

11-25-2023

Genetic type and gas-generating potential of coalbed methane in the Bayanhua Sag, Erlian Basin

MENG Qin

Inner Mongolia Coal Exploration Unconventional Energy Co., Ltd., Hohhot 010010, China; Inner Mongolia Coal Exploration & New Energy Development Co., Ltd., Hohhot 010010, China, mengqin1028@163.com

LI Ling


Inner Mongolia Coal Exploration Unconventional Energy Co., Ltd., Hohhot 010010, China; Inner Mongolia Coal Exploration & New Energy Development Co., Ltd., Hohhot 010010, China

LI Jie

Inner Mongolia Coal Exploration Unconventional Energy Co., Ltd., Hohhot 010010, China; Inner Mongolia Coal Exploration & New Energy Development Co., Ltd., Hohhot 010010, China

See next page for additional authors

Follow this and additional works at: <https://cge.researchcommons.org/journal>

 Part of the [Earth Sciences Commons](#), [Mining Engineering Commons](#), [Oil, Gas, and Energy Commons](#), and the [Sustainability Commons](#)

Recommended Citation

MENG Qin, LI Ling, LI Jie, et al. (2023) "Genetic type and gas-generating potential of coalbed methane in the Bayanhua Sag, Erlian Basin," *Coal Geology & Exploration*: Vol. 51: Iss. 11, Article 4.

DOI: 10.12363/issn.1001-1986.23.04.0168

Available at: <https://cge.researchcommons.org/journal/vol51/iss11/4>

This Coal-measure Gas, Coal-hosted Minerals is brought to you for free and open access by Coal Geology & Exploration. It has been accepted for inclusion in Coal Geology & Exploration by an authorized editor of Coal Geology & Exploration. For more information, please contact 380940179@qq.com.

Genetic type and gas-generating potential of coalbed methane in the Bayanhua Sag, Erlian Basin

Authors

MENG Qin, LI Ling, LI Jie, TIAN Wenguang, LIN Haitao, and LI Heng



移动阅读

孟芹, 李玲, 李杰, 等. 二连盆地巴彦花凹陷煤层气成因类型及生气潜力[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(11): 24-33. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.04.0168

MENG Qin, LI Ling, LI Jie, et al. Genetic type and gas-generating potential of coalbed methane in the Bayanhua Sag, Erlian Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(11): 24-33. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.04.0168

二连盆地巴彦花凹陷煤层气成因类型及生气潜力

孟芹^{1,2}, 李玲^{1,2}, 李杰^{1,2}, 田文广³, 林海涛^{1,2}, 李恒^{1,2}

(1. 内蒙古煤勘非常规能源有限责任公司, 内蒙古呼和浩特 010010; 2. 内蒙古煤勘新能源开发有限公司, 内蒙古呼和浩特 010010; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 二连盆地巴彦花凹陷是内蒙古低阶煤煤层气重点开发试验区, 但勘探程度相对较低, 对煤层气成因认识不足, 在一定程度上制约了勘探开发进度。通过对巴彦花凹陷煤层气井气样水样开展气体组分、稳定同位素、水化学及放射性同位素定年等测试, 并结合经典天然气成因判识图版厘清气体成因, 进一步剖析生气潜力, 明确生气关键要素。结果显示: $C_1/C_{1-5} > 0.99$, CO_2-CH_4 系数 [$CDMI = \varphi(CO_2) / \varphi(CO_2 + CH_4) \times 100\%$] 基本小于 5%, 干燥系数 (C_1/C_{2+}) 介于 104~5 540, CH_4 含量高、重烃及 CO_2 含量低。 $\delta^{13}C(CH_4)$ 介于 -51.80% ~ -67.70% 、 $\delta D(CH_4)$ 介于 -226.20% ~ -291.00% 、 $\delta^{13}C(CO_2)$ 介于 -20.30% ~ -37.60% , 为陆相生物成因气特征; 判识图版中大部分煤层气样品落在生物成因气区域, 甲烷产气途径为乙酸发酵和甲基发酵, CO_2 主要是微生物产甲烷活动伴生产物。煤层水来源于大气降水, 主要为 $NaHCO_3$ 型弱碱性水, $\delta^{13}C_{DIC}$ 为 -2.6% , $\delta^{18}O(H_2O)$ 为 -16.4% , 结合 ^{14}C 定年表明水为第四纪水, 非原生水, 为现代混合水。结合全区构造和水文地质条件分析认为, 巴彦花凹陷径流区利于乙酸发酵产气, 弱径流区利于生物气富集成藏。区内低阶煤储层孔渗性较好, 地温适宜, 水文地质条件优越, 利于生物气的生成, 承压区水力封堵型生物气藏发育。水文地质条件是为本区生物气形成关键, 在煤层气勘探选区中应重点关注。

关键词: 二连盆地; 巴彦花凹陷; 低阶煤; 煤层气; 成因类型; 生气潜力

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1001-1986(2023)11-0024-10

Genetic type and gas-generating potential of coalbed methane in the Bayanhua Sag, Erlian Basin

MENG Qin^{1,2}, LI Ling^{1,2}, LI Jie^{1,2}, TIAN Wenguang³, LIN Haitao^{1,2}, LI Heng^{1,2}

(1. Inner Mongolia Coal Exploration Unconventional Energy Co., Ltd., Hohhot 010010, China; 2. Inner Mongolia Coal Exploration & New Energy Development Co., Ltd., Hohhot 010010, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: The Bayanhua Sag in the Erlian Basin is a critical experimental area for coalbed methane (CBM) development from low-rank coals in Inner Mongolia. However, the relatively low exploration level and the limited understanding of the CBM origin in the sag restrict the CBM exploration and development to some extent. This study tested the gas components, stable isotopes and hydrochemistry of the gas and water samples from CBM wells in the Bayanhua Sag. It also conducted radioisotopic dating for these samples. By combining the classic charts for the identification of natural gas origin, this study clarified the gas origins, further analyzed the gas-generating potential, and identified the critical gas-generating factors. The results show that the CBM from the sage is characterized by C_1/C_{1-5} ratios greater than 0.99, CO_2-CH_4 coefficient [$CDMI = \varphi(CO_2) / \varphi(CO_2 + CH_4) \times 100\%$] roughly less than 5%, drying coefficient (C_1/C_{2+}) between 104-5 540, high CH_4 contents, and low heavy hydrocarbon and CO_2 contents. Furthermore, the $\delta^{13}C(CH_4)$, $\delta D(CH_4)$, and $\delta^{13}C(CO_2)$ values of the CBM range from -51.80% to -67.70% , from -226.20% to -291.00% , and from -20.30% to -37.60% ,

收稿日期: 2023-04-13; 修回日期: 2023-09-04

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司“十四五”重大科技项目(2021DJ2303); 中央引导地方科技发展资金项目(2022ZY0018)

第一作者: 孟芹, 1993年生, 女, 安徽淮南人, 硕士, 工程师, 从事煤层气勘探开发技术研究工作. E-mail: mengqin1028@163.com

respectively, suggesting the characteristics of continental biogenic gas. In the identification charts, the CBM samples mostly fell within the biogenic gas zone, indicating that methane originated from acetic-acid and methyl fermentation and that CO_2 is primarily the associated product of microbial methanogenesis. Coalbed water, originating from meteoric water, is NaHCO_3 type of slightly alkaline water primarily, with $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ and $\delta^{18}\text{O}(\text{H}_2\text{O})$ values of -2.6‰ and -16.4‰ , respectively. Based on these findings, as well as the ^{14}C dating results, the coalbed water is inferred to be the Quaternary water and modern mixed water rather than primary water. By combining the analysis of the structures and hydrogeological conditions in the Bayanhua Sag, it can be concluded that the runoff areas in the sag are favorable for gas production from acetic acid fermentation and that areas with weak runoff are conducive to the enrichment and accumulation of biogenic gas. The low-rank coal reservoirs in the sag exhibit high pore permeability, suitable geotemperature, and superior hydrogeological conditions, which are beneficial for the generation of biogenic gas. Furthermore, biogenic gas reservoirs of the hydraulic sealing type have developed in the confined area. Therefore, hydrogeological conditions, which play a vital role in the formation of biogenic gas, should be emphatically concerned in selecting CBM exploration targets in the sag.

