

生物产气对煤层气可采性指标的影响

郭红玉^{1,2} 符超勇¹ 拜 阳¹ 马俊强³ 苏现波^{1,2}

1. 河南理工大学能源科学与工程学院 2. 中原经济区煤层(页岩)气河南省协同创新中心

3. 贵州省煤层气页岩气工程技术研究中心

摘 要 煤层气开发受多种因素的影响,为了研究生物甲烷代谢对煤层气开采指标的影响,选择不同煤阶的煤样进行了生物代谢模拟实验。通过生物产气数据、代谢前后煤样等温吸附和孔隙结构等参数测试,计算煤层气的采收率、含气饱和度、临储比等开采性指标并分析其变化规律。结果表明:①煤层生物产气能提高煤层气资源量,但随着煤变质程度的增加,生物产气量逐渐下降,同时煤的亲甲烷能力也降低;②生物产气对煤储层孔隙结构有明显的改善,其大孔数量和总孔容两个指标显著增加,从而提高了煤储层的孔渗性;③生物产气后煤储层的临界解吸压力、含气饱和度与采收率等开采指标也都有不同程度的提高,河南义马千秋矿和山西柳林沙曲矿煤样的含气饱和度提高的幅度较大,山西西山官地矿煤样的变化幅度次之,但总体的变化趋势具有一致性。结论认为,煤层生物产气不但能增加煤层气资源量,而且还有助于提高煤层的可采性。该研究成果可以为我国煤层气生物工程现场实施提供参考。

关键词 煤层气 生物产气 可采性指标 资源条件 等温吸附 孔隙结构 采收率 含气饱和度 临储比

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.02.006

Influence of biogenic gas production on coalbed methane recoverability parameters

Guo Hongyu^{1,2}, Fu Chaoyong¹, Bai Yang¹, Ma Junqiang³ & Su Xianbo^{1,2}

(1. School of Energy Science and Engineering, Henan Polytechnic University, Jiaozuo, Henan 454000, China; 2. Henan Collaborative Innovation Center of Coalbed Methane and Shale Gas for Central Plains Economic Region, Jiaozuo, Henan 454000, China; 3. Guizhou Engineering Technology Research Center of Coalbed Methane and Shale Gas, Guiyang, Guizhou 550000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 2, pp.46-51, 2/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In investigating the effect of biogenic gas production on the recovery of coalbed methane (CBM), coal samples spanning different ranks were applied in the microbial-functioned simulation experiments for biogenic methane production. Based on the biogenic methane yield, testing of pore structures, and the isothermal adsorption data of coals used before and after the simulation experiments, several key parameters related to the recovery of CBM, including recovery rate, gas saturation and critical/original reservoir pressure ratio, etc., were calculated and the corresponding variations were further analyzed. The results show that one of the significant functions of microbial communities on coal is possibly to weaken its affinity for methane gas, especially with the advance of coal ranks; and that by enhancing the pore system of coal, which can be evidenced by the increase of porosity and permeability, the samples collected from Qianqiu (Yima in Henan) and Shaqu (Liulin in Shanxi) coal mines all see a notable increase in the critical desorption pressure, gas saturation and recovery rate, as compared to the moderate changes of that of Guandi (Xishan in Shanxi) coal sample. It is concluded that the significance of enhanced biogenic gas is not only in the increase of CBM resources and the improvement of CBM recoverability, but in serving as an engineering reference for domestic coalbed biogenic gas production.

