文章编号：0253-2697(2018)11-1272-07 DOI:10.7623/syxb201811007

低阶煤生物采气可行性
——以二连盆地吉尔嘎朗图凹陷为例

孙 斌[1] 李金珊[2,3] 承 磊[4] 杨 青[1] 田文广[1] 黎 霞[4] 陈 浩[1] 祁 灵[1]

(1. 中国石油勘探开发研究院非常规研究所 河北廊坊 065000； 2. 北京科技大学土木与资源工程学院 北京 100089；
3. 中国中钢集团有限公司 北京 100089； 4. 农村农业部沼气科学研究所 四川成都 610041)

摘要：生物采气技术在美国粉河盆地试验成功，使枯竭的低阶煤层气田重新高产，证实生物采气是高效开发低阶煤层气的有效途径之一。为了有效地开发中国低阶煤层气，在二连盆地吉尔嘎朗图凹陷的煤层开展了检测菌群类型、了解生气途径和生物产气潜力模拟实验。实验结果表明，吉尔嘎朗图凹陷的煤样和煤层水中均含有大量的产甲烷菌，乙酸裂解和 CO_2 还原共同参与煤层甲烷的生成，在原位条件下所有煤样均具有产甲烷潜力，Ⅳ煤组在 5 个月内煤样产生甲烷为 11±1.4 μmol/g(相当于 0.25～0.28 m^3/t)，在添加外源菌种的实验中，Ⅲ煤组样品产气量为 18.40 μmol/g(相当于 0.41 m^3/t)。研究认为，二连盆地吉尔嘎朗图凹陷具备生物采气的条件，尤其是含气量低的Ⅲ煤组，Ⅳ煤组可在采用常规方法采气枯竭后，再利用生物采气技术作为重新提高单井产量和采收率的有效手段。二连盆地被优选出 6 个与吉尔嘎朗图煤层气地质条件相似的有利凹陷，资源量为 4 180×10^{12} m^3。

关键词：低阶煤层气；生物气；产甲烷菌；二连盆地；吉尔嘎郎图凹陷；生物采气

中图分类号：TE132 **文献标识码**：A

The feasibility of biological gas recovery in low-rank coal: a case study of Jiergalangtu depression in Erlian Basin

Sun Bin[1] Li Jinshan[2,3] Cheng Lei[4] Yang Qing[1] Tian Wenguang[1] Li Xia[4] Chen Hao[1] Qi Ling[1]

(1. *Unconventional Resources Research Department, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Hebei Langfang* 065000, *China*; 2. *School of Civil and Resource Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing* 100089, *China*; 3. *Sinosteel Group Corporation Limited, Beijing* 100089, *China*; 4. *Biogas Institute of Ministry of Agriculture and Rural Affairs, Sichuan Chengdu* 610041, *China*)

Abstract: The biological gas recovery technology has been applied successfully in the Powder River Basin of U. S., so that the depleted low-rank-coal gas field can re-achieve high yield, thus proving that biological gas recovery is one of effective approaches for the high efficiency development of coalbed methane (CBM). In order to effectively develop the low-rank CBM in China, a simulation experiment was conducted to test the flora types and make clear the gas production means and biological gas recovery potential in the coal seams of Jiergalangtu depression, Erlian Basin. The results indicate that a massive amount of methanogen exists in the coal samples and coalbed water of Jiergalangtu Depression, and acetic acid dissociation and CO_2 reduction both lead to the production of CBM. All coal samples have methane production potential capacity under the in-situ condition, and the Ⅳ coal seam group produced 11±1.4 μmol/g of methane (equivalent to 0.25-0.28 m^3/t) of coal sample in five months. In the experiment with exogenous bacteria, the Ⅲ coal seam group produced 18.40 μmol/g of methane (equivalent to 0.41 m^3/t) of coal sample. The studies reveal that the Jiergalangtu depression of Erlian Basin can provide the conditions for biological gas recovery, especially for the Ⅲ coal seam group with low gas content. For the Ⅳ coal seam, after gas is depleted using conventional methods, biological gas recovery technology is used as an effective means to improve the single-well production and recovery. At present, six favorable depressions with the geological conditions of coalbed methane similar to Erlian Basin are selected in this study, and the total amount of resources is 4 180×10^{12} m^3.

Key words: low-rank coalbed methane; biogenetic gas; methanogen; Erlian Basin; Jiergalangtu depression; biological gas recovery

---

基金项目：国家科技重大专项(2016ZX05041-004)和中国石油天然气股份有限公司科技重大专项(2017E-14)资助。

第一作者：孙 斌，男，1969 年 5 月生，1991 年获东北工学院秦皇岛分院地质矿产勘查专业学士学位，2009 年获中国矿业大学(北京)矿产普查与勘探专业博士学位，现为中国石油勘探开发研究院高级工程师，主要从事煤层气地质选区评价和勘探部署工作。Email: s-bin@petrochina.com.cn

通信作者：李金珊，男，1972 年 8 月生，1996 年获山东大学经济管理专业学士学位，2014 年获北京科技大学矿业工程专业博士学位，现为中国中钢集团有限公司高级工程师，主要从事非常规天然气以及非洲能源经济领域的研究。Email: lijinshan2009@126.com

引用：孙斌，李金珊，承磊，杨青，田文广，黎霞，陈浩，祁灵. 低阶煤生物采气可行性—以二连盆地吉尔嘎朗图凹陷为例[J]. 石油学报，2018，39(11)：1272-1278，1291.

Cite：SUN Bin，LI Jinshan，CHENG Lei，YANG Qing，TIAN Wenguang，LI Xia，CHEN Hao，QI Ling. The feasibility of biological gas recovery in low-rank coal：a case study of Jiergalangtu depression in Erlian Basin[J]. Acta Petrolei Sinica，2018，39(11)：1272-1278，1291.