Keywords: Erlian Basin; Bayanhua Sag; low-rank coal; coalbed methane; genetic type; gas-generating potential

一般认为煤层气成因类型主要包含有机成因气、无机成因气及混合成因气,有机成因气主要包含原生生物成因气、次生生物成因气、热降解气和热裂解气^[1-4]。原生生物成因气形成于泥炭-褐煤阶段,即泥炭化作用和成岩作用阶段。早期煤化作用阶段,地层压力小、构造活动强、煤层埋深浅等原因使得原生生物气和部分热成因气大多已散失^[5-6]。次生生物成因气在成煤作用全过程均能产生,但主要产生于低成熟阶段。生物成因甲烷的产气途径一般为 CO_2 还原、乙酸发酵及甲基发酵。煤层气组分及其同位素蕴含丰富的地质信息,是研究气体成因的重要参数。例如干燥系数(C_1/C_{2+})用于初步判识气体成因,大于 1 000 为生物成因气,小于 100 为热成因气,在 100~1 000 为二者混合气^[7]; $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)$ 一般以 -55‰ 为界划分生物成因气($<-55\text{‰}$)和热成因气($>-55\text{‰}$),也有学者研究认为 $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)$ 最高可达 -50‰ ^[8]; $\delta\text{D}(\text{CH}_4)$ 可用于判识陆相生物气($<-190\text{‰}$)和海相生物气($>-190\text{‰}$)^[9]。一般微生物产甲烷作用相关的 $\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)$ 在 -40‰ ~ 20‰ ,热成因的 $\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)$ 在 -27‰ ~ -5‰ ^[10]。同时基于气体组分和同位素,建立了天然气成因辨识图版,如 $C_1/(C_2+C_3)-\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)$ 、 $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)-\delta\text{D}(\text{CH}_4)$ 、 $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)-\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)$ 、 $\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)-\text{CDMI}[\text{CDMI}=\varphi(\text{CO}_2)/\varphi(\text{CO}_2+\text{CH}_4)\times 100\%]$ 等^[11-13]。煤层气成因研究是科学勘探选区的重要基础,对进一步深化煤层气成藏机理具有重要意义^[14-15]。煤层水与煤层气生成运移密切相关,对煤层气富集成藏意义重大^[16]。通过分析煤系水质类型、矿化度、离子特征和稳定同位素特征,结合 ^{14}C 定年(定年范围 0~5 万年),可精细剖析水的来源、年龄和演化规律^[17]。

二连盆地是我国典型的低阶煤含煤盆地群,蕴含丰富的低阶煤层气资源,其中半地堑凹陷占总数的 90% 以上,煤层气勘探起步晚、程度低。目前仅在吉

尔嘎朗图凹陷取得了煤层气开发突破,证实了低阶煤储层可以获得高产工业气流,但其地堑式浅埋巨厚煤储层生物气成藏模式,在二连盆地不具有广泛推广性^[18]。前人对二连盆地低阶煤煤层气的研究主要集中在储层物性特征、成藏地质条件和资源潜力等方面,对煤层气成因和成藏机理认识不足。巴彦花凹陷为二连盆地典型半地堑式含煤凹陷之一,目前正处于勘探开发阶段,但缺乏对煤层气成因机制的研究,一定程度上制约了勘探开发进度。笔者以巴彦花凹陷为研究对象,深入剖析碳氢同位素分布及成因特征,开展煤层气成因机制探讨,结合煤层产出水的化学特征,分析地下水化学场特征和微生物代谢活动状态,剖析生气潜力,明确生气关键因素,为下一步勘探开发提供理论技术支撑。

1 地质背景

巴彦花凹陷位于乌尼特坳陷的东北端,东邻霍林河凹陷,北邻高力罕凹陷,南部为大兴安岭隆起。整体呈 NE—NNE 向展布,为一不对称断陷构造,轴位偏向西北侧,地层倾角 10° ~ 15° 。凹陷内部发育小规模褶皱,走向均为 NE—SW。断层较发育,以 NE 向正断层为主。富煤带展布方向与凹陷长轴方向一致。区内地层由老至新主要有:上侏罗统兴安岭群(J_3xn)、下白垩统阿尔善组(K_1a)、下白垩统腾格尔组(K_1t)、古近系(E_3)、新近系(N_2)及第四系(Q)。腾格尔组为主要的含煤地层,煤层结构复杂(图 1)。

巴彦花凹陷主要含煤地层为白垩系下统腾格尔组中段,含 13 层大部或局部可采煤层,主要发育褐煤和长焰煤,为典型的低阶煤,基本全区发育。主要可采煤层 5 层,为 5-1、5-2、6-1、6-4、6-7 煤层;局部可采煤层 8 层,为 5-3、5-4、5-5、6-2、6-3、6-5、6-6、6-8 煤层。区内主要可采煤层厚度变化中等,中部和北部煤层总体较厚,为较稳定煤层。煤层顶底板岩性多为砂质泥

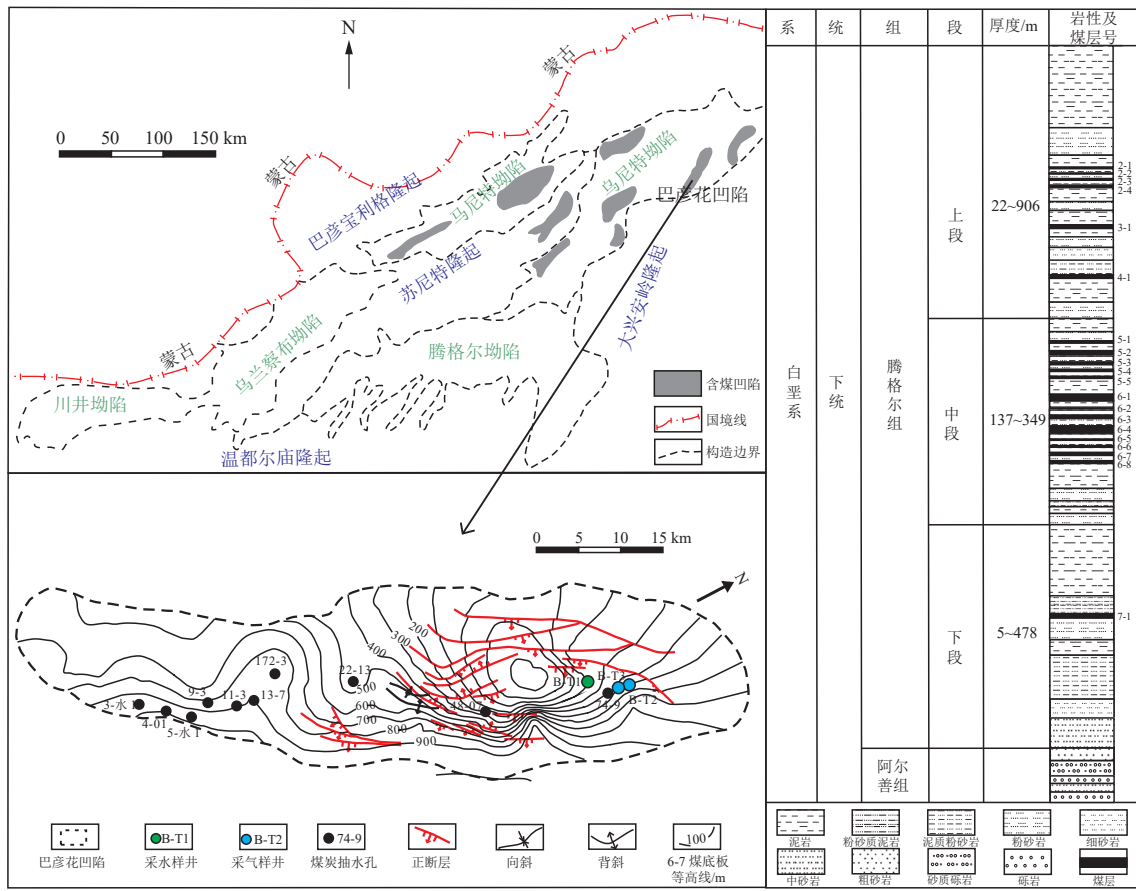


图 1 巴彦花凹陷地质图^[19]
Fig.1 Geological map of the Bayanhua Sag^[19]