Keywords: Coalbed methane; Biogenic gas production; Recoverability parameters; Resource condition; Isothermal adsorption; Pore structure; Recovery ratio; Gas saturation; Critical desorption pressure/Reservoir pressure

基金项目: 国家自然科学基金项目(编号: 41472129、41472127、41502158)、2014 年度山西省煤基重点科技攻关项目(编号: MQ2014-01)、山西省煤层气联合研究基金资助项目(编号: 2013012004)、河南省科技攻关项目(编号: 132102210253)。

作者简介: 郭红玉, 1978 年生, 副教授, 博士; 主要从事煤层气地质与开发方面的研究工作。地址: (454000) 河南省焦作市世纪大道 2001 号。ORCID: 0000-0002-2259-110X。E-mail: ghy1026@126.com

通信作者: 苏现波, 1963 年生, 教授, 硕士; 主要从事煤层气地质与开发方面的研究工作。E-mail: 1054608403@qq.com

微生物在适宜的条件利用煤作为原料可以生成甲烷等气体早已成为行业共识，即只要温度、压力、pH 值、Eh 值、矿化度和营养物质满足微生物的生长要求^[1-6]，就可以把煤转化为以甲烷为主的气体，尤以美国粉河盆地最为典型。澳大利亚 Sydney 和 Bowen 盆地^[7]、波兰 Upper Silesian 与 Lublin 盆地^[8]、新西兰 Huntly、Ohai、Greymouth 等煤层^[9]，中国新疆沙尔湖、山西李雅庄、安徽淮南、云南恩洪、云南昭通等也相继发现了煤层生物甲烷的存在^[10-11]。近年来，众多学者提出了煤层甲烷微生物强化开采（Microbially Enhanced Coalbed Methane）技术，即向煤层中注入产甲烷菌群及营养物质，增加煤层中甲烷的生成量兼具改善煤储层孔渗性，更有利于煤层气开采^[12-15]。澳大利亚 Apex 公司在联合国能源署的资助下，已在 Sydney 盆地尝试人为注入微生物进行煤层气开发先导性试验^[16-17]。我国煤层气生物工程技术还主要停留在室内研究阶段，主要侧重于煤阶、显微组分、营养物质及微量元素等客观因素对产气的制约研究^[18-20]。因此探讨生物产气对煤储层开采指标的影响，对缩小与国外煤层气生物工程研究的差距、指导现场实践均有重要的意义。

笔者选择中低煤阶煤样进行生物产气模拟实验，记录煤层生物产气量和产气组分，然后分别测试原煤和生物甲烷代谢煤样的等温吸附和孔隙结构变化特征，探讨生物产气对煤储层的临界解吸压力、含气饱和度与采收率等影响开采指标的变化规律。

1 样品与实验方法

1.1 实验材料

1.1.1 矿井水采集

在煤矿井下采集煤层渗出的矿井水为菌种源（经 16S rDNA 检测，主体菌类为假单胞菌杆菌），为尽量保证厌氧条件，采集后迅速密封，送回实验室后置于 4 ℃ 环境保存，以保证水中产甲烷菌群的活性。

1.1.2 菌种培养

每升矿井水中加入 NH₄Cl 1.0 g、MgCl₂·6H₂O 0.1 g，K₂HPO₄·3H₂O 0.4 g，KH₂PO₄ 0.2 g，胰化酪蛋白 0.1 g，酵母膏 1.0 g，乙酸钠 2.0 g，甲酸钠 2.0 g，L-盐酸半胱氨酸 0.5 g，Na₂S·9H₂O 0.2 g，NaHCO₃ 2.0 g，刃天青（0.1%）1 mL，微量元素液 10 mL，复合维生素溶液 10 mL，并通过 1 mol/L 的稀盐酸和 0.5 mol/L 的氢氧化钠调节 pH 值至 7。富集 3000 mL 矿井水，用封口膜密封，放置在 35 ℃ 电热培养箱中培养 4 d。

1.1.3 煤样制备

分别在河南义马千秋矿、山西柳林沙曲矿和西山官地矿井下采集新鲜煤样，送实验室密封，并取样进行工业分析与镜质组反射率测试（表 1）。破碎煤样，用标准筛选取粒度为 60 ~ 80 目的原煤 100 g，分别进行编号：千秋矿原煤（Q-1）、沙曲矿原煤（S-1）和官地矿原煤（G-1）。

