211.
- [17] KOPERNA G J, RIESTENBERG D. Carbon dioxide enhanced coalbed methane and storage: Is there promise?[C]// Paper SPE-126627-MS presented at the SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization, November 2-4, 2009, San Diego, California, USA.
- [18] 秦义,李仰民,白建梅,等.沁水盆地南部高煤阶煤层气井排水采气工艺研究与实践[J].天然气工业,2011,31(11):22-25.
QIN Yi, LI Yangmin, BAI Jianmei, et al. Technologies in the CBM production of wells in the southern Qinshui basin with high-rank coal beds[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(11): 22-25.
- [19] 朱庆忠,杨延辉,王玉婷,等.高阶煤层气高效开发工程技术优选模式及其应用[J].天然气工业,2017,37(10):27-34.
ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, WANG Yuting, et al. Optimal geological-engineering models for highly efficient CBM gas development and their application[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(10): 27-34.
- [20] 赵凌云,易同生.煤层气水平井井型结构分析及钻完井技术优化[J].煤炭科学技术,2020,48(3):221-226.
ZHAO Lingyun, YI Tongsheng. Analysis on well type structure and optimization of associated drilling technology of CBM horizontal wells[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(3): 221-226.
- [21] 李红伟,张斌.织金区块浅层煤层气J形大位移水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2016,44(2):46-50.
LI Hongwei, ZHANG Bin. Drilling techniques in J-shaped extended reach horizontal wells in shallow coalbed methane reservoirs in Zhijin Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 46-50.
- [22] 朱庆忠,杨延辉,王玉婷,等.高阶煤层气高效开发工程技术优选模式及其应用[J].天然气工业,2017,37(10):27-33.
ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, WANG Yuting, et al. Optimal geological-engineering models for highly efficient CBM gas development and their application[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(10): 27-33.
- [23] 刘新福,吴建军,蔡耀光,等.煤层气井气体对有杆泵排采的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2011,35(4):144-149.
LIU Xinfu, WU Jianjun, QI Yaoguang, et al. Effect of gas on sucker rod pump for coalbed methane well[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(4): 144-149.

(编辑 常燕)