岩、泥岩、炭质泥岩。镜质体最大反射率为 0.37%~0.59%。宏观煤岩类型以木质煤、碎屑煤为主,丝炭分布于层面,局部含条带状或透镜体镜煤。煤岩腐殖组(镜质组)体积分数为 91.14%~99.80%,惰质组体积分数为 0.20%~8.10%,稳定组(壳质组)体积分数为 0~3.10%,灰分质量分数为 16.77%~27.71%,以低-中灰煤为主。煤层埋深适中,最深不超过 1 200 m。煤层实测甲烷含量为 0.01~2.77 m³/t,总体上含气量与埋深呈正相关关系。

2 样品采集及实验方法

本次研究充分收集利用了巴彦花凹陷首口煤层气排采试验井 B-T1 井前期气体组分数据(表 1),同时在 B-T1 井采集水样 1 份,在煤层气探井 B-T2 井、B-T3 井分别采集气样 6 个和 5 个。B-T1 射孔压裂层段为 5-1、5-2、5-4、6-3 煤,水样取自连续稳排 3 个多月的井口产出水,基本排除了压裂液影响。煤心采用绳索取心,气样采集采用排水集气法,解吸气样用盐水瓶密封倒置,送往实验室检测。气样送往中国科学院西北生态环境资源研究院地球化学分析测试中心开展气体稳定碳氢同位素测定采用稳定同位素质谱仪(D07)(表 2)。气样组分分析测试送往内蒙古地勘测试有限

公司,采用气相色谱仪 7820A。水样送往西安煤科检测技术有限公司开展水质分析、水中碳氢氧同位素测试以及放射性同位素定年测试(表 3、表 4)。水质分析采用离子色谱仪。水中氢氧稳定同位素测试使用 Picarro L2130-i 高精度水同位素分析仪。水中溶解无机碳同位素测试采用 MAT2130 Plus 气相色谱-稳定同位素质谱仪。¹⁴C 放射性同位素检测采用 Zn/Fe 火焰封管-加速气质谱法,测试仪器型号为 NEC 1.5SDH-1 加速器质谱仪。

3 煤层气成因分析

B-T1 井含气性较好,CH₄ 体积分数为 70.70%~99.21%,平均 81.43%;CO₂ 体积分数为 0.19%~1.17%,平均 0.70%;N₂ 体积分数为 0.02%~41.60%,平均 17.47%;C₂₊ 体积分数为 0.19%~0.43%,平均 0.35%(表 1)。B-T2、B-T3 井含气性较差,甲烷含量基本小于 1 m³/t,CH₄ 体积分数为 28.21%~91.98%,平均 60.83%;CO₂ 体积分数为 0.87%~4.04%,平均 2.41%;N₂ 体积分数为 5.97%~67.66%,平均 36.51%;C₂₊ 体积分数为 0~0.41%,平均 0.19%(表 2)。N₂ 主要源于大气,随地下水进入煤层^[20]。综合 3 口井 N₂ 含量垂向变化趋势,分析认为绳

表 1 B-T1 井气体组分分析数据
Table 1 Gas component analytical results of well B-T1

煤层编号	气体组分 $\phi/\%$				C_1/C_{2+}	CDMI/%	C_1/C_{1-5}
	CH ₄	CO ₂	N ₂	C ₂₊			
5-1	74.72~97.18	0.19~1.07	1.76~24.59	0.19~0.37	211~423	0~1	>0.99
5-2	81.78	1.05	16.75	0.36	227	1	>0.99
5-3	70.70~80.00	0.55~0.82	18.85~23.94	0.29~0.35	219~244	1	>0.99
5-4	58.10~75.55	0.32~0.38	23.81~41.06	0.20~0.30	252~291	0~1	>0.99
5-5	70.87~93.59	0.23~0.92	9.60~27.84	0.33~0.42	202~257	0~1	>0.99
6-1	80.47~85.07	1.03~1.06	13.43~18.08	0.39~0.41	206~207	1	>0.99
6-2	80.68~83.02	0.96~1.02	15.57~17.84	0.40~0.43	188~208	1	>0.99
6-3	71.40~96.14	0.36~0.89	6.10~27.72	0.28~0.37	213~332	0~1	>0.99
6-4	76.33~84.91	0.72~1.07	14.00~22.24	0.35~0.37	217~218	1	>0.99
6-5	71.50~79.29	0.37~1.17	19.94~27.20	0.33~0.38	199~240	0~1	>0.99
6-6	71.00~88.74	0.38~0.93	10.12~27.20	0.33~0.42	192~267	0~1	>0.99
6-7/6-8	72.99~99.21	0.39~0.84	0.02~25.96	0.27~0.38	104~327	0~1	>0.99

注：CDMI= $[\phi(\text{CO}_2)/\phi(\text{CO}_2+\text{CH}_4)]\times 100\%$ 。

表 2 煤层气井气样地球化学分析数据
Table 2 Geochemical analytical results of gas samples from CBM wells

采样井	煤层编号	气体组分 $\phi/\%$				C_1/C_{2+}	CDMI/%	C_1/C_{1-5}	稳定同位素/ ‰		
		CH ₄	CO ₂	N ₂	C ₂₊				$\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)$	$\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)$	$\delta\text{D}(\text{CH}_4)$
B-T2	5-1	39.43	3.84	56.73	0.01	3 943	9	>0.99	-67.7	-20.9	-285.5
	5-2	52.66	2.79	44.55	0.01	5 266	5	>0.99	-67.0	-20.3	-274.7
	6-2	62.27	1.93	35.58	0.22	283	3	>0.99	-65.9	-32.8	-270.8
	6-6	55.40	2.64	41.96	0.01	5 540	5	>0.99	-64.0	-21.0	-291.0
	6-7	28.21	4.04	67.66	0.10	282	13	>0.99	-54.8	-37.6	-226.2
	6-8	79.70	0.87	18.38	0.34	234	1	>0.99	-61.4	-37.0	-263.6
B-T3	5-1	73.21	2.13	24.46	0.20	366	3	>0.99	-51.8	-23.9	-235.2
	5-3	75.43	2.06	22.20	0.31	243	3	>0.99	-56.6	-28.0	-262.1
	6-1	60.82	1.56	37.36	0.26	234	3	>0.99	-61.1	-32.5	-269.1
	6-3	50.01	3.05	46.75	0.18	278	6	>0.99	-61.8	-20.7	-283.9
	6-7	91.98	1.65	5.97	0.41	224	2	>0.99	-55.7	-29.9	-263.0

