

鄂尔多斯盆地大牛地气田奥陶系风化壳天然气成因和来源

王萍^{1,2}, 吴小奇^{1,2}, 李春堂³, 王杰^{1,2}, 张毅^{1,2}, 朱东亚⁴, 姜海健^{1,2}, 向连格⁵

(1. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126; 2. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126; 3. 中国石化华北油气分公司 勘探开发研究院, 河南 郑州 450006; 4. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206; 5. 宁夏回族自治区基础地质调查院, 宁夏 银川 750021)

摘要: 作为鄂尔多斯盆地重要的天然气勘探接替领域之一, 奥陶系马家沟组在顶部风化壳发现了以靖边气田为代表的规模天然气资源, 但其天然气成因及来源仍存在较大争议。研究以大牛地气田为例, 基于天然气组分和碳、氢同位素等地球化学特征分析来揭示奥陶系风化壳天然气的成因和来源。结果表明: ①大牛地气田奥陶系风化壳天然气干燥系数(C_1/C_{1-5} , 甲烷 C_1 与总烃 C_{1-5} 的含量比值)介于0.911~0.979, CO_2 含量介于1.68%~14.39%, 部分样品能检出 H_2S , 含量介于 $(0.07 \sim 3.37) \times 10^{-6}$, 酸性指数(GSI)仅为 $10^{-7} \sim 10^{-6}$ 量级。② $\delta^{13}C_1$, $\delta^{13}C_2$, $\delta^{13}C_3$ 和 δD_1 分别介于-40.0‰~-33.2‰, -35.6‰~-24.9‰, -30.7‰~-24.1‰和-209‰~-184‰。③大牛地气田奥陶系风化壳天然气未经明显的硫酸盐热化学还原反应(TSR)改造, 但部分样品在酸化压裂时, 混入碳酸盐岩储层被溶蚀改造形成的无机成因的 CO_2 。④天然气成因判识和气-源对比表明, 风化壳天然气主体为太原组煤系烃源岩生成的煤成气, 其通过垂向和侧向运移进入风化壳储层过程中经历了明显的运移分馏, 气藏中混入的少量油型气为马家沟组碳酸盐岩烃源岩生成的原油后期发生二次裂解所形成。

关键词: 碳、氢同位素; 次生改造; 气-源对比; 天然气成因; 风化壳; 奥陶系; 大牛地气田; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Origins and sources of natural gas in the Ordovician weathered crust reservoirs in the Daniudi gas field, Ordos Basin

WANG Ping^{1,2}, WU Xiaoqi^{1,2}, LI Chuntang³, WANG Jie^{1,2}, ZHANG Yi^{1,2}, ZHU Dongya⁴,
JIANG Haijian^{1,2}, XIANG Liange⁵

(1. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Wuxi Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. Exploration and Development Research Institute, North China Petroleum Bureau, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450006, China; 4. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 102206, China; 5. Geological Survey Institute of Ningxia Hui Autonomous Region, Yinchuan, Ningxia 750021, China)

Abstract: In the Ordos Basin, the Ordovician Majiagou Formation is an important replacement for natural gas exploration. Large-scale natural gas resources, such as those in the Jingbian gas field, have been discovered in the weathered crust at its top. However, the origins and sources of these resources remain highly controversial. In this study, we analyze the components and geochemical characteristics (e. g., carbon and hydrogen isotopic compositions) of natural gas from the Daniudi gas field. Accordingly, the origins and sources of natural gas are clarified within the Ordovician weathered crust reservoirs. The results indicate that the natural gas exhibits dryness coefficient (C_1/C_{1-5}) values ranging from 0.911 to 0.979 and CO_2 content from 1.68% to 14.39%. H_2S is observed in some samples, with content varying from 0.07×10^{-6} to 3.37×10^{-6} and gas sweetness index (GSI) values of merely 10^{-7} to 10^{-6} order of magnitude. Additionally, the $\delta^{13}C_1$, $\delta^{13}C_2$, $\delta^{13}C_3$, and δD_1 values of natural gas range from -40.0‰ to -33.2‰, -35.6‰ to -24.9‰, -30.7‰ to -24.1‰, and -209‰ to -184‰, respectively. The natural gas in the Ordovician weathered crust reservoirs did not undergo significant thermochemical sulfate reduction (TSR). However, CO_2 of

收稿日期: 2025-07-02; 修回日期: 2025-09-01。

第一作者简介: 王萍(1984—), 女, 高级工程师, 油气地球化学。E-mail: wp2010.syky@sinopec.com。

通信作者简介: 吴小奇(1982—), 男, 高级工程师, 油气成藏地球化学。E-mail: xqwu@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(U2244209, 42172149)。

inorganic origin, produced by the dissolution of carbonate reservoirs, was mixed into some samples during acid fracturing. Origin identification and gas-source correlation reveal that the natural gas in the weathered crust reservoirs is dominated by coal-derived gas generated from coal-measure source rocks in the Taiyuan Formation. Such coal-derived gas experienced significant fractionation during both vertical and lateral migration into the weathered crust reservoirs. Additionally, the gas reservoirs also contain a minor proportion of oil-associated gas formed by the secondary cracking of crude oil generated from the carbonate source rocks in the Majiagou Formation.

Key words: carbon and hydrogen isotope, secondary transformation, gas-source correlation, natural gas origin, weathered crust, Ordovician, Daniudi gas field, Ordos Basin

引用格式:王萍,吴小奇,李春堂,等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田奥陶系风化壳天然气成因和来源[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 574–590. DOI: 10.11743/ogg20260214.

WANG Ping, WU Xiaoqi, LI Chuntang, et al. Origins and sources of natural gas in the Ordovician weathered crust reservoirs in the Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 574–590. DOI: 10.11743/ogg20260214.