美国的粉河盆地、加拿大的阿尔伯达盆地、澳大利亚的苏拉特盆地等在低阶煤（R_o＜0.65%）[1-2]开发煤层气取得成功，中国煤层气开发集中在高阶煤（R_o＞1.9%）和中阶煤（0.65%≤R_o≤1.9%），如沁水南部的樊庄—郑庄高阶煤层气田，煤层为 R_o＞2.5%的无烟煤Ⅲ号[3-6]，鄂尔多斯盆地东缘的保德中阶煤层气田，煤层 R_o 为 0.65%～0.90%，以气煤、肥煤为主[7-8]。中国低阶煤层气一直未获得规模突破的原因主要包括：①对中国低阶煤储层物性和低阶煤层气富集成藏理论认识不足；②沿用中、高阶煤层气的开发技术或照搬国外低阶煤层气的开发技术不适用。相比其他国家，中国低阶煤储层渗透率相对较低，传统的开发技术效果不理想，需要探索新的开发模式。

1　低阶煤层生物采气的理论与实践

低阶煤层气以生物成因气为主[9-12]，但是由于低阶煤储层物性好，后期构造运动使原生生物气难以保存，因此后期气源的补充对低阶煤层气富集成藏十分重要，例如美国粉河盆地、加拿大阿尔伯达盆地和澳大利亚的悉尼盆地中几个著名的大型低阶煤层气田，均是由于有后期次生生物气的补给，才富集成藏高产。

低阶煤层作为生物气源，在经历漫长的地质历史时期后要再次生气，一个重要的条件就是要求煤层浅埋，并再度适合于产甲烷菌（厌氧细菌）活动，而产甲烷菌只有在较淡的水环境，才能有利于生物气的生成和聚集。模拟实验揭示生物气形成的有利水文地质条件包含中低温（4～55℃）、中低矿化度（矿化度＜15 000 mg/L）、弱径流条件、低盐度、低硫酸盐、pH 值为 7～8[13-15]。

产甲烷菌生成甲烷主要有 2 种方式[16-20]：

（1）CO_2 还原：$CO_2 + 8H^+ + 8e^- \rightarrow CH_4 + 2H_2O$

（2）乙酸发酵：$CH_3COOH \rightarrow CH_4 + CO_2$

根据次生生物气生成机理，美国 Ciris 能源公司专家建议在条件适合的煤层中，通过人工向煤层中注入产甲烷菌或培养煤层中原生的产甲烷菌，使煤层再次生气，提高煤层气井的产量。美国 Ciris 能源公司在粉河盆地羚羊谷区块通过 4 口井向煤层中注入产甲烷菌培养液，3 个月后，周围 13 口废弃的煤层气井重新产气。为了对地下煤层进行循环输送营养液，刺激原生微生物生长，Ciris 能源公司首先对煤和地层水做抽样分析，基于对煤和微生物的分析结果，制定营养液配方。然后，将营养液加入至循环水中，通过一个或多个注入井将处理过的水注入煤层，处理过的水将会刺激煤层中现存细菌的生长，微生物对煤炭进行分解，产生甲烷。生产用过的水经再处理以达到营养液最佳浓度，然后重新注入煤层，使工艺持续运行。

2010 年现场测试，注入营养液 4 个月后，煤层气井甲烷产量迅速上升，相比注入前，产量提高了 2～5 倍（图 1）。这表明，煤层水和营养液的循环是成功的，产生中间转换产品有助于煤炭迅速分解转化。

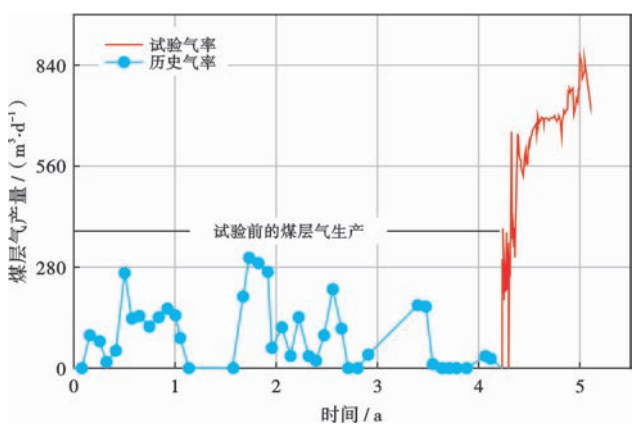


图 1　Ciris 能源公司在美国粉河盆地羚羊谷项目中的煤层气产量

Fig. 1　Coalbed methane (CBM) production of Ciris Energy in Antelope Valley Project of Powder River Basin

由于低阶煤层尤其是褐煤，渗透性好，能使煤层水和营养液有效循环。因此，生物采气技术在煤层厚度大、连续分布的低阶煤层中较适用。为了研究这项技术在中国低阶煤层中是否可行，在二连盆地吉尔嘎朗图凹陷开展了生物产气模拟试验。

2　生物产气模拟实验

2.1　实验方案

方案要求首先对吉尔嘎郎图凹陷的煤样和煤层水样进行本源微生物检测，然后开展煤降解实验和煤层水底物实验。目的是了解参与煤岩生物气化过程的微生物类群和产甲烷代谢途径[21-23]，分析煤岩生物产甲烷潜力，为“低阶煤层生物采气技术”提供理论和方法支撑。

2.2　样品信息

实验所用样品采自二连盆地吉尔嘎郎图凹陷中的一口煤层气试验井（吉煤 2 井）白垩系巴彦花群赛汉塔拉组（K_1bs）的Ⅲ煤组岩心（样品编号为 JM3）、Ⅳ-2 煤

组岩心(样品编号为 JM4)和Ⅴ煤组岩心(样品编号为 JM5)(表 1)以及Ⅳ-2 煤组排采出的煤层水。

从表 1 可以看出,样品均为 R_o<0.5%的褐煤,含气量低,仅为 1.54～2.92 m^3/t,镜质组含量为 72.1%～83.2%,挥发分含量为 29.25%～34.08%,灰分含量为 7.25%～21.44%。