表 3 煤层水水质分析数据
Table 3 Water quality analytical results of coalbed water

钻孔编号	井位方向	水质分析/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)											钠氯系数	封闭系数	
		K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	CO ₃ ²⁻	Fe ²⁺	NO ₃ ⁻	矿化度(TDS)			pH
3-水1		1.6	274.6	42.5	16.8	460.4	1.2	272.7	8.9	0	0	850	8.0	1.0	12
4-01		4.5	399.2	221.8	104.8	511.5	7.8	1 004.0	0	0	0	1 999	7.2	0.4	3
5-水1		2.0	326.8	156.6	72.0	439.3	8.2	698.8	0	0	0	1 484	7.6	0.5	3
9-3		3.5	395.8	211.8	89.5	752.2	8.0	782.3	0	0	0	1 873	7.6	0.5	4
11-3		2.4	333.0	100.3	41.1	479.8	5.8	528.4	0	0	0	1 253	7.6	0.6	6
13-7	SW—NE	0.9	219.0	24.5	10.2	346.0	1.7	196.0	0	0	0	626	7.8	1.1	16
172-3		1.7	233.6	26.6	9.6	382.1	0.4	213.1	0	0	0	677	7.8	1.1	17
22-13		22.4	166.8	15.4	1.5	305.4	17.6	75.2	11.5	0	0	464	8.2	2.2	14
48-7		2.0	51.1	37.6	10.9	230.8	4.4	20.5	16.1	0	0	258	8.5	2.5	5
74-9		3.6	361.6	4.3	1.9	797.2	2.2	70.9	39.0	0	0	822	8.5	5.1	138
B-T1		166.0	1 350.0	12.0	5.2	2 541.0	5.5	919.0	0	0	4.9	3 741	8.2	1.5	179

表 4 煤层气井产出水样同位素及¹⁴C 定年数据
Table 4 Isotopes and ¹⁴C dating data of the water produced from a CBM well

煤层气井	稳定同位素/‰			¹⁴ C	
	δD	δO	δ ¹³ C _{DIC}	现代碳比值/%	表观年龄/a
B-T1	-119.0	-16.4	-2.6	0.8±0.1	38 790±1 020

注：DIC为溶解无机碳。

索取心在提升过程中有空气进入煤心,发生氧化作用,导致扣氧时无法完全排除空气影响,致使 N₂ 含量偏高。3 口煤层气井 C₁/C₁₋₃>0.99, CDMI 为 1%~13%, 受空气影响, CDMI 偏高, 但基本小于 5%, 表明研究区煤层气为干气。总体上研究区 CH₄ 含量高、重烃及 CO₂ 含量低, 干燥系数为 104~5 540, 总体呈现生物成因气特征。B-T1 井 900 m 以深地温变化大于 3℃/hm, 干燥系数在 104~332, 重烃含量较 B-T2、B-T3 井明显偏高, 呈现一定热成因气特征。

巴彦花凹陷煤层气同位素测试结果表明: δ¹³C(CH₄) 介于 -51.80‰~-67.70‰, 平均为 -60.71‰; δ¹³C(CO₂) 介于 -20.30‰~-37.60‰, 平均为 -27.69‰;

δD(CH₄) 介于 -226.20‰~-291.00‰, 平均为 -265.92‰。研究区 δ¹³C(CH₄) 普遍小于 -55‰, δD(CH₄) 小于 -190‰, 为陆相生物成因气。CO₂ 还原成因生物气 δ¹³C(CH₄) 介于 -110‰~-65‰, δD(CH₄) 介于 -250‰~-150‰; 乙酸发酵成因生物气碳同位素组成较重, δ¹³C(CH₄) 介于 -65‰~-50‰, δD(CH₄) 介于 -400‰~-250‰^[21]。由此可初步判断本区煤层气以乙酸发酵成因为主。

根据天然气成因辨识图版进一步分析煤层气成因及产气途径(图 2)。基于 C₁/(C₂+C₃)-δ¹³C(CH₄) 图版进一步分析成因类型, 样品点大部分落在生物成因气范围内, 仅有一个样品落在次生热成因范围内, 表明本区煤层气主要为生物成因气(图 2a)。δ¹³C(CH₄)-δD(CH₄) 图版显示, 样品点大部分落在过渡带且靠近乙酸发酵区, 有 2 个样品点接近或落在热成因气区。该图版受微生物氧化作用影响难以准确判识甲烷形成途径, 更适用于单一来源的天然气的源识别^[10](图 2b)。δ¹³C(CO₂)-δ¹³C(CH₄) 天然气成因图版相比于 δ¹³C(CH₄)-δD(CH₄) 图版, 在识别多源混合的煤层气中更适用。δ¹³C(CO₂)-

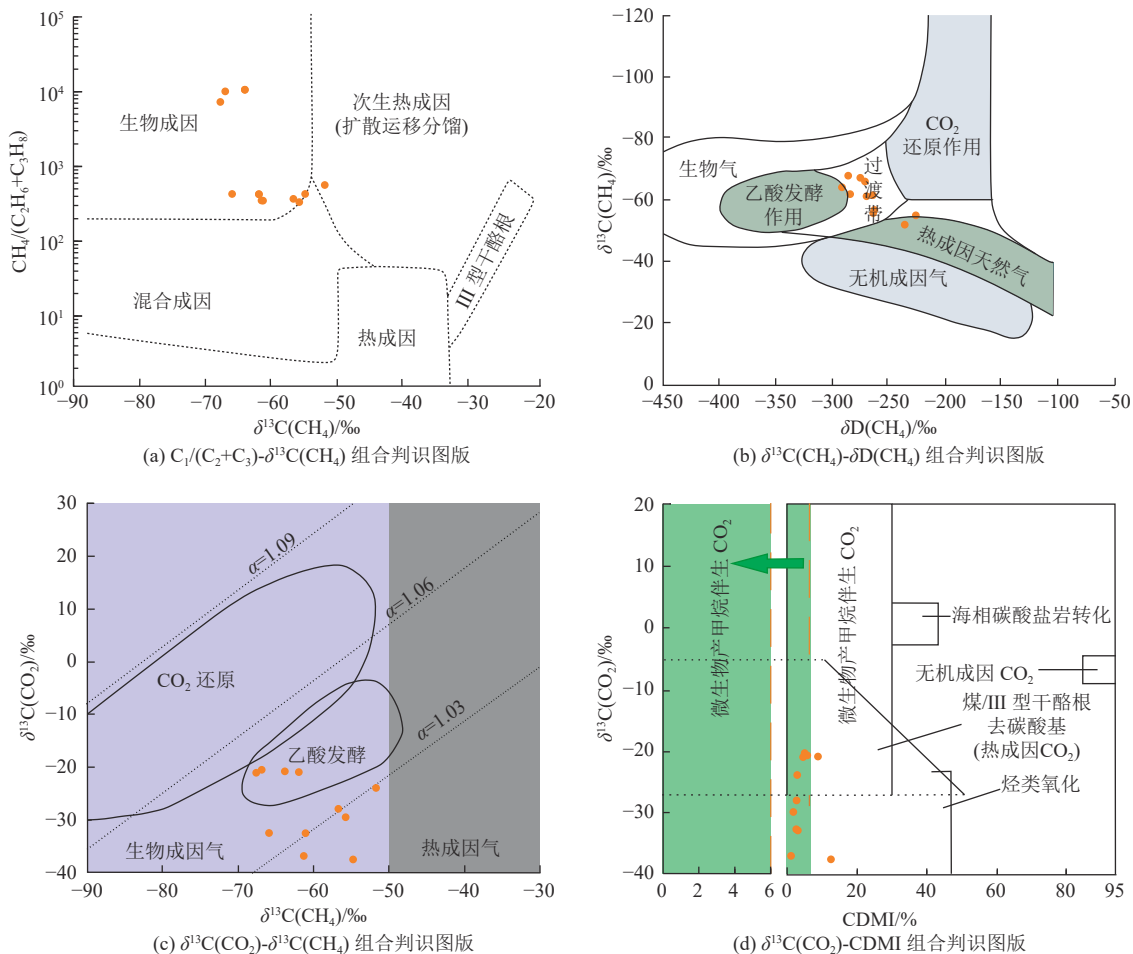


图 2 煤层气成因判识^[11-13]

Fig.2 Charts for the identification of CBM origin^[11-13]