鄂尔多斯盆地是中国陆上天然气年产量最高的盆地,上古生界石炭系–二叠系碎屑岩天然气已基本探明,并实现了高效规模开发。下古生界奥陶系海相碳酸盐岩作为重要的接替领域之一,近年来天然气勘探也不断获得突破,展现出良好的勘探潜力^[1–4]。

盆地内奥陶系勘探领域主要聚焦在马家沟组碳酸盐岩层段,由于马家沟组五段6亚段(马五⁶亚段, $O_1m^{5(6)}$)普遍发育膏盐层,因而往往以其为界自上而下划分为盐上、盐间和盐下3套组合^[2],其中盐上的马家沟组五段1—4亚段(马五^{1–4}亚段, $O_1m^{5(1–4)}$)碳酸盐岩由于普遍经历了风化淋滤溶蚀而常被称为风化壳层。自20世纪90年代在风化壳探明靖边气田^[5, 6]以来,鄂尔多斯盆地地下古生界天然气勘探不断取得新突破,中央古隆起东侧多口井在奥陶系盐下也相继获得工业气流,展现了良好的勘探前景^[2, 7–12]。大牛地气田是鄂尔多斯盆地北部重要的大型气田之一^[13, 14],近年来下古生界天然气勘探主要聚焦在马家沟组顶部的风化壳储层,目前已提交控制和预测储量分别为 $221.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $129.41 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[15]。

关于奥陶系风化壳储层天然气的成因和来源,虽然学者们都承认既有煤成气的贡献,也有油型气的贡献,但具体以哪种类型为主以及油型气来自哪里,仍然存在较大分歧^[5, 6, 16–19]。就大牛地气田风化壳天然气而言,轻烃指纹对比揭示了其为混源气,并以煤成气为主^[20, 21],但也有研究认为以马家沟组烃源岩生成的油型气为主,上古生界煤系烃源岩的贡献仅占0~45%^[15]。

以上观点分歧关键在于对地球化学数据的不同解读,尤其是对天然气生成后是否发生次生改造认识不一,且以往研究中氢同位素组成特征也鲜有提及,而对碳同位素组成的区分度不够。因此,本次工作以大牛地气田为例,对奥陶系风化壳天然气开展组分和碳、氢同

位素组成分析,并与该气田上古生界以及靖边等气田奥陶系天然气进行对比,明确天然气成因和来源。这不仅有利于揭示鄂尔多斯盆地奥陶系风化壳天然气形成和聚集机理,而且对拓展勘探领域也具有积极意义。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地是一个稳定沉降的多旋回克拉通盆地,盆地内部构造平缓,断裂整体发育程度低。大牛地气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部(图1a),面积为2 003.07 km²,整体呈东北高、西南低的单斜,平均倾角不到1°^[13, 15]。上古生界天然气主要赋存于石炭系太原组(C_3t)及下二叠统山西组(P_2s)和下石盒子组(P_2x)致密砂岩中,而下古生界天然气则主要赋存于奥陶系马家沟组(O_1m)碳酸盐岩中(图1c)。

鄂尔多斯盆地在马家沟组沉积后经历了区域性抬升,形成了以鄂托克旗—庆阳一线为轴部的古隆起,并经历了广泛的风化剥蚀;在石炭系本溪组(C_2b)沉积前形成了自古隆起轴部往东的抬升剥蚀强度逐渐减弱、地表出露地层逐渐变新的格局^[2, 24]。马家沟组为一套碳酸盐岩与蒸发岩沉积,自下而上划分为6段,其中顶部的马(马家沟组)六段(O_1m^6)在盆地中、东部基本被剥蚀,而马五段(O_1m^5)自上而下又可以分为10个亚段($O_1m^{5(1)}—O_1m^{5(10)}$)^[25](图1),其顶部的马五^{1–4}亚段($O_1m^{5(1–4)}$)碳酸盐岩普遍经历了风化淋滤溶蚀而常被称为风化壳层。石炭系本溪组(C_2b)铁铝质泥岩层不整合覆盖于马家沟组风化壳之上,其厚度整体较薄,部分地区甚至缺失,而太原组直接不整合覆盖在马家沟组之上^[21], C_2b 和 C_3t 组泥岩也构成了奥陶系风化壳气藏的主力盖层^[20]。此外,燕山期盆地东部整体抬升、西部差异沉降,构造反转使得盆地中、东部下古生界转