表 1 煤样基础数据表

取样位置	埋深 /m	煤层含气量 /(m ³ ·t ⁻¹)	储层压力 /MPa	工业分析			R _{o,max}
				M _{ad}	A _{ad}	V _{daf}	
千秋矿 2-3 号煤	798.5	5.52	1.48	0.98%	10.31%	40.01%	0.56%(长焰煤)
沙曲矿 4 号煤	650.0	11.8	2.93	0.42%	7.35%	23.53%	1.51%(焦煤)
官地矿 2 号煤	540.5	7.12	2.05	0.89%	8.76%	16.23%	1.96%(瘦煤)

1.1.4 样品处理

取 1 000 mL 锥形瓶 3 个，分别加入 1 000 mL 富集矿井水和 100 g 原煤，盖上橡皮塞，在瓶口涂抹凡士林并用封口膜密封，把装置放入 35 ℃ 恒温箱中持续产气 60 d。用蒸馏水清洗煤样并烘干，然后过筛备用，对反应后煤样分别进行编号：千秋矿生物产气残煤（Q-2）、沙曲矿生物产气残煤（S-2）和官地矿生物产气残煤（G-2）。

1.2 实验方法

1.2.1 微生物产气实验

模拟微生物产气实验在无氧环境中进行，以保证厌氧菌群的生物活性（图 1）。

气体组分测定采用 SP-2100A 型气相色谱仪，含热导池和氢火焰两个检测器，并设有 5A 柱和硅胶柱两个色谱柱，可用于 H₂、O₂、N₂、CH₄、CO₂ 等气体成分的鉴定及浓度检测。

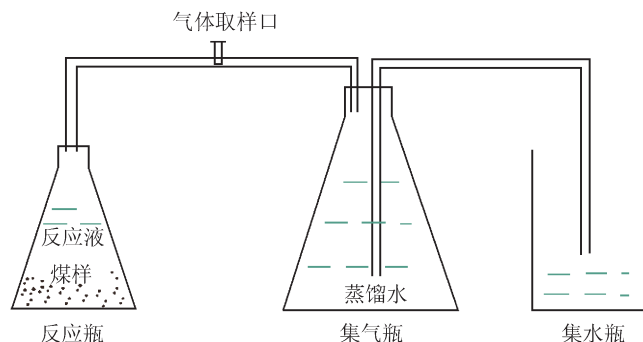


图1 微生物产气实验装置图

通过量筒测量集水瓶中的水量计算生物甲烷产气量，从气体取样口采集气体，利用 SP-2100A 型气相色谱仪对气体组分及浓度进行测定。

根据本文参考文献[19]，随着营养供给的枯竭最终产气量也趋于衰竭，本次生物甲烷代谢模拟实验也按照 60 d，结束时测量气体产气量及其产出气体组分（表 2）。

表2 反应样品气体生成量及浓度表

样品编号	产气量 /mL	气体组分	
		CH ₄	CO ₂ (含微量 N ₂)
Q-1	171	69.44%	30.56%
S-1	152	64.08%	35.92%
G-1	82	61.94%	38.06%

1.2.2 等温吸附实验

为查明生物产气前后煤的亲甲烷能力变化特征，分别取千秋矿、沙曲矿、官地矿原煤样和经过微生物甲烷代谢煤样在 25 ℃ 下通过 IS-300 型等温吸附仪进行测试，实验严格执行《煤的高压等温吸附试验方法》（GB/T 19560—2008）标准。等温吸附实验结果如表 3 所示，等温吸附曲线拟合如图 2 所示。

表3 等温吸附实验结果表

取样位置	样品编号	处理方式	V_L /(m ³ · t ⁻¹)	p_L /MPa
义马千秋矿	Q-1	原煤	14.20	1.59
2-3 号煤层	Q-2	生物产气残煤	10.29	1.72
柳林沙曲矿	S-1	原煤	23.62	1.92
4 号煤层	S-2	生物产气残煤	21.72	2.11
西山官地矿	G-1	原煤	33.86	1.77
2 号煤层	G-2	生物产气残煤	28.80	1.35