$\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)$ 图版显示, 样品点大部分落在分馏系数 $\alpha=1.03\sim 1.06$, $\alpha=[1\ 000+\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)]/[1\ 000+\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)]$, 为乙酸发酵和甲基发酵混合气^[22], 其余点落在 $\alpha<1.03$ 的生物成因气范围, 为甲基发酵产气(图 2c)。 $\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)$ -CDMI 图版判识 CO_2 成因, 样品大部分落在微生物产甲烷伴生 CO_2 区域, 结合甲烷产气途径分析, 本区 CO_2 主要为乙酸发酵和甲基发酵产物(图 2d)。一般认为乙酸发酵主要发生在淡水环境(低矿化度), 二氧化碳还原主要发生在自然海洋或盐水环境(高矿化度)^[23-24]。本区煤系地下水矿化度普遍小于 $1\ 500\ \text{mg/L}$, 主要为淡水环境, 水动力条件较强, 地下水快速补给携带丰富的新鲜有机物, 有利于乙酸发酵产气(表 3)。综上, 巴彦花凹陷煤层气主要为乙酸发酵和甲基发酵混合气, 局部地温正异常可能存在热成因气。

4 煤层水同位素分析

B-T1 井煤层产出水化学组成见表 3。B-T1 井煤层产出水 pH 为 8.15, 为弱碱性水, 阳离子以 Na^+ 为主, K^+ 次之, 阴离子以 HCO_3^- 为主, Cl^- 次之, SO_4^{2-} 、 NO_3^- 含量低, 矿化度 $3\ 741.5\ \text{mg/L}$, 水化学类型主要为 NaHCO_3 型。由表 3 可知, 排采水矿化度较煤炭孔抽水检测值明显偏高。B-T1 井抽排 3 个多月, 基本排除了压裂液的影响, 造成这一现象的原因可能是地下水流速增加, 对煤层冲刷、溶蚀能力的增强, 导致水中盐分增加。

地层水中溶解的 HCO_3^- 的 $\delta^{13}\text{C}$ 值具有良好的示踪作用, 而且可以成为判断地层中是否有甲烷菌发酵作用及生物气是否生成的可靠指标^[25]。巴彦花凹陷煤层气井产出水同位素测试结果表明, 水中溶解无机碳 $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ 为 -2.6‰ , 高碱度可能会导致 $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ 负值增加, 推测本区曾有微生物产甲烷作用发生^[26]。 $\delta\text{D}(\text{H}_2\text{O})$ 为 -119‰ , 比甲烷 $\delta\text{D}(\text{CH}_4)$ 重 160‰ 左右, 符合生物甲烷特征^[10]。

淡水补给是低阶煤次生生物气成藏的先决条件^[27]。研究区煤储层水矿化度较低, 钠氯系数(Na^+/Cl^-)多大于 0.5, 说明地质历史演化过程中地表水渗入多, 处于半封闭-开启的水文地质环境。深层原生地下水具有较高的 $\delta^{18}\text{O}(\text{H}_2\text{O})(+6\text{‰}\sim+9\text{‰})$ ^[28]。本区煤层产出水 $\delta^{18}\text{O}(\text{H}_2\text{O})$ 为 -16.4‰ , 可知非原生水, 水样氢氧同位素落在当地大气降水线左侧, 综合研究区水文地质分析, 认为大气降水为统一补给来源(图 3)。煤层产水中 ^{14}C 定年分析现代碳比值为 0.8 ± 0.1 , 表观年龄为 $(38\ 790\pm 1\ 020)\ \text{a}$, 为第四纪水(表 4)。这进一步说明了研究区煤层水为原始古水和近现代大气降水的混合水。巴彦花凹陷地处我国西北地区, 第四纪以来年平均蒸发量远高于降水量。巴彦花凹陷弱径流区水动力场相对较

缓, 有较少地表水补给, 产甲烷作用已逐渐减弱。结合生物气生成条件和水文地质条件分析, 巴彦花凹陷盆缘直接接受大气降水补给, 可携带产甲烷菌及营养物质进入煤层, 同时降低盐度、带走代谢产物等促进甲烷产生, 产生的甲烷可随地下水运移至弱径流区保存, 因此推测径流区次生生物成因气持续补充气藏。

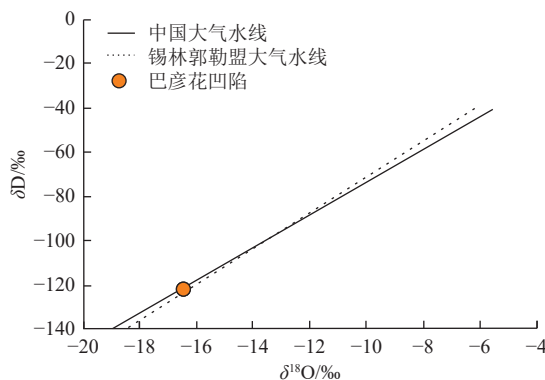


图 3 煤层产出水氢氧同位素特征

Fig.3 Hydrogen and oxygen isotopic characteristics of coalbed water

5 生气形成地质条件探讨

生物气的生成条件包括较低的温度、厌氧环境、低硫酸盐、富有机质、足够的孔隙空间及较低的矿化度等^[29]。

5.1 有机质

有机质是煤层生物甲烷生成的物质条件, 低阶煤腐殖组(镜质组)通常占绝大部分, 因此在煤生烃过程中镜质组演化程度直接影响生烃量^[30]。富气凹陷往往具有较高的腐殖组(镜质组)含量, 镜质组演化程度越高, 含气量越大。腐殖组(镜质组)产气以乙酸发酵作用为主, 惰质组、稳定组(壳质组)产气有 CO_2 还原参与^[31]。巴彦花凹陷采集煤样的镜质体最大反射率 R_{max} 为 $0.29\%\sim 0.59\%$, 平均 0.40% , 腐殖组(镜质组)体积分数为 $91.14\%\sim 100.00\%$ (表 5)。甲烷含量与镜质体反射率成正比, 表明煤热演化程度越高, 含气性越好(图 4)。

5.2 埋深

生物气主产气温度为 $25\sim 50\text{℃}$, 生物气的生成上限温度为 $80\sim 85\text{℃}$, 大多数产甲烷菌的最佳生长温度是 $35\sim 42\text{℃}$ ^[29]。低阶煤煤层气以甲烷含量 $1\ \text{m}^3/\text{t}$ 、 N_2 体积分数小于 20% 为界划分甲烷风化带^[32]。巴彦花凹陷煤层埋深在 $1\ 200\ \text{m}$ 以浅, 甲烷风化带深度在 $900\ \text{m}$, 地温梯度 $1.33\sim 2.76\text{℃}/\text{hm}$, 恒温带深度 $20\ \text{m}$, 恒温带温度 11℃ (图 5、图 6)。通过地温梯度反算, 预测 $900\sim 1\ 200\ \text{m}$ 煤储层温度介于 $23\sim 44\text{℃}$, 处于生物气主产气温度范围内, 有利于生物气的生成。