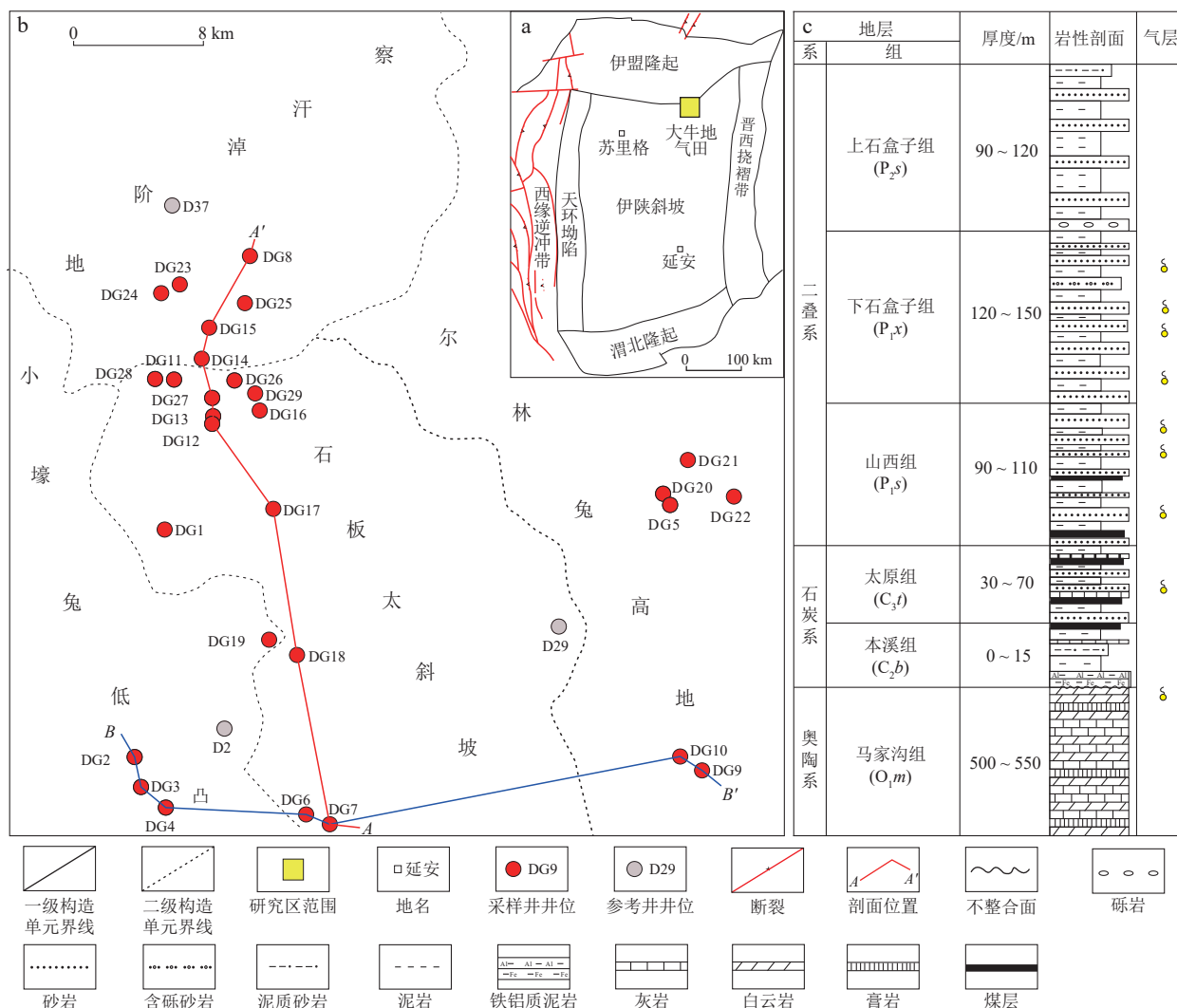


图1 鄂尔多斯盆地构造单元划分(a)、大牛地气田下古生界采样井位分布(b)及古生代地层综合柱状图(c)(据文献[22-23]修改)

Fig. 1 Distribution of cored wells used to collect the Lower Paleozoic gas samples (a) and the composite stratigraphic column of the Paleozoic strata (b) in the Daniudi gas field, Ordos Basin (modified after references [22-23])

变为整体向西倾斜的单斜构造^[2, 24]。

大牛地气田主力烃源岩为太原组和山西组的煤和暗色泥岩, 镜质体反射率介于0.95%~1.53%, 处于成熟-高成熟演化阶段^[26], 整体表现出偏腐殖型有机质特征, 具有“广覆式”生烃特点, 累计生气强度普遍超过 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[27]。另一套潜在烃源岩为马家沟组碳酸盐岩, 其有机质丰度整体偏低, 其中位于 $O_1m^{(6)}$ 膏盐层之下的盐下烃源岩具备相对更好的生烃潜力^[18]。盐上和盐间样品中总有机碳含量(TOC)大于0.4%的仅占9.8%, 而盐下则占28.2%^[18]。

2 样品与实验条件

本次工作利用带有涂层的0.7 L不锈钢高压钢瓶采集了29件来自大牛地气田奥陶系风化壳储层的天

然气样品进行地球化学测试。样品采自大牛地气田小壕兔低凸(4个)、石板太斜坡(13个)、察汗淖阶地(6个)和尔林兔高地(6个)等不同构造单元的钻井(图1b), 其中1个样品来自 $O_1m^{(1)}$ 储层, 3个样品来自 $O_1m^{(2)}$ 储层, 其余25个样品为 $O_1m^{(1-2)}$ 混采(表1)。对所采集的29个样品均开展了天然气组分、 H_2S 含量及稳定碳同位素组成分析, 并对其中20个样品(DG1—DG19, DG21)开展了稳定氢同位素组成分析。相关分析主要在中国石化油气成藏重点实验室进行, 仅 H_2S 含量在自然资源部第三海洋研究所进行检测。天然气组分分析采用Agilent 7890A气相色谱仪; H_2S 含量检测采用硝酸银沉淀法; 稳定碳同位素组成分析采用Thermo Fisher Scientific MAT 253稳定同位素质谱仪, 标准为VPDB, 精度为 $\pm 0.5\text{‰}$; 稳定氢同位素组成测试采用Thermo Scientific Delta V Advantage质谱仪

表1 鄂尔多斯盆地大牛地气田奥陶系风化壳天然气组分和碳、氢同位素组成

Table 1 Components and carbon and hydrogen isotopic compositions of natural gas in the Ordovician weathered crust reservoirs in the Daniudi gas field