表 1 二连盆地吉煤 2 井煤样信息

Table 1 Coal sample information of Well Jimei 2 in Erlian Basin

样品编号	煤组	煤组深度/m	平均含气量/($m^3 \cdot t^{-1}$)	R_o/%	显微组分/%				工业分析/%		
					镜质组	惰质组	壳质组	矿物	M_{ad}	A_{ad}	V_{ad}
JM3	Ⅲ	271.6～367.3	1.54	0.37	83.20	6.30	7.45	3.05	16.07	21.44	29.25
JM4	Ⅳ-2	441.8～504.6	2.64	0.39	72.10	5.30	19.10	3.50	18.11	7.25	34.08
JM5	Ⅴ	590.8～729.9	2.92	0.41	75.30	4.25	17.24	2.80	14.10	19.94	30.30

2.3 微生物检测

首先检测原煤本身中的微生物群,然后进行产甲烷菌富集培养,即配制无机盐培养基,无机盐培养基灭菌后加入 10 g 原煤产甲烷,在常温状态下,测量产气效果,产气趋于平稳后再对其中产甲烷菌 DNA 进行高通量测序、识别菌群落,与培养前原煤中的菌群落对比。

微生物检测方法是提取煤炭中微生物 DNA,利用高通量测序方法分析参与煤岩生物气化过程的微生物类群,具体步骤详见文献[24-25]。

按照表 2 的无机盐培养基配方称取试剂,将培养基置于电炉上煮沸至 100℃,待稍冷后加入还原剂 Cysteine-HCl(0.5 g/L),用 5 mol/L KOH 溶液调整 pH 至 6.0,加入指示剂刃天青;在通入 N_2 情况下再次煮沸至无色,分装培养基至充 N_2 的培养瓶中,在 121℃,经过 30 min 灭菌,灭菌后在培养瓶中分别加入 $Na_2S \cdot 9H_2O$ 溶液、Vitamin B1、Vitamin B12 和 Vitamin 284 溶液。

煤样 JM 3 中的优势细菌是 *β-proteobacteria* 和 *γ-proteobacteria*,JM 4 和 JM 5 菌群结构相似,主要菌群包括 *α-proteobacteria*、*β-proteobacteria*、*γ-proteobacteria*、*Bacteroidia*、*Bacilli* 和 *Clostridia*。经过产甲烷富集培养后,所有培养物菌群结构趋于一致,均以 *γ-proteobacteria* 和 *Clostridia* 为优势菌群(丰度分别大于 27%和 20%)。但在属水平上,各培养物的优势菌群存在差异(图 2),培养物 3 中优势菌群是 *Citrobacter*、*unclassfied Bacteria*、*unclassfied Clostridiacea* 和 *unclassfied Clostridiales*;培养物 4 中优势菌群是 *Citrobacter*、*Proteiniclasticum* 和 *unclassfied Bacteria*;培养物 5 中优势菌群是 *Escherichia/Shigella*、*unclassfied Clostridiaceae* 和 *unclassfied Clostridiales*。

表 2 无机盐培养基组分

Table 2 Inorganic salt medium component

组分	称取量
NaCl	0.5 g
$MgCl_2 \cdot 6H_20$	0.5 g
$CaCl_2 \cdot 2H_20$	0.1 g
NH_4Cl	0.3 g
KCl	0.5 g
KH_2PO_4	0.2 g
微量元素溶液	2 mL
Cysteine-HCl	0.5 g
刃天青(0.1%)	1 mL
蒸馏水	1 L

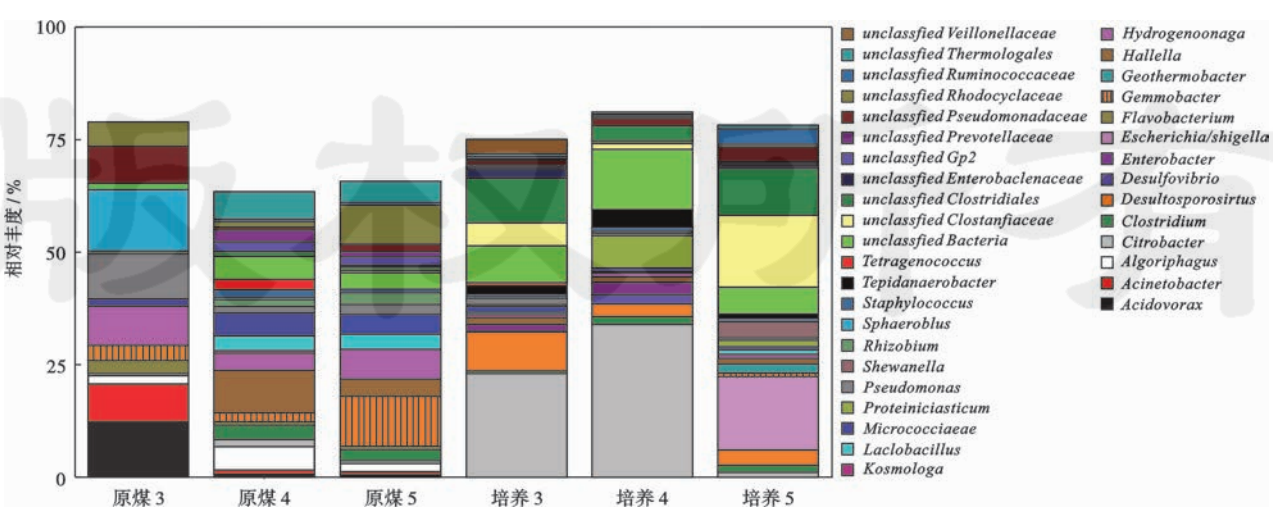


图 2 原煤和培养物细菌菌群结构变化

Fig. 2 Changes in bacterial structure of raw coal and substrates

JM3 样品中优势古菌类群是 *Methanosaeta* 和 *Nitrososphaera*,随着埋深的增加,*Methanosarcina* 和 *Methanobacterium* 成为 JM4 和 JM5 样品中的优势古菌(图 3)。经过产甲烷富集培养后,乙酸营养型产甲烷古菌 *Methanosaeta* 在各培养物中的丰度显著增加(丰度为 93.8%～97.2%),这表明乙酸裂解途径可能是甲烷产生的主要代谢途径。