1.2.3 压汞实验

由于生物产气最适宜煤种是低阶煤，因此选择千秋煤矿长焰煤进行相应的孔隙结构测试。为避免水分对测试结果的影响，在实验前对煤样进行了干燥处理，采用 Autopore IV 9505 全自动压汞仪对原始煤样（Q-1）和生物产气残煤（Q-2）分别进行测试（图 3）。

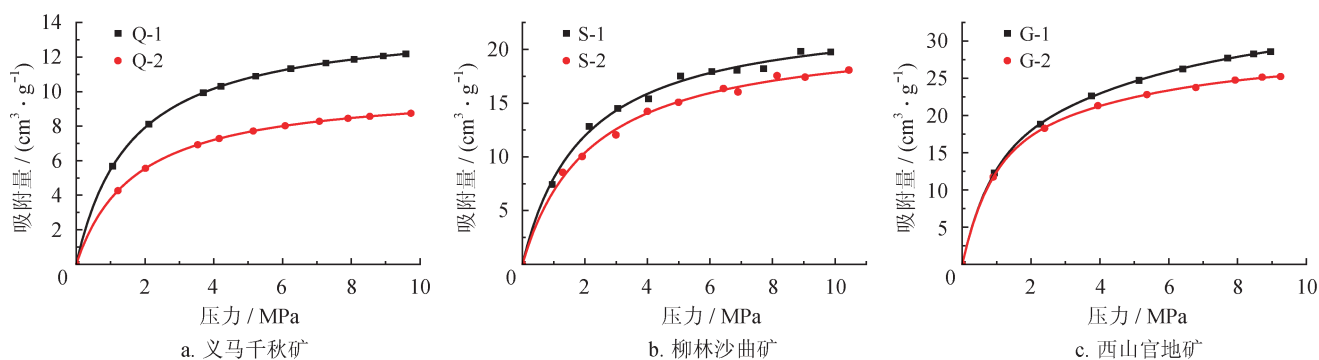


图2 生物产气残煤与原煤的等温吸附变化图

2 实验结果分析与讨论

2.1 生物产气的资源效应

由表 2 可以看出从长焰煤变、焦煤到瘦煤，随着变质程度的增加产气量逐渐下降。千秋长焰煤、沙曲焦煤和官地瘦煤产气量合计分别 1.71 mL/g、1.52 mL/g、0.82 mL/g，相应的甲烷浓度为 69.44%，

64.08%、61.94%。注 CO₂ 提高油气的采收率（EOR）已被广泛应用^[21]，本实验生物产气组分主要是甲烷和二氧化碳，由于 CO₂ 置换甲烷就等同于注入 CO₂ 来提高煤层气采收率（CO₂—ECBM）^[22-25]，因此 CO₂ 与甲烷同样具有资源效应。本次实验周期选择 60 d，随着营养供给的枯竭最终产气量也趋于衰竭。煤层原位生物产气具有长期性，随着地下水持续不

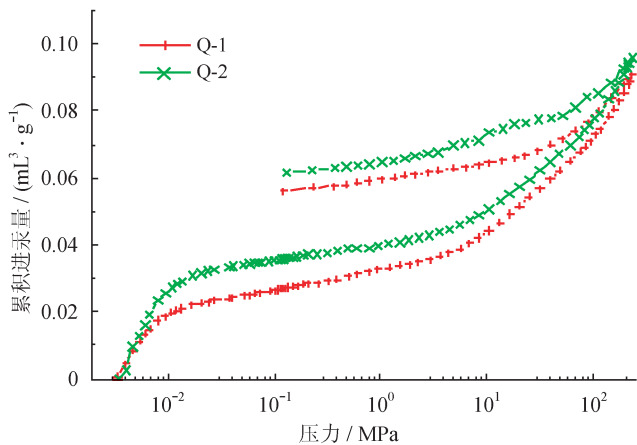


图 3 千秋矿煤样进汞—退汞曲线图

断的输送营养物质，生物产气过程就不会停止，比如美国粉河盆地边开采边生成补充的模式已为煤层气行业普遍关注，已采出的煤层气远高于勘探阶段的资源总量，资源贡献效应更加显著。