井号	层位	天然气组分含量/%				H ₂ S含量/ 10 ⁻⁶	δ ¹³ C/‰						δD ₁ /‰
		CH ₄	C ₂₋₅	CO ₂	N ₂		C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	CO ₂	
DG1	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	89.44	3.81	6.36	0.37	—	-35.5	-25.4	-25.1	-24.0	-24.1	-10.8	-184
DG2	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	89.71	3.08	7.08	0.12	—	-37.2	-27.0	-27.5	-24.9	-25.6	-12.1	-198
DG3	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	89.01	4.86	5.89	0.10	—	-36.6	-30.8	-27.1	-24.7	-24.7	-14.8	-188
DG4	O ₁ m ⁵⁽¹⁾	93.98	4.32	1.68	0.00	—	-36.3	-30.2	-27.8	-23.8	-23.3	-11.8	-198
DG5	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	87.50	8.41	3.81	0.26	0.60	-39.7	-30.5	-27.7	-26.1	-25.9	-12.4	-197
DG6	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	88.27	7.44	4.12	0.18	—	-38.2	-35.6	-30.7	-28.7	-27.3	-13.8	-188
DG7	O ₁ m ⁵⁽²⁾	89.19	6.45	4.15	0.22	—	-38.7	-34.6	-29.2	-26.4	-25.2	-15.9	-189
DG8	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	86.63	7.82	5.41	0.13	—	-37.9	-25.4	-24.1	-24.1	-23.0	-11.4	-209
DG9	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	87.21	7.82	4.81	0.15	—	-39.4	-32.0	-27.7	-25.5	-25.0	-15.1	-190
DG10	O ₁ m ⁵⁽²⁾	86.46	8.42	4.86	0.25	—	-40.0	-31.6	-28.0	-27.2	-25.9	-14.2	-190
DG11	O ₁ m ⁵⁽²⁾	84.87	2.86	12.10	0.16	—	-37.4	-28.3	-26.3	—	—	-10.2	-191
DG12	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	86.13	2.92	10.84	0.10	—	-34.8	-27.3	-28.2	-25.2	-26.7	-9.4	-195
DG13	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	84.32	2.62	12.93	0.12	—	-36.0	-27.2	-28.9	—	—	-11.7	-196
DG14	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	86.36	4.76	8.59	0.28	—	-36.8	-26.1	-24.7	-25.2	-24.4	-12.3	-194
DG15	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	87.34	3.68	8.58	0.39	—	-35.5	-26.0	-25.0	-24.1	-23.9	-11.4	-191
DG16	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	83.14	3.93	12.86	0.07	—	-36.9	-26.1	-26.5	—	—	-11.5	-192
DG17	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	83.77	3.25	12.67	0.31	—	-36.9	-25.6	-26.0	-25.9	-24.7	-9.5	-187
DG18	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	84.64	5.58	9.49	0.28	—	-38.4	-25.7	-25.0	-25.5	-24.3	-13.7	-205
DG19	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	79.30	6.01	14.39	0.28	—	-36.9	-25.6	-25.8	-24.9	-24.0	-11.4	-205
DG20	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	91.79	5.75	2.45	—	—	-38.8	-30.3	-27.7	-26.0	-26.2	-7.9	—
DG21	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	91.77	5.42	2.79	—	0.15	-38.0	-28.8	-27.1	-26.7	-25.9	-6.9	-202
DG22	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	90.71	6.56	2.65	0.06	1.07	-39.4	-27.7	-26.2	-25.7	-25.3	-9.1	—
DG23	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	93.87	2.02	3.14	0.05	1.24	-36.4	-26.8	-26.4	-24.7	-24.6	-8.1	—
DG24	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	94.64	1.90	3.22	—	0.18	-36.5	-25.5	-24.2	-24.2	-22.6	-7.9	—
DG25	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	94.17	3.02	2.61	0.04	1.14	-33.2	-26.0	-29.4	-30.2	-29.1	-10.1	—
DG26	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	92.07	3.02	4.87	—	0.07	-34.6	-26.7	-28.0	-25.9	-26.5	-7.5	—
DG27	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	91.76	2.79	5.43	—	0.33	-34.7	-26.9	-28.6	-26.8	-27.3	-5.7	—
DG28	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	93.40	2.21	4.34	0.02	3.37	-36.5	-27.3	-25.4	-24.3	-23.0	-6.7	—
DG29	O ₁ m ⁵⁽¹⁻²⁾	84.45	2.65	12.71	—	0.35	-34.8	-24.9	-26.4	-24.3	-24.9	-12.3	—

注: C₂₋₅代表原子数为2到5的烷烃,主要包括乙烷(C₂)、丙烷(C₃)、丁烷(C₄)和戊烷(C₅);“—”代表没有数据。

(GC/TC/IRMS),标准为VSMOW,精度为±3‰。样品分析数据详见表1。同时,还收集整理了大牛地气田上古生界P₁x、P₁s和C₃t天然气^[13],靖边气田风化壳O₁m⁵⁽¹⁻⁴⁾天然气^[5]及鄂尔多斯盆地盐下O₁m⁵⁽⁷⁾和O₁m³⁻⁴天然气^[8]数据用于对比分析(表2)。

3 天然气地球化学特征

3.1 组分

大牛地气田O₁m⁵⁽¹⁻²⁾天然气以烃类为主,其中甲烷(C₁)含量介于79.30%~94.64%,重烃气(C₂₊)含量介于1.99%~8.42%,干燥系数(C₁/C₁₋₅含量比值)为

0.911~0.979,既有干气,又有湿气(表1;图2)。大牛地O₁m⁵⁽¹⁻²⁾天然气的甲烷含量和干燥系数整体高于P₁s天然气,但普遍低于气田中P₁x且明显低于靖边气田O₁m⁵⁽¹⁻⁴⁾天然气的值(表2;图2a)。与鄂尔多斯盆地盐下天然气相比,大牛地气田O₁m⁵⁽¹⁻²⁾天然气甲烷含量较为一致,但干燥系数整体明显偏低(表2;图2a)。

大牛地气田O₁m⁵⁽¹⁻²⁾天然气中非烃气体主要为CO₂,其含量为1.68%~14.39%,平均值为6.72%;分布范围整体与靖边气田O₁m⁵⁽¹⁻⁴⁾和盆地内盐下天然气中CO₂含量较为接近,而普遍高于上古生界不同层系天然气中CO₂含量(表2)。

大牛地气田O₁m⁵⁽¹⁻²⁾整体表现出不含-微含H₂S特征,部分天然气样品具有轻微的臭鸡蛋气味,表明这些

表2 鄂尔多斯盆地古生界天然气组分和碳、氢同位素组成

Table 2 Components and carbon and hydrogen isotopic compositions of natural gas from the Paleozoic strata, Ordos Basin