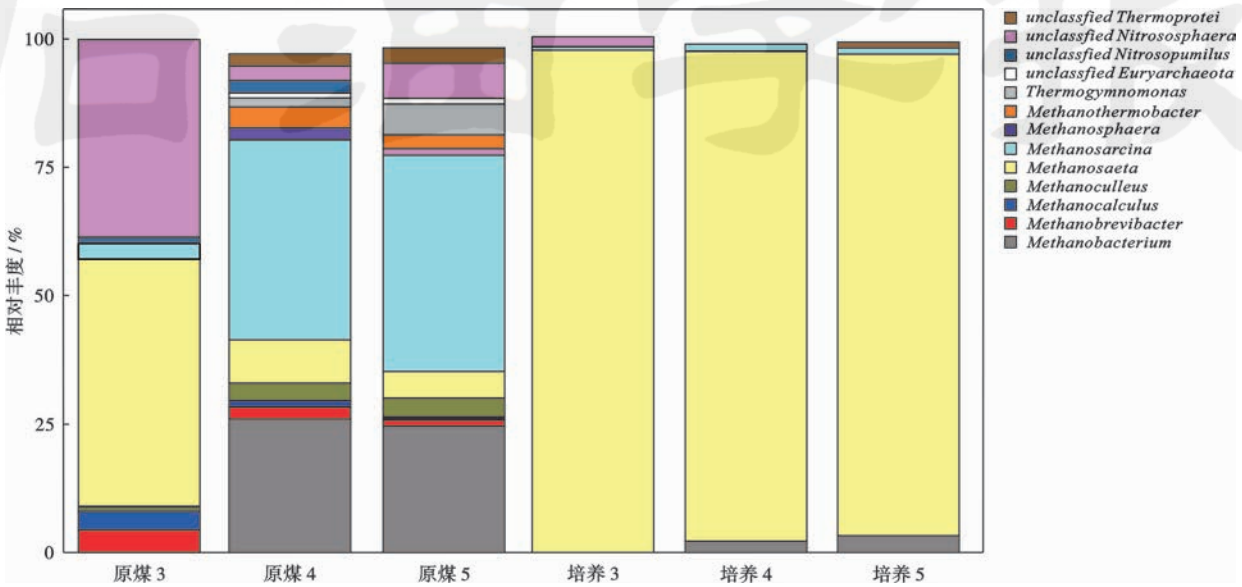


图 3　煤样和培养物古菌菌群结构变化

Fig. 3　Archaebacteria structure changes of coal sample and substrates

表 3　煤降解实验组设置

Table 3　Setting of coal degradation experimental group

实验类别	煤炭接种源/g	培养基/mL	外源接种物/mL
原位生物模拟组	10	40	
对照组 1(高温灭菌)	10	40	
生物强化组	10	40	10
对照组 2(只加外源接种物)		40	10

表 4　煤层水底物实验设计

Table 4　Experimental design of coalbed water substrates

实验类别	煤层水/mL	碳源
实验组	10	H_2/CO_2
	10	乙酸钠
	10	三甲胺
对照组	10	

2.4　生物产气模拟实验

实验包括 2 部分:①煤降解实验,包括原位生物模拟实验和生物强化实验;②煤层水的底物实验。煤降解实验分原位生物模拟组和生物强化组,每组有相应的对照组(表 3);而煤层水的底物实验分 3 组,分别对应的是 CO_2 还原(注入 H_2/CO_2)、乙酸发酵(注入乙酸钠和注入三甲胺),其对照组不添加任何外源物(表 4)

2.4.1　煤降解实验方法

将煤样研磨至粉末状,按照煤降解实验组设计(表 3),在原位模拟组 40 mL 无机盐培养基中加入 10 g 煤作为接种源和碳源,在生物强化组 40 mL 无机盐培养基中加入 10 g 煤作为碳源,接入 10 mL 外源菌作为接种物,在对照组 2 中接入 10 mL 外源菌系,接种完后用 1 mol/L NaOH 调 pH 至 7.0;按照实验对照组 1 的设计加入煤,并作高温灭菌处理。

2.4.2　煤层水底物实验方法

取 150 mL 煤层水至已灭菌的三角瓶中,在 N_2 保护下加入 $Na_2S\cdot 9H_2O$ 溶液,用 1 mol/L NaOH 调 pH 至 7.0。将煤层水分装至充 N_2 的试管中,依照实验设计,在不同实验组中加入不同碳源(H_2/CO_2、乙酸钠和三甲胺),放置于 35℃静置培养。

2.4.3　实验结果

需要说明的是,在配置无机盐培养基使用 99.999%的 N_2 经过 Hungate 铜柱处理后的高纯 N_2 作为保护气,并添加了 0.1‰的刃天青作为指示剂,在制备培养基和煤厌氧培养过程当中,始终保持刃天青处于无色状态,确保整个煤生物产气模拟过程是在严格厌氧条件下进行。

(1) 在原位模拟实验中,除了将煤样灭菌处理的对照组未产生甲烷外,所有煤样的富集培养物中均检测到有甲烷产生(图 4)。但各培养物产生甲烷的延滞期不同,JM4 样品在富集培养 60 d 时,检测到有甲烷产生。JM3 和 JM5 样品延滞期相对较长,在培养至

160 d 时顶空中有微量甲烷生成。各煤样甲烷产量也略有不同，产气量最高的是 JM4 样品，煤样产生甲烷为 11 ± 1.4 μmol/g（相当于 0.25～0.28 mL/g），其次是 JM5 样品，煤样产生甲烷为 8.8 ± 1.0 μmol/g（相当于 0.2～0.22 mL/g），产气量最低的是 JM3 样品，煤样产生甲烷为 6.5 ± 1.7 μmol/g（相当于 0.15～0.18 mL/g）。

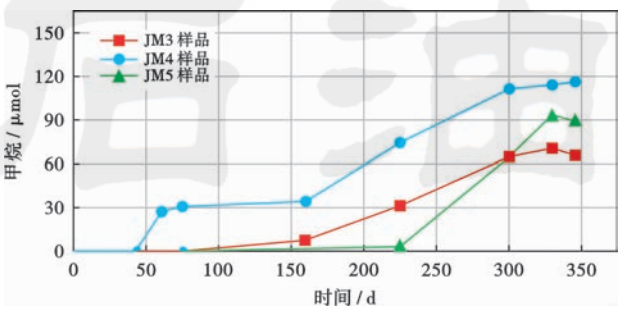


图 4 原位模拟产甲烷趋势

Fig. 4 In-situ simulation of methane production trend

（2）在生物强化实验中，通过添加外源菌种 M82 混合菌系能够显著提高产甲烷速率[26]。但最终甲烷产量差异明显，JM3 样品甲烷产量增加最明显，煤的甲烷产量增加 18.4 μmol/g（相当于 0.41 mL/g）（图 5）。