2.2 煤储层渗透性变化规律

由图 3 进退汞曲线，按大孔（超过 1 000 nm）、中孔（100 ~ 1 000 nm）、小孔（10 ~ 100 nm）和微孔（小于 10 nm）标准划分孔隙结构。千秋矿煤样在生物产气前后孔隙结构对比如图 4 所示，生物甲烷代谢后千秋矿煤样的总孔容由 0.090 6 mL/g 增加到 0.095 7 mL/g，大孔孔容比也增加了 5.37%。生物产气后煤样在大孔和总孔容两个指标上显著增加，表明

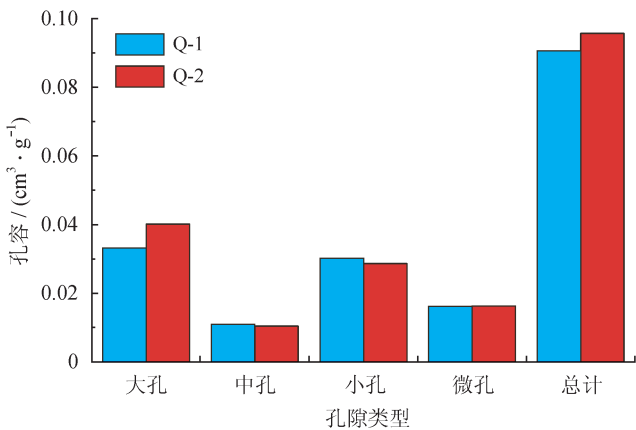


图 4 千秋矿煤样生物产气前后孔隙结构变化图

生物甲烷代谢在一定程度上提高了煤储层的孔渗性，更有利于煤层气的运移产出。

2.3 煤层气开采指标的变化特征

依据表 1 中的煤层原始含气量和储层压力。按照表 2 测试结果，义马、沙曲和官地生物产气后的煤层含气量在原煤基础上分别增加 1.71 m³/t、1.52 m³/t、0.82 m³/t，即达到 7.23 m³/t、13.32 m³/t、7.94 m³/t。原煤和生物产气后煤样的兰氏体积和兰式压力按照表 3 测试结果。根据美国煤层气开采经验，煤层气井的废弃压力取 0.7 MPa。分别计算原始煤样（Q-1、S-1、G-1）和生物产气后煤样（Q-2、S-2、G-2）3 组对应的含气饱和度、临储比与采收率如表 4 所示。

表 4 生物产气对煤层气可采性指标的影响表

取样位置	煤样编号	采收率	含气饱和度	临界解吸压力 /MPa	临储比
义马千秋矿 2-3 号煤层	Q-1	21.37%	81%	1.01	0.68
	Q-2	58.83%	152%	4.06	2.75
柳林沙曲矿 4 号煤层	S-1	46.52%	83%	1.92	0.65
	S-2	59.38%	105%	3.35	1.14
西山官地矿 2 号煤层	G-1	−34.77%	39%	0.47	0.23
	G-2	−23.86%	46%	0.51	0.25

由表 4 可以看出，生物产气后煤储层的含气饱和度与临储比均有不同程度的增加，千秋矿和沙曲矿煤样的含气饱和度从 81% 和 83% 提高至 152% 和 105%，临储比从 0.68 和 0.65 提高至 2.75 和 1.14。煤层气采收率也有较大程度的提高，比如千秋矿采收率从 21.37% 提高至 58.83%。需要说明一点，煤阶相对高的官地矿瘦煤计算的采收率从 −34.77% 到 −23.86%，也有相应提高，但均为负值；同时含

气饱和度、临界解吸压力和临储比提高的幅度也较义马长焰煤和沙曲焦煤低得多，表明该煤层利用生物产气提高煤层气的可采性指标效果欠佳。

沁水盆地南部的潘庄、樊庄和成庄 3 个区块是我国煤层气商业化开发的成功范例^[26-28]，以部分煤层气井的排采产气和原始的煤储层参数为依据作图 5 和图 6，表明含气饱和度与临储比对日产气量有明显的正相关性。当含气饱和度大于 80% 时，产气量超