地区	层位	天然气组分含量/%			H ₂ S含量/10 ⁻⁶	GSI
		CH ₄	C ₂₋₅	CO ₂		
大牛地气田	P _{1x}	96.08 ~ 97.22 (96.65)	2.49 ~ 3.32 (2.84)	0.25 ~ 0.79 (0.50)	—	—
	P _{1s}	83.11 ~ 93.48 (89.14)	4.23 ~ 15.28 (8.81)	0.64 ~ 2.61 (2.04)	—	—
	C _{3t}	89.00 ~ 91.09 (89.79)	6.86 ~ 9.66 (8.56)	0.87 ~ 2.56 (1.64)	—	—
	O _{1m} ⁵⁽¹⁻²⁾	79.30 ~ 94.64 (88.48)	1.99 ~ 8.42 (4.60)	1.68 ~ 14.39 (6.71)	0.07 ~ 3.37 (0.85)	1.54 × 10 ⁻⁷ ~ 3.52 × 10 ⁻⁶ (9.17 × 10 ⁻⁷)
鄂尔多斯盆地	O _{1m} ⁵⁽⁷⁾	88.64 ~ 96.87 (92.75)	0.88 ~ 2.29 (1.59)	0.07 ~ 0.82 (0.44)	—	—
	O _{1m} ³⁻⁴	40.24 ~ 97.86 (84.88)	0.04 ~ 5.45 (2.14)	0.15 ~ 11.49 (3.83)	—	—
靖边气田	O _{1m} ⁵⁽¹⁻⁴⁾	84.49 ~ 96.60 (92.82)	0.32 ~ 1.11 (0.73)	2.15 ~ 6.39 (4.40)	21 ~ 1320 (572)	2.2 × 10 ⁻⁵ ~ 1.4 × 10 ⁻³ (6.1 × 10 ⁻⁴)
地区	C ₁ /C ₁₋₅	δ ¹³ C/‰			δD ₁ /‰	数据来源
		C ₁	C ₂	C ₃		
大牛地气田	0.967 ~ 0.975 (0.971)	-35.8 ~ -34.5 (-35.2)	-26.4 ~ -25.2 (-25.8)	-26.2 ~ -24.1 (-25.2)	-184 ~ -179 (-181)	文献[13]
	0.845 ~ 0.957 (0.910)	-37.0 ~ -33.8 (-35.3)	-25.9 ~ -23.9 (-25.0)	-24.3 ~ -23.4 (-23.7)	-209 ~ -182 (-194)	
	0.902 ~ 0.930 (0.913)	-38.0 ~ -37.2 (-37.7)	-25.5 ~ -24.8 (-25.1)	-25.1 ~ -23.1 (-24.1)	-205 ~ -197 (-202)	
	0.911 ~ 0.979 (0.951)	-40.0 ~ -33.2 (-37.0)	-35.6 ~ -24.9 (-28.0)	-30.7 ~ -24.1 (-26.9)	-209 ~ -184 (-194)	本次研究
鄂尔多斯盆地	0.977 ~ 0.990 (0.984)	-40.1 ~ -39.3 (-39.7)	-29.7 ~ -23.8 (-26.8)	-21.2 ~ -19.7 (-20.4)	—	文献[8]
	0.944 ~ 0.999 (0.978)	-45.1 ~ -37.3 (-40.7)	-33.0 ~ -25.4 (-28.1)	-25.8 ~ -20.0 (-23.8)	—	
靖边气田	0.987 ~ 0.996 (0.992)	-34.2 ~ -31.3 (-32.7)	-33.7 ~ -27.7 (-30.5)	-30.0 ~ -26.6 (-28.3)	-171 ~ -155 (-165)	文献[5]

注: C₂₋₅表示原子数为2到5的烷烃, 主要包括乙烷(C₂)、丙烷(C₃)、丁烷(C₄)和戊烷(C₅); GSI表示气体酸性指数; 表中数据格式为最小值~最大值(平均值); “—”表示没有数据。

天然气中含有微量的H₂S。在实验室采用硝酸银沉淀法进行检测发现29个气样中有10个能检出H₂S, 其含量介于(0.07 ~ 3.37) × 10⁻⁶, 平均值为0.85 × 10⁻⁶ (表2), 明显低于靖边气田O_{1m}⁵⁽¹⁻⁴⁾天然气的H₂S平均含量(572.20 × 10⁻⁶)^[5]。

3.2 碳同位素

在烷烃气碳同位素组成方面, 大牛地气田O_{1m}⁵⁽¹⁻²⁾天然气甲烷、乙烷和丙烷碳同位素比值(δ¹³C₁, δ¹³C₂和δ¹³C₃)分别为-40.0‰ ~ -33.2‰, -35.6‰ ~ -24.9‰和-30.7‰ ~ -24.1‰, 平均值分别为-37.0‰, -28.0‰和

-26.9‰ (表1; 图2b, c), 且均低于大牛地气田上古生界P_{1x}和P_{1s}天然气对应的平均值(表2; 图2b, c)。O_{1m}⁵⁽¹⁻²⁾天然气δ¹³C₁平均值与C_{3t}天然气平均值较为一致(-37.7‰; 表2), 但δ¹³C₂和δ¹³C₃平均值却明显小于C_{3t}天然气对应的值(分别为-25.1‰和-24.1‰) (表2)。

靖边气田O_{1m}⁵⁽¹⁻⁴⁾天然气δ¹³C₁, δ¹³C₂和δ¹³C₃分布较为集中, 分别为-34.2‰ ~ -31.3‰, -33.7‰ ~ -27.7‰和-30.0‰ ~ -26.6‰ (表2), 其中δ¹³C₁整体高于大牛地O_{1m}⁵⁽¹⁻²⁾天然气(表2; 图2b), 而δ¹³C₂和δ¹³C₃则与大牛地O_{1m}⁵⁽¹⁻²⁾天然气对应值较为一致(表2; 图2c)。