表 5 煤岩显微组分
Table 5 Maceral data of coals

煤层号	显微组分 $\phi/\%$			镜质体反射率 $R_{max}/\%$
	腐殖组(镜质组)	惰质组	稳定组(壳质组)	
5-1	91.9~99.0/96.20(10)	0.3~8.1/2.85(10)	0~3.1/0.94(10)	0.31~0.49/0.39(10)
5-2	97.1~99.5/97.75(4)	0.3~2.8/2.10(4)	0~0.3/0.18(4)	0.29~0.47/0.37(4)
5-3	94.1~100.0/98.65(12)	0~5.7/1.08(12)	0~2.0/0.27(12)	0.31~0.51/0.40(12)
5-4	95.2~99.5/97.87(6)	0.5~4.8/2.13(6)	0(6)	0.31~0.48/0.40(6)
5-5	97.90(1)	2.10(1)	0(1)	0.47(1)
6-1	91.1~100.0/98.25(8)	0.2~8.1/1.40(8)	0~1.7/0.35(8)	0.35~0.50/0.42(8)
6-2	98.4~99.8/99.30(5)	0.2~1.6/0.70(5)	0(5)	0.42~0.48/0.44(5)
6-3	99.1~99.8/99.44(7)	0.2~0.7/0.44(7)	0~0.4/0.07(7)	0.31~0.44/0.38(7)
6-4	99.0~99.8/99.50(7)	0.2~1.0/0.50(7)	0(7)	0.42~0.46/0.43(7)
6-5	97.9~98.4/98.18(4)	0~2.1/1.43(4)	0~1.5/0.40(34)	0.38~0.47/0.43(4)
6-6	96.8~99.7/98.40(5)	0.2~2.2/1.08(5)	0~2.5/0.52(5)	0.31~0.49/0.40(5)
6-7	97.4~99.8/99.24(8)	0.2~1.7/0.60(8)	0~0.9/0.16(8)	0.31~0.45/0.38(8)
6-8	96.5~99.5/98.06(8)	0.4~3.5/1.41(8)	0~1.7/0.53(8)	0.29~0.59/0.39(6)

注：0~2.0/0.27(12)表示最小~最大值/平均值(样品数)，其他数据同。

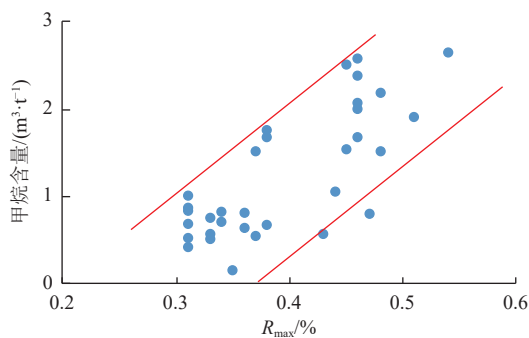


图 4 R_{max} 与甲烷含量关系

Fig.4 Relationship between methane content and R_{max}

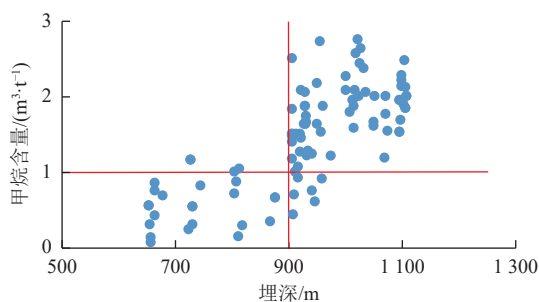


图 5 甲烷含量与埋深关系

Fig.5 Relationship between methane content and burial depth

5.3 物性条件

产甲烷菌生长需要有足够的孔隙空间,细菌的平均大小为 1~10 μm ,因此煤层需要具备较高孔隙率和较好渗透性^[29]。巴彦花凹陷煤主要发育细颈瓶型毛细孔,部分发育开放型平行板孔、尖劈孔和圆筒孔,微小孔和大孔发育,中孔发育较差^[33],总体上对煤层气的吸附和储集非常有利,但也会影响煤层气解吸的速率。

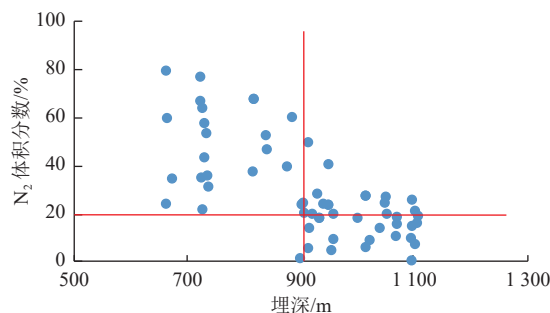


图 6 N_2 体积分数与埋深关系

Fig.6 Relationship between N_2 volume fraction and burial depth

煤岩类型主要为木质煤,其次为碎屑煤,发育割理、剪性外生裂隙、张性外生裂隙等。样品的主裂隙长度平均 0.25 cm,平均高度 0.19 cm,平均宽度 4.63 μm ,平均密度 3.14 条/cm;次裂隙长度平均 0.14 cm,平均高度 0.16 cm,平均宽度 4.13 μm ,平均密度 3.29 条/cm(表 6)。宏观裂隙较发育,形态各异,大小不一,连通性较好。煤岩孔隙率较高,介于 7.3%~25.1%,平均在 18.4%;渗透率中等,试井渗透率为 $(0.135\sim 0.692)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中渗-中高渗煤储层^[34]。总体上巴彦花凹陷煤岩孔渗性较好,为甲烷菌生长提供了足够空间。

5.4 水文地质条件

巴彦花凹陷煤系承压水由南西向北东方向的变化特征表明,水化学类型由 $\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型向 $\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3\text{-Na}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Na}$ 型过渡,pH 值逐渐变大,矿化度基本小于 1 500 mg/L, Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 浓度逐渐降低(图 1、表 3)。一般来说 HCO_3^- 和 Na^+ 的含量在滞流区普遍较高,补给区和径流区的 SO_4^{2-} 、 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 浓

表 6 煤岩裂隙统计结果
Table 6 Statistics of coal

样品号	煤岩类型	主裂隙				次裂隙			
		长度/cm	高度/cm	宽度/ μm	密度/(条· cm^{-1})	长度/cm	高度/cm	宽度/ μm	密度/(条· cm^{-1})
B-19	木质煤	0.020~0.800/0.27	0.005~0.800/0.14	1~20/5	3.7	0.010~1.100/0.23	0.010~1.100/0.32	1~15/4	3.8
B-28	木质煤	0.010~0.900/0.20	0.010~0.800/0.20	1~16/5	3.0	0.010~0.800/0.08	0.010~0.600/0.07	1~21/3	3.2
B-49	木质煤	0.005~0.700/0.30	0.005~0.600/0.19	1~25/5	3.1	0.005~0.600/0.15	0.005~0.500/0.14	1~20/5	3.1
B-67	木质煤	0.010~0.800/0.33	0.005~0.800/0.24	1~20/5	3.2	0.010~0.950/0.23	0.010~1.000/0.32	1~20/4	3.2
B-114	碎屑煤	0.005~0.700/0.20	0.005~0.700/0.19	1~25/5	2.8	0.005~0.700/0.18	0.005~0.600/0.14	1~20/5	2.8
B-138	木质煤	0.010~0.900/0.20	0.010~0.850/0.20	1~22/4	3.1	0.010~0.800/0.11	0.010~0.600/0.10	1~21/3	3.5
B-157	碎屑煤	0.005~0.700/0.20	0.005~0.700/0.19	1~25/5	3.0	0.005~0.600/0.09	0.005~0.500/0.10	1~20/5	3.2
B-18	木质煤	0.010~0.700/0.32	0.005~0.650/0.14	1~18/3	3.2	0.005~0.450/0.07	0.005~0.500/0.11	1~20/4	3.5