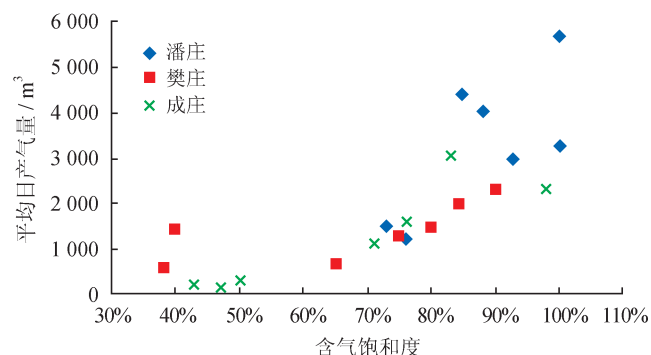


图5 含气饱和度与日产气量的关系曲线图

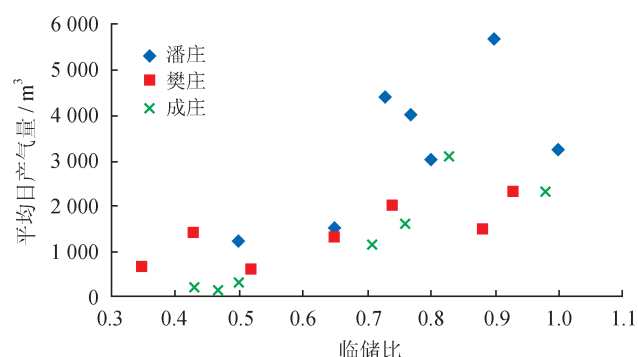


图6 临储比与日产气量的关系曲线图

过 $1\,500\text{ m}^3/\text{d}$; 小于 60% 时, 产气量低于 $1\,000\text{ m}^3/\text{d}$, 临储比也有类似的趋势。

我国低阶煤分布广, 赋存的煤层气资源十分丰富, 但由于煤层气含量较低, 普遍存在含气饱和度和临储比差的弊端, 煤层气开发不甚理想, 但同为低阶煤的美国粉河盆地、澳大利亚苏拉特盆地和加拿大阿尔伯塔盆地等早已实现了煤层气商业化开发, 且气源主要是生物成因气。从沁水盆地成功开发数据来看, 中低阶煤储层注入菌液或者激活其中的本源菌, 一旦能实现生物气的持续生成与补充, 将显著提高煤储层临储比、含气饱和度与采收率等开采指标, 对提高该类煤储层的煤层气开发潜力有重要作用。

3 结论

1) 微生物可以转换煤炭生成生物甲烷提高煤层气资源量, 对中低阶煤效果尤为明显。此外生物甲烷代谢改变煤的孔隙度, 增大煤储层渗透性, 有利于煤层气的开发。

2) 生物甲烷代谢可以有效降低煤吸附甲烷能力, 煤层气的含气饱和度、临储比与采收率等影响煤层气可采性指标均有显著提高, 中低阶煤储层效果显著, 能有效提高其煤层气的开发潜力。