鄂尔多斯盆地盐下O_{1m}⁵⁽⁷⁾和O_{1m}³⁻⁴天然气δ¹³C₁平

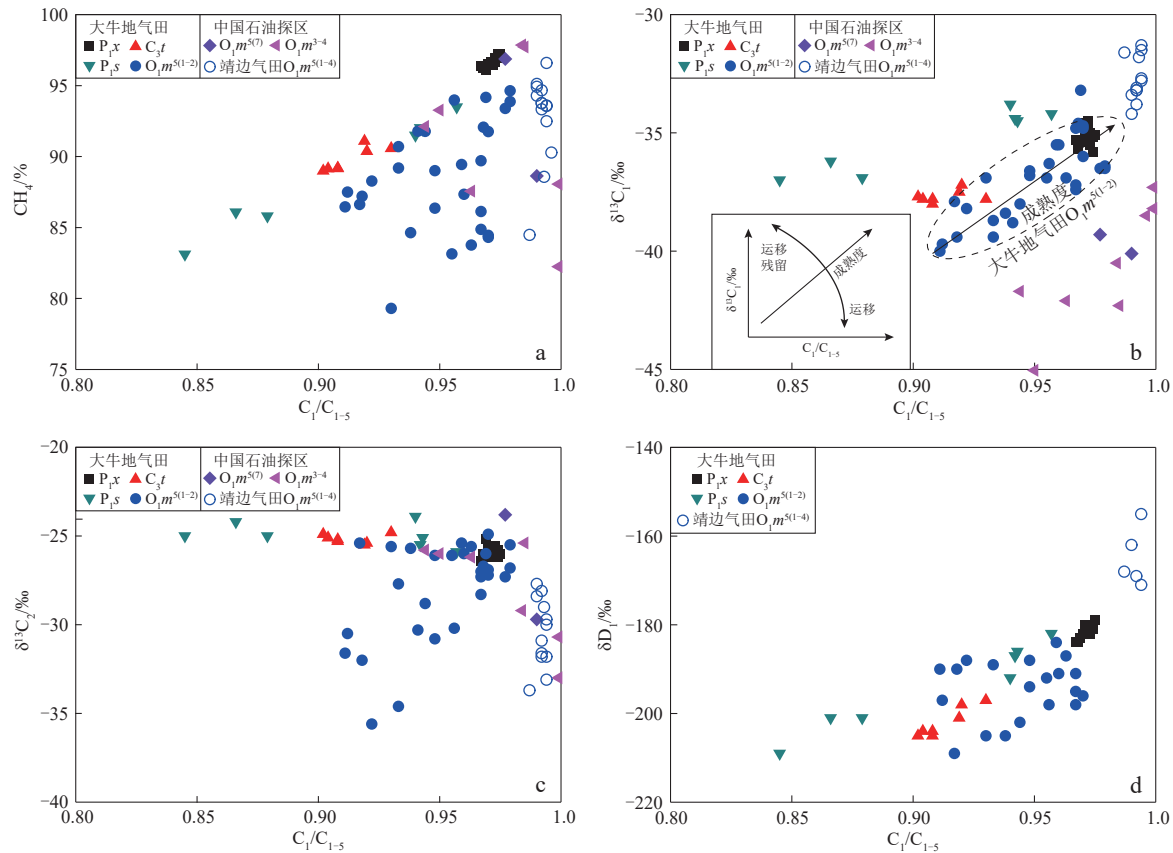


图2 鄂尔多斯盆地古生界天然气 C_1/C_{1-5} 与 CH_4 (a), $\delta^{13}C_1$ (b), $\delta^{13}C_2$ (c)和 δD_1 (d)相关图(图2b底图据文献[28])

Fig. 2 Scatter diagrams showing correlations of C_1/C_{1-5} with CH_4 (a), $\delta^{13}C_1$ (b), $\delta^{13}C_2$ (c), and δD_1 (d) for natural gas from the Paleozoic strata, Ordos Basin (base map in Fig. 2b from reference [28])

($\delta^{13}C_1$, $\delta^{13}C_2$ 和 δD_1 分别表示甲烷碳同位素、乙烷碳同位素及甲烷氢同位素。大牛地气田上古生界 P_{1x} , P_{1s} 和 C_3t 数据来自文献[13];靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 数据来自文献[5];中国石油探区盐下 $O_1m^{5(7)}$ 和 O_1m^{3-4} 数据来自文献[8])。

均值分别为 -39.7‰ 和 -40.7‰ (表2;图2b),均明显小于大牛地 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气;而 $\delta^{13}C_2$ 分别为 -29.7‰ ~ -23.8‰ 和 -33.0‰ ~ -25.4‰ ,位于大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气 $\delta^{13}C_2$ 分布范围之内(表2;图2c); $O_1m^{5(7)}$ 和 O_1m^{3-4} 天然气 $\delta^{13}C_3$ 分别介于 -21.2‰ ~ -19.7‰ 和 -25.8‰ ~ -20.0‰ ,明显高于大牛地 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气的值(表2)。

大牛地气田上古生界天然气普遍具有烷烃气碳同位素正序特征($\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$)(图3a);而 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气部分样品则表现出乙烷和丙烷碳同位素的部分倒转($\delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3$)(图3b),与靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 天然气较为一致(图3c);而盐下天然气也普遍具有正序特征(图3d)。

3.3 氢同位素

大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气甲烷氢同位素比值(δD_1)介于 -209‰ ~ -184‰ ,平均值为 -194‰ ,与 P_{1x} , P_{1s} 和 C_3t 天然气 δD_1 分布范围(分别为 -184‰ ~