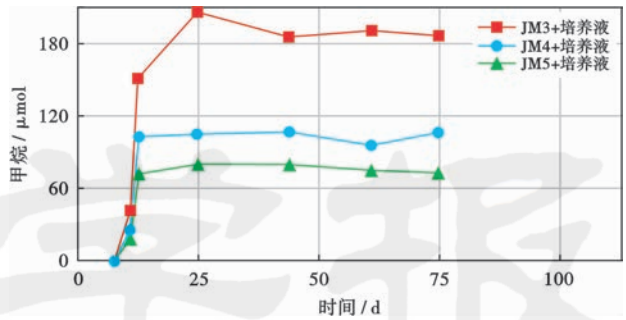


图 5 生物强化产甲烷趋势

Fig. 5 Trend of methane production after biological enhancement

（3）Ⅳ-2 煤组水中本源细菌主要是 *Comamonadaceae* 和 *Acetobacterium*，本源古菌主要是氢营养型产甲烷古菌 *Methanobacterium*（图 6）。在不同煤层水底物实验中，只有添加 H_2/CO_2 的实验组才能明显检测到甲烷产生（图 7），推测煤层水中主要通过 CO_2 还原产甲烷。

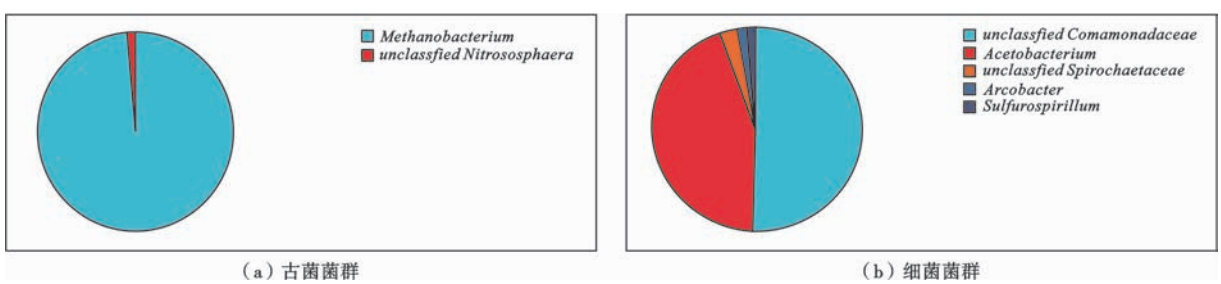


图 6 Ⅳ-2 煤组煤层水本源微生物菌群分析

Fig. 6 Analysis on the original microbial flora of coalbed water in the IV-2 coal seam group

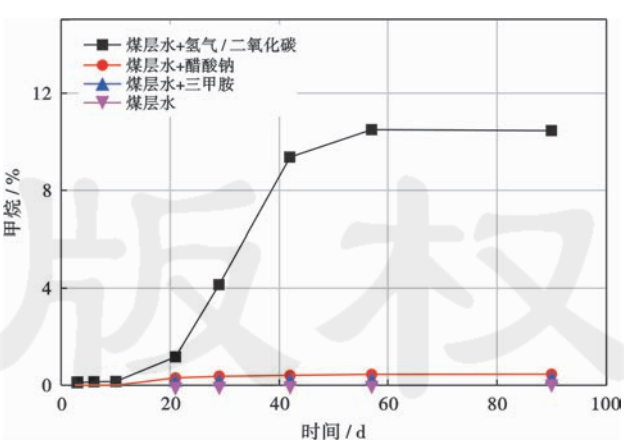


图 7 Ⅳ-2 煤组煤层水不同底物实验

Fig. 7 Experiment on different substrates of coalbed water in the IV-2 coal group

2.5 实验结果分析

（1）JM4 和 JM5 样品中原始古菌菌群结构相似，与 JM3 样品古菌菌群结构有差异。经过模拟培养后，所有培养物古菌菌群均演替为 *Methanosaeta*。*Methanosaeta* 属于乙酸营养型产甲烷菌，而Ⅳ-2 煤层水中的古菌主要是氢营养型产甲烷菌 *Methanobacterium*，添加 H_2/CO_2 产生甲烷，说明煤层中的乙酸裂解和煤层水中的 CO_2 还原共同参与煤层甲烷的生成。

（2）在原位条件下所有煤样均具有产甲烷潜力，Ⅳ煤组煤样可产甲烷 11 ± 1.4 μmol/g，相当于在 5 个月内，产甲烷 0.25～0.28 m^3/t。证明吉尔嘎朗图凹陷现今仍有生物气生成，Ⅳ煤组生物产气速度快。

（3）在添加外源菌种的接种物实验中，Ⅲ煤组产气效果最好，第 8 天即开始产气，样品产气量为 18.40 μmol/g（相当于 0.41 m^3/t）。吉煤 2 井中实测Ⅲ煤组含气量最低，平均为 1.5 m^3/t，原因可能是在目前地质条件下微生物含量少，导致了次生生物气不足。因此，含气量低的Ⅲ煤组利用添加外源菌种，可以弥补该短板，短期内可大幅增加含气量，提高产气效率。

3　利用生物采煤层气前景

二连盆地吉尔嘎朗图凹陷与美国粉河盆地煤层气地质条件类似(表 5),是中国首选的低阶煤层气勘探突破口。

次生生物气是粉河盆地低阶煤层的主要气源,目前仍然在生气,该盆地局部地区煤层气采出量已经超过其原地资源量的 2 倍,次生生物气的持续补给是重要原因之一[27]。

吉尔嘎郎图凹陷有 6 套煤组[28-29],其中Ⅳ煤组埋深为 400～500 m,厚度为 30～70 m,含气量平均为 2.6 m^3/t,利用直井压裂排采产气效果好。Ⅳ煤组资源排采枯竭后,可利用生物采气技术提高单井产量,类似 Ciris 能源公司在粉河盆地的试验。