参 考 文 献

- [1] Gupta P & Gupta A. Biogas production from coal via anaerobic fermentation[J]. Fuel, 2014, 118: 238-242.
- [2] 夏大平, 陈鑫, 苏现波, 吴昱. 氧化还原电位对低煤阶煤生物甲烷生成的影响 [J]. 天然气工业, 2012, 32(11): 107-110.
Xia Daping, Chen Xin, Su Xianbo & Wu Yu. Impact of oxidation-reduction potential on the generation of biogenic methane in low-rank coals[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(11): 107-110.
- [3] 王爱宽, 秦勇. 褐煤本源菌在煤层生物气生成中的微生物学特征 [J]. 中国矿业大学学报, 2011, 40(6): 888-893.
Wang Aikuan & Qin Yong. Performance of indigenous bacteria during the biogenic gas generation from brown coal[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2011, 40(6): 888-893.
- [4] 苏现波, 陈鑫, 夏大平, 司青. 煤发酵制生物氢和甲烷的模拟实验 [J]. 天然气工业, 2014, 34(5): 179-185.
Su Xianbo, Chen Xin, Xia Daping & Si Qing. An experimental study of hydrogen and methane production from fermentation of coal[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(5): 179-185.
- [5] Penner TJ, Foght JM & Budwill K. Microbial diversity of western Canadian subsurface coal beds and methanogenic coal enrichment cultures[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 82(1-2): 81-93.
- [6] Green MS, Flanagan KC & Gilcrease PC. Characterization of a methanogenic consortium enriched from a coalbed methane well in the Powder River Basin, U.S.A.[J]. International Journal of Coal Geology, 2008, 76(1-2): 34-45.
- [7] Ahmed M & Smith JW. Biogenic methane generation in the degradation of eastern Australian Permian coals[J]. Organic Geochemistry, 2001, 32(6): 809-816.
- [8] Kotarba MJ. Composition and origin of coalbed gases in the Upper Silesian and Lublin basins, Poland[J]. Organic Geochemistry, 2001, 32(1): 163-180.
- [9] Butland CI & Moore TA. Secondary biogenic coal seam gas reservoirs in New Zealand: A preliminary assessment of gas contents[J]. International Journal of Coal Geology, 2008, 76(1-2): 151-165.
- [10] 陶明信, 王万春, 解光新, 李晶莹, 王彦龙, 张小军, 等. 中国部分煤田发现的次生生物成因煤层气 [J]. 科学通报, 2005, 50(增刊 1): 14-18.
Tao Mingxin, Wang Wanchun, Xie Guangxin, Li Jingying, Wang Yanlong, Zhang Xiaojun, et al. Secondary biogenic coalbed gas in some coal fields of China[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(S1): 14-18.
- [11] 孙平, 刘洪林, 巢海燕, 王一兵. 低煤阶煤层气勘探思路 [J]. 天然气工业, 2008, 28(3): 19-22.
Sun Ping, Liu Honglin, Chao Haiyan & Wang Yibing. Exploration direction of coalbed methane in low-rank coals[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(3): 19-22.
- [12] Park SY & Liang Yanna. Biogenic methane production from coal: A review on recent research and development on microbially enhanced coalbed methane (MECBM)[J]. Fuel, 2016, 166: 258-267.
- [13] Ritter D, Vinson D, Barnhart E, Akob DM, Fields MW, Cunning-