-179‰ , -209‰ ~ -182‰ 和 -205‰ ~ -184‰)基本一致,而明显小于靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 天然气的 δD_1 (-171‰ ~ -155‰)(表2)。

4 天然气成因和来源

4.1 次生改造作用

在进行天然气成因和来源判识之前应分析地质历史过程中天然气是否经历过微生物降解和硫酸盐热化学还原反应(TSR)等次生改造作用影响^[31, 32]。微生物降解往往会使得天然气中丙烷含量快速降低的同时,丙烷碳同位素值快速增大^[31, 33]。大牛地地区奥陶系风化壳储层埋深较大(约2 800 m),且丙烷含量和 $\delta^{13}C_3$ 未表现出细菌氧化的迹象。此外,较高含量的 H_2S 往往指示气藏经历了TSR改造,会引起天然气组分及碳同位素组成的改变,进而影响各种判识图版的应用^[34]。气体酸性指数 GSI [$GSI = H_2S/(H_2S + C_nH_{2n+2})$,式中分子

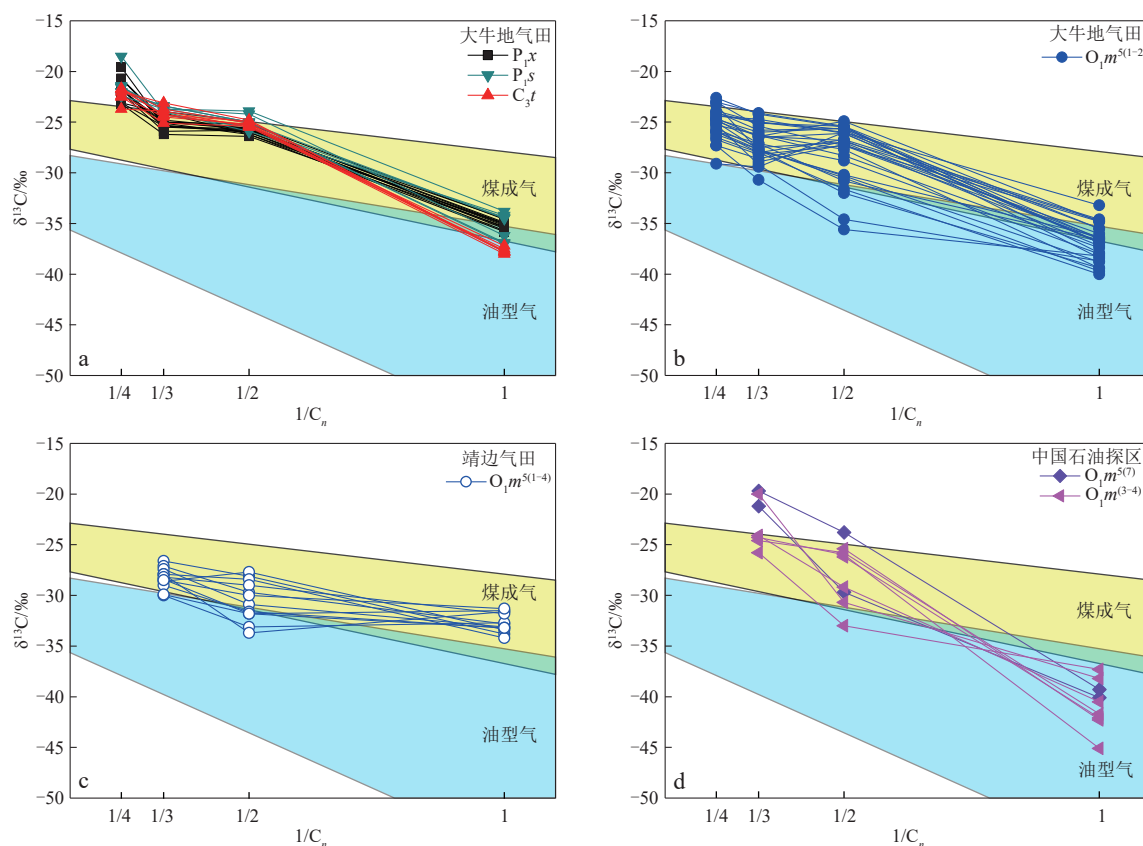


图3 鄂尔多斯盆地古生界天然气成因判别图(底图据文献[29-30])

Fig. 3 Diagrams showing correlation between $\delta^{13}\text{C}$ and $1/C_n$ for natural gas from the Paleozoic strata, Ordos Basin (base maps from references [29-30])

(C_n 为原子数为 n 的烷烃气。大牛地气田上古生界 P_{1x} , P_{1s} 和 C_{3t} 数据来自文献[13];靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 数据来自文献[5];中国石油勘探区盐下 $O_1m^{5(7)}$ 和 O_1m^{3-4} 数据来自文献[8])。

式代表该化合物的含量]能直观反映TSR改造程度^[35],当 GSI 小于0.01时,TSR改造不显著,而 GSI 介于0.01~0.10和大于0.10时,则分别反映了处于TSR改造的初级和高级阶段^[36]。

鄂尔多斯盆地中东部地区 $O_1m^{5(6)}$ 广泛发育膏盐岩^[10],靖边气田及中央隆起带附近 O_1m^{3-4} 天然气中普遍检测到较高含量的 H_2S ^[24, 37]。与之相比,大牛地气田膏盐岩整体发育程度低^[10],仅在西南缘发育少量含膏白云岩。在大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气能检出 H_2S 的样品中, H_2S 含量介于 $(0.07 \sim 3.37) \times 10^{-6}$,平均值为 0.85×10^{-6} ,按照含 H_2S 气藏的划分标准^[38],为微含 H_2S 气藏;对应 GSI 仅为 $10^{-7} \sim 10^{-6}$ 量级(表2),表明大牛地 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气未经历明显的TSR改造。