Ⅲ煤组煤层气资源量为 $615\times10^8\ m^3$,占吉尔嘎郎图凹陷煤层气总资源量的 68.3%。Ⅲ煤组煤层较厚,为 80～120 m,埋藏一般小于 400 m,但是含气量平均仅为 1.5 m^3/t,利用常规技术难以开采,生物采气技术是Ⅲ煤组目前可行的方法。

二连盆地低阶煤层气资源量约为 $2.48\times10^{12}\ m^3$[27,29-30]。初步优选出具备次生生物气生成条件的含煤凹陷有 6 个(表 6),如果吉尔嘎郎图凹陷生物采煤层气取得成功,将带动其他目标区的煤层气开发,加快中国低阶煤层气的发展进程。另外,中国的准噶尔盆地南缘和海拉尔盆地的伊敏、呼和湖等地区[31]都具备生物采气的基本条件,对煤层气开采和经济评价产生重要的影响[32]。

表 5　吉尔嘎朗图凹陷与美国粉河盆地煤层气地质特征对比

Table 5　Comparison in the geological characteristics of CBM between Jiergalangtu sag and Powder River Basin

地 区	R_o/%	含气量/($m^3\cdot t^{-1}$)	煤层厚度/m	渗透率/mD	含气饱和度/%	煤储层压力梯度/(MPa·hm^{-1})	$\delta^{13}C_1$/‰
吉尔嘎朗图凹陷	0.31～0.42	0.97～3.83	100～200	0.2～20	74.45～91.02	1.0～1.1	－65.3～－59.4
美国粉河盆地	0.3～0.4	0.031～3.42	30～118	10～1000	80～100	0.6～0.7	－60.0～－56.75

表 6　二连盆地其他生物采煤层气有利凹陷评价

Table 6　Evaluation on other favorable depressions of biological CBM recovery in Erlian Basin

凹 陷	含煤面积/km^2	煤层单层厚度/m	煤层最大累积厚度/m	煤层埋深/m	煤层气资源量/$10^8\ m^3$	煤层气资源丰度/($10^8\ m^3\cdot km^{-2}$)
霍林河	380	5～38	76	20～1000	1008	2.65
呼仁布其	180	3～31	120	430～850	480	2.67
白音花	650	5～44	110	8～1000	1120	1.72
包尔果吉	420	3～39	39	＞600	740	1.76
阿南	1500	5～8	20	110～800	572	0.38
赛汉塔拉	900	5～20	40	300～600	260	0.28

4　结　论

(1) 微生物检测和煤降解试验发现,二连盆地吉尔嘎郎图凹陷煤层及煤层中水含有丰富的产甲烷菌,乙酸裂解和 CO_2 还原两种产气途径共同参与了煤层气的生成。

(2) 吉尔嘎郎图凹陷煤层具备生物采气条件,技术可行。Ⅳ煤组在原位条件下生物产气速度快,煤样可产甲烷 $11\pm1.4\ \mu mol/g$;Ⅲ煤组在添加外源菌种的情况下,煤样可产甲烷 $18.40\ \mu mol/g$。生物采气可大幅度增加煤层含气量,提高产气效率。

符号注释:M_{ad}—煤的空气干燥基水分所占比例;A_{ad}—煤的空气干燥基灰分所占比例;V_{ad}—煤的空气干燥基挥发分所占比例。

参　考　文　献

[1] 李五忠,田文广,孙斌,等. 低煤阶煤层气成藏特点与勘探开发技术[J]. 天然气工业,2008,28(3):23-24.
LI Wuzhong,TIAN Wenguang,SUN Bin,et al. Characteristics of pooling and exploration and development of CBM in low-rank coals[J]. Natural Gas Industry,2008,28(3):23-24.

[2] 王勃,李景明,张义,等. 中国低煤阶煤层气地质特征[J]. 石油勘探与开发,2009,36(1):30-34.
WANG Bo,LI Jingming,ZHANG Yi,et al. Geological characteristics of low rank coalbed methane,China[J]. Petroleum Exploration and Development,2009,36(1):30-34.

[3] 赵贤正,朱庆忠,孙粉锦,等. 沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J]. 煤炭学报,2015,40(9):2131-2136.
ZHAO Xianzheng,ZHU Qingzhong,SUN Fenjin,et al. Practice and thought of coalbed methane exploration and development in Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society,2015,40(9):2131-2136.

[4] 孙粉锦,王勃,李梦溪,等. 沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素[J]. 石油学报,2014,35(6):1070-1079.
SUN Fenjin,WANG Bo,LI Mengxi,et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the Southern Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2014,35(6):1070-1079.

[5] 洪峰,宋岩,赵孟军,等. 沁水盆地盖层对煤层气富集的影响[J]. 天然气工业,2005,25(12):34-36.
HONG Feng,SONG Yan,ZHAO Mengjun,et al. Cap rock influence on coalbed gas enrichment in Qinshui Basin[J]. Natural Gas

Industry,2005,25(12):34-36.

[6] 赵孟军,洪峰.中国煤层气富集的主控因素及分布区带讨论[M]//宋岩.煤层气成藏机制及经济开采理论基础.北京:科学出版社,2005.
ZHAO Mengjun,HONG Feng. Discuss the main controlling factors of coalbed methane enrichment and distribution zones of China[M]// SONG Yan. Mechanism of the Coalbed Methane Mining Theory and the Economic Base. Beijing:Science Press,2005.

[7] 安世岗,吴联君,向军文.山西保德中低阶煤层气地质特征[J].能源与环保,2018,40(3):60-65.
AN Shigang,WU Lianjun,XIANG Junwen. Geological characteristics of middle and low rank coalbed methane in Baode county of Shanxi province[J]. China Energy and Environmental Protection,2018,40(3):60-65.