- ham AB, et al. Enhanced microbial coalbed methane generation: A review of research, commercial activity, and remaining challenges[J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 146: 28-41.
- [14] 夏大平, 郭红玉, 马俊强, 司青, 苏现波. 生物甲烷代谢对煤孔隙结构的影响[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7): 1097-1102. Xia Daping, Guo Hongyu, Ma Junqiang, Si Qing & Su Xianbo. Impact of biogenic methane metabolism on pore structure of coals[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(7): 1097-1102.
- [15] Guo Hongyu, Ma Junqiang, Zhang Shuangbin & Su Xianbo. Experimental research on microbial increasing permeability of coal reservoir and its significance[J]. Journal of Pure and Applied Microbiology, 2013, 7(1): 335-340.
- [16] Scott AR. Improving coal gas recovery with microbially enhanced coalbed methane[M]//Mastalerz M, Glikson M & Golding SD. Coalbed methane: Scientific, environmental and economic evaluation. New York: Springer, 1999: 89-110.
- [17] Faiz MM, Stalker L, Sherwood N, Saghafi A, Wold MB, Barclay SA, et al. Bio-enhancement of coal bed methane resources in the southern Sydney Basin[J]. APPEA Journal, 2003, 43(1): 595-610.
- [18] Xiao Dong, Peng Suping, Wang Baoyu & Yan Xiaoxin. Anthracite bio-degradation by methanogenic consortia in Qinshui Basin[J]. International Journal of Coal Geology, 2013, 116-117: 46-52.
- [19] 宋金星, 郭红玉, 陈山来, 夏大平, 王三帅, 苏现波. 煤中显微组分对生物甲烷代谢的控制效应[J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 25-30. Song Jinxing, Guo Hongyu, Chen Shanlai, Xia Daping, Wang Sanshuai & Su Xianbo. Control effects of coal maceral composition on the metabolism of biogenic methane[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(5): 25-30.
- [20] Jones EJP, Voytek MA, Corum MD & Orem WH. Stimulation of methane generation from nonproductive coal by addition of nutrients or a microbial consortium[J]. Applied and Environmental Microbiology, 2010, 76(21): 7013-7022.
- [21] 张艳玉, 李延杰, 孙晓飞, 白需正, 苏玉亮. 注 CO₂ 混相驱候选油藏筛选评价新方法[J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2015, 37(4): 141-146. Zhang Yanyu, Li Yanjie, Sun Xiaofei, Bai Xuzheng & Su Yuliang. A new screening evaluation method for candidate reservoirs by CO₂ injection miscible flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015, 37(4): 141-146.
- [22] An H, Wei XR, Wang GX, Massarotto P, Wang FY, Rudolph V, et al. Modeling anisotropic permeability of coal and its effects on CO₂ sequestration and enhanced coalbed methane recovery[J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 152: 15-24.
- [23] 叶建平, 冯三利, 范志强, 王国强, Gunter WD, Wong S, 等. 沁水盆地南部注二氧化碳提高煤层气采收率微型先导性试验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 77-80. Ye Jianping, Feng Sanli, Fan Zhiqiang, Wang Guoqiang, Gunter WD, Wong S, et al. Micro-pilot test for enhanced coalbed methane recovery by injecting carbon dioxide in south part of Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 77-80.
- [24] 白生宝, 王凤琴, 杜厚余, 王娟, 任攀虹. 煤储层条件对煤层气产能的影响分析——以鄂尔多斯盆地东南某区块为例[J]. 天然气勘探与开发, 2015, 38(2): 47-50. Bai Shengbao, Wang Fengqin, Du Houyu, Wang Juan & Ren Panhong. Impact of coal-reservoir conditions on CBM productivity: An example from one block in southeastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2015, 38(2): 47-50.
- [25] 朱庆忠, 左银卿, 杨延辉. 如何破解我国煤层气开发的技术难题——以沁水盆地南部煤层气藏为例[J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 106-109. Zhu Qingzhong, Zuo Yinqing & Yang Yanhui. How to solve the technical problems in CBM development: A case study of a CMB gas reservoir in the southern Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 106-109.
- (修改回稿日期 2016-11-14 编辑 韩晓渝)

中国石油西南油气田公司首次精细控压固井成功实施

2017 年 2 月 4 日, 龙岗 70 井 Ø114.3 mm 尾管固井安全顺利完成, 标志着中国石油西南油气田公司 (以下简称西南油气田) 首次采用精细控压固井技术获得了成功。

龙岗 70 井是西南油气田部署在四川盆地川北低平构造带剑阁构造的一口预探井, 钻探目的是进一步了解双鱼石地区下二叠统储层发育及含流体情况。2017 年 1 月 5 日, 该井钻进至井深 7 793 m 顺利完钻, 刷新了中石油川渝地区超深井最深纪录。该井属超深、高温、含硫气井, 同一裸眼井段存在多层区域性储层、高低压互存, 且小井眼井段长、环空间隙小、套管下入深、钻井液安全密度窗口窄, 极易出现上喷下漏、上漏下喷、漏涌交替发生等施工风险。

为确保顺利完成龙岗 70 井固井施工作业, 西南油气田组织相关单位对固井方案进行了充分论证, 跟踪固井施工进度, 优化施工参数、水泥浆性能、工艺流程、技术措施, 采用精细控压固井工艺, 优质安全高效地完成了固井施工作业。

龙岗 70 井精细控压固井的成功实施, 为四川盆地固井提供了一种新的方案选择, 为窄密度窗口井段安全固井施工积累了经验, 更为类似超深、高温、含硫气井固井施工指明了方向。

(天工 摘编自中国石油新闻中心)