注：0.020~0.800/0.27为最小~最大值/平均值，其他数据同。

度相对于滞流区高^[35]。承压水的补给以侧向径流补给为主，其次为上部潜水的渗入补给，承压水与潜水在局部地段可形成互补关系，对煤系含水层矿化度影响明显。凹陷东西两侧出露地层为上侏罗统凝灰岩、下二叠统砂岩及花岗岩等，直接受大气降水补给，煤系孔隙裂隙承压水含水层直接与凹陷两侧出露岩层接触，彼此沟通，有利于侧向补给煤系。地下水封闭系数 $(\text{Na}^+ + \text{K}^+ + \text{HCO}_3^-) / (\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} + \text{SO}_4^{2-})$ 由 SW 向 NE 变大，表明水体封闭程度增高，中北部为较封闭的地下水环境。综合考虑煤层水位标高、矿化度和离子类型等参数划分水文地质单元，巴彦花凹陷大部为径流区，弱径流区主要位于中北部^[33]。一般矿化度小于 4 000 mg/L 时，产甲烷菌的活性最高，产气效率最大^[36]。pH 有利范围 6.4~8.0，一般认为 7~8 最好^[29,37]。 SO_4^{2-} 、 NO_3^- 浓度可作为识别环境条件和产气量的有效参数^[38-39]。巴彦花凹陷煤层水矿化度小于 4 000 mg/L，pH 介于 7.2~8.5，为弱碱性水， SO_4^{2-} 、 NO_3^- 、 Fe^{2+} 浓度低，有利于产甲烷菌生存繁殖产气和煤层气富集。径流区是乙酸发酵产气的有利环境，径流区产生气体可随地下水运移至适宜保存的弱径流区域聚集成藏。巴彦花凹陷中北部为地下水弱径流区，有较少淡水补给，地下水环境较封闭，是产气和成藏的有利区。

5.5 煤层气成藏模式

结合巴彦花凹陷构造、水文地质特征以及钻探验证，认为煤层气藏主要位于断陷轴部地下水弱径流区。巴彦花凹陷中部-缓坡带厚煤层发育，具有丰富的生气母质；富煤区发育区域性盖层，煤层直接顶板多发育泥岩，弱径流区水体环境较封闭，轴部汇水承压区利于煤层气侧向封堵，具有较好的煤层气保存条件；储层物性较好，埋深适宜，水文地质条件优越，利于生物气生成，整体表征为承压区水力封堵型生物气成藏模式(图 7)。巴彦花凹陷作为二连盆地典型的半地堑凹陷，其成藏

模式可作为二连盆地未来主要的煤层气勘探方向。

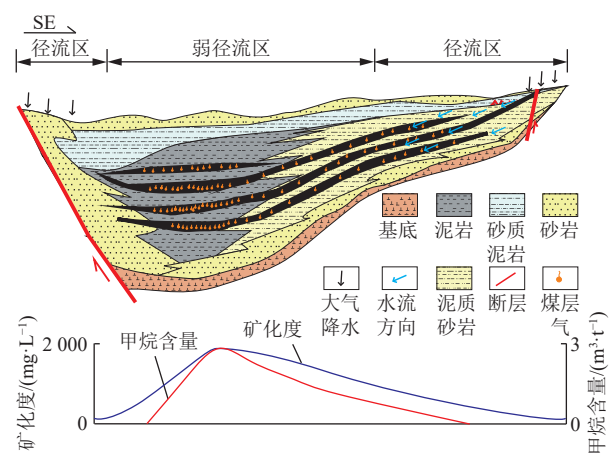


图 7 巴彦花凹陷承压区水力封堵型生物气成藏模式

Fig.7 Hydraulic sealing-type accumulation mode of biogenic gas in the confined area of the Bayanhua Sag

6 结论

a. 巴彦花凹陷煤层气以甲烷为主， $\text{C}_1/\text{C}_{1-5} > 0.99$ ，CDMI 基本小于 5%，干燥系数介于 104~5 540，表现出一定生物成因气特征。 $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)$ 介于 -51.80‰ ~ -67.70‰ ，平均为 -60.71‰ ； $\delta^{13}\text{C}(\text{CO}_2)$ 介于 -20.30‰ ~ -37.60‰ ，平均为 -27.69‰ ； $\delta\text{D}(\text{CH}_4)$ 介于 -226.20‰ ~ -291.00‰ ，平均为 -265.92‰ 。 $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4)$ 普遍小于 -55‰ ， $\delta\text{D}(\text{CH}_4)$ 小于 -190‰ ，为陆相生物成因气特征。生物甲烷产气途径以乙酸发酵和甲基发酵为主， CO_2 主要为乙酸发酵和甲基发酵产物。

b. 巴彦花凹陷煤层产出水呈弱碱性，矿化度较高，主要为 NaHCO_3 型水， SO_4^{2-} 、 NO_3^- 含量低。溶解无机碳 $\delta^{13}\text{C}_{\text{DIC}}$ 为 -2.6‰ ，有微生物产甲烷活动。 $\delta\text{D}(\text{H}_2\text{O})$ 为 -119‰ 、 $\delta^{18}\text{O}(\text{H}_2\text{O})$ 为 -16.4‰ ， ^{14}C 定年表观年龄 $(38\ 790 \pm 1\ 020)\text{a}$ ，表明煤层水为第四纪水，来源于大气降水，为现代混合水，推测现今仍在产气。径流区是乙

酸发酵产气的有利环境,为弱径流区提供气源的持续补充。

c. 巴彦花凹陷低阶煤储层孔渗性较好,储层适温,煤层水弱碱性、低矿化度,具备生气条件。二连盆地煤普遍低熟,主力煤层埋深一般在 1 200 m 以浅,地温适宜,总体上孔渗性较好。因此水文条件是影响生气的关键,在煤层气勘探选区过程中应重点关注。

参考文献(References)

- [1] FLORES R M. Coalbed methane: From hazard to resource[J]. *International Journal of Coal Geology*, 1998, 35(1/2/3/4): 3–26.
- [2] SONG Yan, LIU Shaobao, ZHANG Qun, et al. Coalbed methane genesis, occurrence and accumulation in China[J]. *Petroleum Science*, 2012, 9(3): 269–280.
- [3] GLASBY G P. Abiogenic origin of hydrocarbons: An historical overview[J]. *Resource Geology*, 2006, 56(1): 83–96.
- [4] THIELEMANN T, CRAMER B, SCHIPPERS A. Coalbed methane in the Ruhr Basin, Germany: A renewable energy resource?[J]. *Organic Geochemistry*, 2004, 35(11/12): 1537–1549.
- [5] SCOTT A R, KAISER W R, AYERS W B. Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico: Implications for coalbed gas producibility[J]. *AAPG Bulletin*, 1994, 78(8): 1186–1209.
- [6] 唐淑玲, 汤达祯, 孙斌, 等. 富(含)CO₂煤层气多源多阶成因研究进展及勘探开发启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 58–68.
TANG Shuling, TANG Dazhen, SUN Bin, et al. Research progress of multi-source and multi-stage genesis of CO₂-enriched CBM and the enlightenments for its exploration and development[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 58–68.
- [7] MILKOV A V. Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian Basin (Russia): Significance for formation of giant Cenomanian gas pools[J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(10): 1485–1541.
- [8] RICE D D. Composition and origins of coalbed gas[M]//LAW B E, RICE D D. *Hydrocarbons from Coal. Canada: AAPG Special Publication*, 1993, 38: 159–184.
- [9] SCHOELL M. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1980, 44(5): 649–661.
- [10] WHITICAR M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane[J]. *Chemical Geology*, 1999, 161(1/2/3): 291–314.
- [11] KOTARBA M J. Composition and origin of coalbed gases in the Upper Silesian and Lublin Basins, Poland[J]. *Organic Geochemistry*, 2001, 32(1): 163–180.
- [12] WHITICAR M J, FABER E, SCHOELL M. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO₂ reduction vs. acetate fermentation –isotope evidence[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1986, 50(5): 693–709.
- [13] SMITH J W, PALLASSER R J. Microbial origin of Australian coalbed methane[J]. *AAPG Bulletin*, 1996, 80(6): 891–897.
- [14] 琚宜文, 李清光, 颜志丰, 等. 煤层气成因类型及其地球化学研究进展[J]. *煤炭学报*, 2014, 39(5): 806–815.
JU Yiwen, LI Qingguang, YAN Zhifeng, et al. Origin types of CBM and their geochemical research progress[J]. *Journal of China Coal Society*, 2014, 39(5): 806–815.
- [15] 李跃国, 姚程鹏, 杨曙光, 等. 淮南米泉地区煤层气成因及其富集成藏机理研究[J]. *煤炭科学技术*, 2021, 49(4): 220–226.
LI Yueguo, YAO Chengpeng, YANG Shuguang, et al. Study on origin and accumulation mechanism of coalbed methane in Mi-quan Area of Southern margin of Zhunggar Basin[J]. *Coal Science and Technology*, 2021, 49(4): 220–226.
- [16] 马行陟, 宋岩, 柳少波, 等. 煤储层中水的成因、年龄及演化: 卤素离子、稳定同位素和¹²⁹I的证据[J]. *中国科学: 地球科学*, 2013, 43(10): 1699–1707.
MA Xingzhi, SONG Yan, LIU Shaobo, et al. Origin and evolution of waters in the Hancheng coal seams, the Ordos Basin, as revealed from water chemistry and isotope (H, O, ¹²⁹I) analyses[J]. *Science China: Earth Sciences*, 2013, 43(10): 1699–1707.
- [17] 王海超. 沁水盆地中南部煤系气储层物性及叠置成藏模式[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2017.
WANG Haichao. Reservoir physical properties and superimposed accumulation model of coal measure gas in Central–South Qinshui Basin[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2017.
- [18] 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 Qiping, et al. Low-rank coalbed methane exploration in Jiergalantu Sag, Erlian Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(5): 485–492.
- [19] LI Ling, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Coalbed methane geology and exploration potential in large, thick, low-rank seams in the Bayanhua Sag of the Erlian Basin, Northern China[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2022, 40(3): 995–1022.
- [20] 陶俊杰, 申建, 王金月, 等. 二连盆地吉尔嘎朗图凹陷煤层气成因类型及勘探方向[J]. *高校地质学报*, 2019, 25(2): 295–301.
TAO Junjie, SHEN Jian, WANG Jinyue, et al. Genetic types and exploration prospect of coalbed methane in Jiergalantu Depression, Erlian Basin[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2019, 25(2): 295–301.
- [21] 陶明信. 煤层气地球化学研究现状与发展趋势[J]. *自然科学进展*, 2005, 15(6): 648–652.
TAO Mingxin. Research status and development trend of coalbed methane geochemistry[J]. *Progress in Natural Science*, 2005, 15(6): 648–652.
- [22] GOLDING S D, BOREHAM C J, ESTERLE J S. Stable isotope geochemistry of coal bed and shale gas and related production waters: A review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 120: 24–40.
- [23] FORMOLO M J, SALACUP J M, PETSCH S T, et al. A new model linking atmospheric methane sources to Pleistocene glaciation via methanogenesis in sedimentary basins[J]. *Geology*, 2008, 36(2): 139–142.