[8] 田文广,汤达祯,王志丽,等.鄂尔多斯盆地东北缘保德地区煤层气成因[J].高校地质学报,2012,18(3):479-484.
TIAN Wenguang,TANG Dazhen,WANG Zhili,et al. Origin of coalbed methane in Baode,Northeastern Ordos Basin[J]. Geological Journal of China Universities,2012,18(3):479-484.

[9] 孙平,刘洪林,巢海燕,等.低煤阶煤层气勘探思路[J].天然气工业,2008,8(3):19-22.
SUN Ping,LIU Honglin,CHAO Haiyan,et al. Exploration direction of coalbed methane in low-rank coals[J]. Natural Gas Industry,2008,28(3):19-22.

[10] 孙平,王勃,孙粉锦,等.中国低煤阶煤层气成藏模式研究[J].石油学报,2009,30(5):648-653.
SUN Ping,WANG Bo,SUN Fenjin,et al. Research on reservoir patterns of low-rank coal-bed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica,2009,30(5):648-653.

[11] 包友书,张林晔,张守春,等.烃源岩生烃抑制模拟实验及机理[J].石油学报,2017,38(7):753-762.
BAO Youshu,ZHANG Linye,ZHANG Shouchun,et al. Simulation experiment and mechanism of hydrocarbon-generation retardation for source rocks[J]. Acta Petrolei Sinica,2017,38(7):753-762.

[12] 吉利明,吴远东,贺聪,等.富有机质泥页岩高压生烃模拟与孔隙演化特征[J].石油学报,2016,37(2):172-181.
JI Liming,WU Yuandong,HE Cong,et al. High-pressure hydrocarbon-generation simulation and pore evolution characteristics of organic-rich mudstone and shale[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(2):172-181.

[13] 苏现波,徐影,吴昱,等.盐度、pH 对低煤阶煤层生物甲烷生成的影响[J].煤炭学报,2011,36(8):1302-1306.
SU Xianbo,XU Ying,WU Yu,et al. Effect of salinity and pH on biogenic methane production of low-rank coal[J]. Journal of China Coal Society,2011,36(8):1302-1306.

[14] 刘洪林,李景明,王红岩,等.水文地质条件对低煤阶煤层气成藏的控制作用[J].天然气工业,2008,28(7):20-22.
LIU Honglin,LI Jingming,WANG Hongyan et al. Control of hydrogeological conditions on accumulation of coalbed methane in low-rank coal[J]. Nature Gas Industry,2008,28(7):20-22.

[15] 王万春,刘文汇,王国仓,等.沉积有机质微生物降解与生物气源岩识别——以柴达木盆地三湖坳陷第四系为例[J].石油学报,2016,37(3):318-327.
WANG Wanchun,LIU Wenhui,WANG Guocang,et al. Biodegradation of depositional organic matter and identification of biogenic gas source rocks:an example from the Sanhu depression of Qaidam Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(3):318-327.

[16] WHITICAR M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane[J]. Chemical Geology,1999,161(1/3):291-314.

[17] 王爱宽.褐煤本源菌生气特征及其作用机理[D].徐州:中国矿业大学,2010:43-44.
WANG Aikuan. Generation and mechanism of gas from brown coal under action of parent bacterium[D]. Xuzhou:China University of Mining and Technology,2010:43-44.

[18] 高小康,宋岩,柳少波,等.关于煤层气甲烷碳同位素值对比的探讨[J].天然气工业,2010,30(6):11-14.
GAO Xiaokang,SONG Yan,LIU Shaobo,et al. A discussion on the comparison of carbon isotope values of coalbed methane[J]. Natural Gas Industry,2010,30(6):11-14.

[19] 戴金星,戚厚发,宋岩,等.我国煤层气组份、碳同位素类型及其成因和意义[J].中国科学 B 辑,1986(12):1317-1326.
DAI Jinxing,QI Houfa,SONG Yan,et al. Composition,carbon isotope characteristics and the origin of coal-bed gases in China and their implications[J]. Science in China Series B,1987(12):1324-1337.

[20] 韩海水,李实,陈兴隆,等.CO_2 对原油烃组分膨胀效应的主控因素[J].石油学报,2016,37(3):392-398.
HAN Haishui,LI Shi,CHEN Xinglong,et al. Main control factors of carbon dioxide on swelling effect of crude hydrocarbon components[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(3):392-398.

[21] 王爱宽,秦勇,林玉成,等.褐煤中天然产甲烷菌富集培养与生物气产出模拟[J].高校地质学报,2010,16(1):80-85.
WANG Aikuan,QIN Yong,LIN Yucheng,et al. Enrichment and cultivation of natural methanogen and simulation of biogenetic gas generation from brown coal samples[J]. Geological Journal of China Universities,2010,16(1):80-85.

[22] 王爱宽.褐煤本源菌生气特征及其作用机理[D].徐州:中国矿业大学,2010:40-54.
WANG Aikuan. Generation and mechanism of gas from brown coal under action of parent bacterium[D]. Xuzhou:China University of Mining and Technology,2010:40-54.

[23] 汪涵,林海,董颖博,等.外源产甲烷菌降解褐煤产气实验[J].石油勘探与开发,2012,39(6):764-768.
WANG Han,LIN Hai,DONG Yingbo,et al. Experiments on the gas production of brown coal degraded by exogenous methanogens[J]. Petroleum Exploration and Development,2012,39(6):764-768.

[24] PENG Jingjing,LÜ Zhe,RUI Junpeng,et al. Dynamics of the methanogenic archaeal community during plant residue decomposition in an anoxic rice field soil[J]. Applied and Environmental Microbiology,2008,74(9):2894-2901.

[25] 何乔,丁晨,李贵中,等.不同成熟度煤样产甲烷潜力[J].微生物学报,2013,53(12):1307-1317.
HE Qiao,DING Chen,LI Guizhong,et al. Methane-generating potential of coal samples with different maturity[J]. Acta Microbiologica Sinica,2013,53(12):1307-1317.

[26] CHENG Lei,RUI Junpeng,LI Qiang,et al. Enrichment and dynamics of novel syntrophs in a methanogenic hexadecane-degrading culture from a Chinese oilfield[J]. FEMS Microbiology Ecology,2013,83(3):757-766.