- [24] VINSON D S, BLAIR N E, MARTINI A M, et al. Microbial methane from in situ biodegradation of coal and shale: A review and reevaluation of hydrogen and carbon isotope signatures[J]. *Chemical Geology*, 2017, 453: 128–145.
- [25] 王大锐, 姜乃煌, 宋孚庆. 南堡凹陷地层水中 HCO_3^- 的碳同位素特征与生物气的识别[J]. *天然气工业*, 1995, 15(5): 18–20.
WANG Darui, JIANG Naihuang, SONG Fuqing. Carbon isotope characteristics of HCO_3^- and identification of biogas in formation water of Nanpu Sag[J]. *Natural Gas Industry*, 1995, 15(5): 18–20.
- [26] BAUBLYS K A, HAMILTON S K, GOLDING S D, et al. Microbial controls on the origin and evolution of coal seam gases and production waters of the Walloon Subgroup, Surat Basin, Australia[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 147/148: 85–104.
- [27] 皇甫玉慧, 康永尚, 邓泽, 等. 低煤阶煤层气成藏模式和勘探方向[J]. *石油学报*, 2019, 40(7): 786–797.
HUANGFU Yuhui, KANG Yongshang, DENG Ze, et al. Low coal rank coalbed methane accumulation model and exploration direction[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(7): 786–797.
- [28] 宋佩德, 范莉, 潘结南, 等. 新郑矿区地下水类型及水源判别[J]. *煤矿安全*, 2014, 45(2): 165–168.
SONG Peide, FAN Li, PAN Jienan, et al. Groundwater types and water source discrimination for Xinzheng Mining Area[J]. *Safety in Coal Mines*, 2014, 45(2): 165–168.
- [29] 孙钦平. 二连盆地低煤阶煤层气富集特征与开发工艺优选: 以霍林河、吉尔嘎朗图凹陷为例[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2018.
SUN Qiping. The enrichment characteristics of low-rank coalbed methane and optimal suitable development technologies in Erlian Basin: A case study of Huolinhe and Jiergalangtu Sags[D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2018.
- [30] 夏大平, 苏现波, 吴昱, 等. 不同预处理方式和模拟产气实验对煤结构的影响[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(1): 129–133.
XIA Daping, SU Xianbo, WU Yu, et al. Effect of experiment of different pretreatment methods and simulating biogenic methane production on coal structure[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(1): 129–133.
- [31] 王爱宽. 褐煤本源菌生气特征及其作用机理[J]. *煤炭学报*, 2010, 35(11): 1945–1946.
WANG Aikuan. Generation and mechanism of gas from brown coal under action of parent bacterium[J]. *Journal of China Coal Society*, 2010, 35(11): 1945–1946.
- [32] 杨曙光, 许浩, 王刚, 等. 低煤阶煤层气甲烷风化带划分方法及影响因素: 以淮南乌鲁木齐矿区为例[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(11): 3825–3832.
YANG Shuguang, XU Hao, WANG Gang, et al. Methane weathering zone division method and influencing factors of low-rank coalbed methane in Urumqi Mining Area, Southern Junggar Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(11): 3825–3832.
- [33] 姚海鹏, 吕伟波, 王凯峰, 等. 巨厚低阶煤煤层气储层关键成藏地质要素及评价方法: 以二连盆地巴彦花凹陷为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2020, 48(1): 85–95.
YAO Haipeng, LYU Weibo, WANG Kaifeng, et al. Key geological factors and evaluation methods for huge low-rank coalbed methane reservoirs: Taking Bayanhua depression in Erlian Basin as an example[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2020, 48(1): 85–95.
- [34] 康永尚, 孙良忠, 张兵, 等. 中国煤储层渗透率分级方案探讨[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(增刊1): 186–194.
KANG Yongshang, SUN Liangzhong, ZHANG Bing, et al. Discussion on classification of coalbed reservoir permeability in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(Sup.1): 186–194.
- [35] HUANG Huazhou, BI Caiqin, SANG Shuxun, et al. Signature of coproduced water quality for coalbed methane development[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 47: 34–46.
- [36] 郝慧丽, 王海超, 田继军, 等. 阜康矿区煤层气成因探讨[J]. *煤矿安全*, 2021, 52(9): 1–9.
HAO Huili, WANG Haichao, TIAN Jijun, et al. Discussion on genesis of coalbed methane in Fukang Mining Area[J]. *Safety in Coal Mines*, 2021, 52(9): 1–9.
- [37] 李刚, 杨立中, 欧阳峰. 厌氧消化过程控制因素及pH和Eh的影响分析[J]. *西南交通大学学报*, 2001, 36(5): 518–521.
LI Gang, YANG Lizhong, OUYANG Feng. Control factors of anaerobic digestion and effect of pH and Eh[J]. *Journal of Southwest Jiaotong University*, 2001, 36(5): 518–521.
- [38] 来守超. 煤层生物甲烷产生和氧化过程及其微生物学特征研究[D]. 北京: 中国农业科学院, 2019.
LAI Shouchao. Pathways and microbiological characterization of coalbed biomethane production and oxidation[D]. Beijing: Chinese Academy of Agricultural Sciences, 2019.
- [39] 李洋. 沁水盆地南部煤储层生物甲烷与微生物群落研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
LI Yang. Study on biomethane and microbial community in coal reservoir of the Southern Qinshui Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.

(责任编辑 范章群)