[27] AYERS JR W B. Coalbed gas systems,resources,and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins[J]. AAPG Bulletin,2002,86(11):1853-1890.

(下转第 1291 页)

2014,25(10):1620-1629.
FEI Shixiang, WANG Dongxu, LIN Gang, et al. The key geological technology for horizontal wells overall development in tight sandstone gas reservoirs: take the Sudongnan area of Sulige gasfield for an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(10): 1620-1629.

[29] 何东博,贾爱林,冀光,等. 苏里格大型致密砂岩气田开发井型井网技术[J]. 石油勘探与开发,2013,40(1):79-89.
HE Dongbo, JIA Ailin, JI Guang, et al. Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 79-89.

[30] 陈占军,任战利,赵靖舟,等. 鄂尔多斯盆地延安气田山西组二段致密气藏特征与类型分析[J]. 中南大学学报:自然科学版,2016,47(5):1625-1636.
CHEN Zhanjun, REN Zhanli, ZHAO Jingzhou, et al. Characteristics and types analysis of gas reservoir in Shan 2 section of Yan'an gasfield, Ordos Basin[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2016, 47(5): 1625-1636.

[31] 刘剑,刘月田,聂彬,等. 潜山油藏水平井立体井网井距调整方法[J]. 油气地质与采收率,2015,22(4):103-108.
LIU Jian, LIU Yuetian, NIE Bin. Method of well spacing adjustment for stereo horizontal well pattern in buried hill reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 103-108.

[32] 关富佳,刘德华,颜明. 复杂小断块油藏立体井网开发模式研究[J]. 断块油气田,2010,17(2):213-215.
GUAN Fujia, LIU Dehua, YAN Ming. Developing model of complex small fault-block reservoir with tridimensional well pattern [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(2): 213-215.

[33] 范乐宾,王勇,张铜耀,等. 底水块状油藏立体水平井井网优化及特征研究[J]. 石油钻采工艺,2012,34(增刊 1):41-43.
FAN Lebin, WANG Yong, ZHANG Tongyao, et al. Well pattern optimization and characteristic research of tridimensional horizontal well in block reservoirs with bottom water[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(S1): 41-43.

[34] 杨智,赵睿,高志谦,等. 浅层超稠油双水平井 SAGD 立体井网开发模式研究[J]. 特种油气藏,2015,22(6):104-107.
YANG Zhi, ZHAO Rui, GAO Zhiqian, et al. Study on SAGD stereo well pattern development mode of dual horizontal wells for shallow extra heavy oil[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(6): 104-107.

[35] 杨承伟,陈振波,曹仁义,等. 鄂尔多斯多含油层系叠合超低渗透油藏水平井立体开发模式研究[J]. 石油地质与工程,2016,30(1):95-98.
YANG Chengwei, CHEN Zhenbo, CAO Renyi, et al. The 3D horizontal well development pattern for super-low permeability superimposed tight oil reservoir in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2016, 30(1): 95-98.

[36] 陈平,刘阳,马天寿. 页岩气"井工厂"钻井技术现状及展望[J]. 石油钻探技术,2014,42(3):1-7.
CHEN Ping, LIU Yang, MA Tianshou. Status and prospect of multi-well pad drilling technology in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(3): 1-7.

[37] MIALL A D. Reconstructing the architecture and sequence stratigraphy of the preserved fluvial record as a tool for reservoir development: a reality check[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(7): 989-1002.

[38] 武力超,朱玉双,刘艳侠,等. 矿权叠置区内多层系致密气藏开发技术探讨——以鄂尔多斯盆地神木气田为例[J]. 石油勘探与开发,2015,42(6):826-832.
WU Lichao, ZHU Yushuang, LIU Yanxia, et al. Development techniques of multi-layer tight gas reservoirs in mining rights overlapping blocks: a case study of the Shenmu gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 826-832.

[39] 郭智,贾爱林,冀光,等. 致密砂岩气田储量分类及井网加密调整方法——以苏里格气田为例[J]. 石油学报,2017,38(11):1299-1309.
GUO Zhi, JIA Ailin, JI Guang, et al. Reserve classification and well pattern infilling method of tight sandstone gasfield: a case study of Sulige gasfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(11): 1299-1309.

(收稿日期 2018-08-15　改回日期 2018-10-08　编辑　王培玺)

(上接第 1278 页)

[28] 孙粉锦,李五忠,孙钦平,等. 二连盆地吉尔嘎朗图凹陷低煤阶煤层气勘探[J]. 石油学报,2017,38(5):485-492.
SUN Fenjin, LI Wuzhong, SUN Qinping, et al. Low-rank coalbed methane exploration in Jiergalangtu sag, Erlian Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(5): 485-492.

[29] 孙钦平,王生维,田文广,等. 二连盆地吉尔嘎朗图凹陷低煤阶煤层气富集模式[J]. 天然气工业,2018,38(4):59-66.
SUN Qinping, WANG Shengwei, TIAN Wenguang, et al. Accumulation patterns of low-rank coalbed methane gas in the Jiergalangtu sag of the Erlian Basin[J]. Nature Gas Industry, 2018, 38(4): 59-66.

[30] 孙斌,邵龙义,赵庆波,等. 二连盆地煤层气勘探目标评价[J]. 煤田地质与勘探,2008,36(1):22-26.
SUN Bin, SHAO Longyi, ZHAO Qingbo, et al. Evaluation of coalbed gas exploration target in Erlian Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2008, 36(1): 22-26.

[31] 李金珊,杨敏芳,李仲学. 煤层气富集成藏地质特征与潜力研究[J]. 中国矿业,2014,23(10):88-90.
LI Jinshan, YANG Minfang, LI Zhongxue. Coalbed methane rich integrated geologic characteristics and potential research[J]. China Mining Magazine, 2014, 23(10): 88-90.

[32] LI Jinshan, LI Zhongxue, ZU Binghui. Coalbed methane (CBM) project enrichment area and economic evaluation[J]. Advanced Materials Research, 2013, 772: 776-780.

(收稿日期 2018-01-15　改回日期 2018-04-16　编辑　王培玺)