尽管大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气中 H_2S 含量偏低,但 CO_2 含量(1.68%~14.39%,平均值6.37%)与靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 天然气中 CO_2 含量(2.15%~6.39%,平均值4.40%)较为接近,而大牛地气田 C_{3t} , P_{1s} 和 P_{1x} 天然气中 CO_2 含量明显偏低(平均值分别为1.64%,2.04%

和0.50%)(表2)。 CO_2 碳同位素组成是指示 CO_2 成因的重要指标,典型有机成因 CO_2 的碳同位素值一般小于-10‰,而典型无机成因 CO_2 的碳同位素值一般大于-8‰^[39]。大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气在 $\delta^{13}C_{CO_2}$ 与 CO_2 含量相关图上主体表现为有机成因 CO_2 特征,其余样品则受无机成因 CO_2 不同程度混合影响,甚至少部分样品表现出典型无机成因 CO_2 特征(图4)。靖边气田奥陶系风化壳天然气 $\delta^{13}C_{CO_2}$ 均大于-5‰^[5],均表现出无机成因 CO_2 特征(图4)。

无机成因 CO_2 除来自地幔脱气外,主要为碳酸盐岩受热分解或溶蚀形成^[32, 39]。大牛地气田上、下古生界天然气氮同位素组成均表现出典型壳源氮特征^[22, 23],靖边气田下古生界氮同位素组成^[40]也与之一致,表明没有显著幔源组分参与。此外,下古生界为正常埋藏,未受异常高温热事件影响^[5, 40],在地质历史时期其地层温度未达到碳酸盐岩热分解的温度。因此奥陶系风化壳天然气中不具有幔源 CO_2 和碳酸盐岩热分解成因 CO_2 的明显贡献,气藏中混入的无机成因 CO_2 主

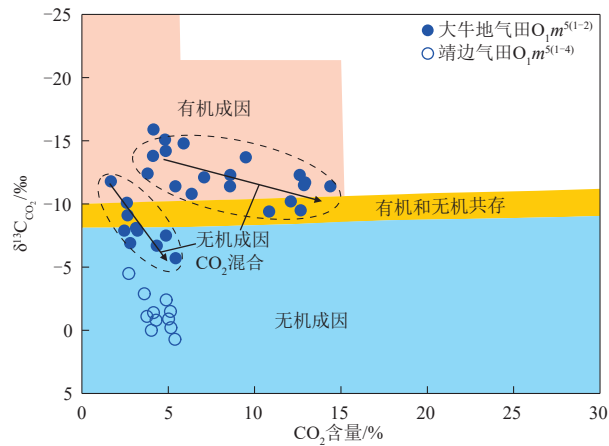


图4 鄂尔多斯盆地大牛地和靖边气田风化壳天然气中CO₂成因判识图(底图据文献[39])

Fig. 4 Diagram showing correlation between $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ and CO₂ content for natural gas in the weathered crust reservoirs in the Daniudi and Jingbian gas fields, Ordos Basin (base map from reference [39])

(靖边气田O₁m⁵⁽¹⁻⁴⁾数据来自文献[5]。)

体来自碳酸盐岩储层在酸性流体作用下发生的溶蚀。尽管烃源岩中有机质在演化过程中会生成的有机酸,但马家沟组碳酸盐岩有机质丰度偏低,TOC平均值仅为0.35%^[18],因而有机质热演化生成的有机酸及其溶蚀作用的规模均较小,生成的CO₂含量往往较低,与奥陶系风化壳天然气中CO₂含量偏高有明显不同(图4)。这表明,仅依靠有机酸难以形成现今气藏中相对高含量的CO₂,这些无机成因CO₂是外来输入的酸性流体与碳酸盐岩储层相互作用的结果。由于大牛地气田奥陶系风化壳储层经历了大规模的酸化压裂改造,压裂时注入的大量酸液会对碳酸盐岩储层发生规模性的溶蚀

改造作用,产生的较高含量的无机成因CO₂伴随气藏中的天然气一同产出。随着压裂液的返排和试采的持续,这种人为形成的CO₂在天然气中的含量会逐渐降低。尽管会影响天然气样品中CO₂的含量和碳同位素组成,但不会影响烷烃气的干燥系数和C₁/C₂₊₃等组分含量比值及碳、氢同位素值。此外,热演化程度往往可以根据天然气中甲烷的碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1$)和干燥系数(C₁/C₁₋₅)来进行综合表征。大牛地气田下古生界天然气中CO₂含量与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 及C₁/C₁₋₅均未表现出明显的相关性,即天然气中CO₂含量并未表现出随着热演化程度增大而增大的趋势。这反映了CO₂含量与热演化程度没有明显关系(图5)。由此可见,大牛地气田风化壳天然气的组分含量比值及碳、氢同位素组成特征未受到次生改造的明显影响,因而可以用于天然气成因和来源判识。

4.2 天然气成因

烷烃碳同位素组成是反映天然气是否为单一成因类型来源的重要标志。Chung等^[29]指出单一母质来源的天然气其烷烃气碳同位素比值 $\delta^{13}\text{C}_n$ (n为碳原子数)与1/n之间整体表现为线性相关。鄂尔多斯盆地大牛地气田O₁m⁵⁽¹⁻²⁾及靖边气田O₁m⁵⁽¹⁻⁴⁾天然气出现碳同位素部分倒转现象(图3b,c),明显不同于单一煤成气/油型气来源的上古生界和盐下天然气碳同位素序列(图3a,d)。由于天然气未经历明显次生改造,因此烷烃气碳同位素部分倒转主要源自天然气混合作用。

鄂尔多斯盆地古生界天然气样品 $\delta^{13}\text{C}_1$ 整体高于-55‰,明显异于典型生物气甲烷碳同位素组成特征,而在Bernard图上表现出典型热成因气特征(图6)。

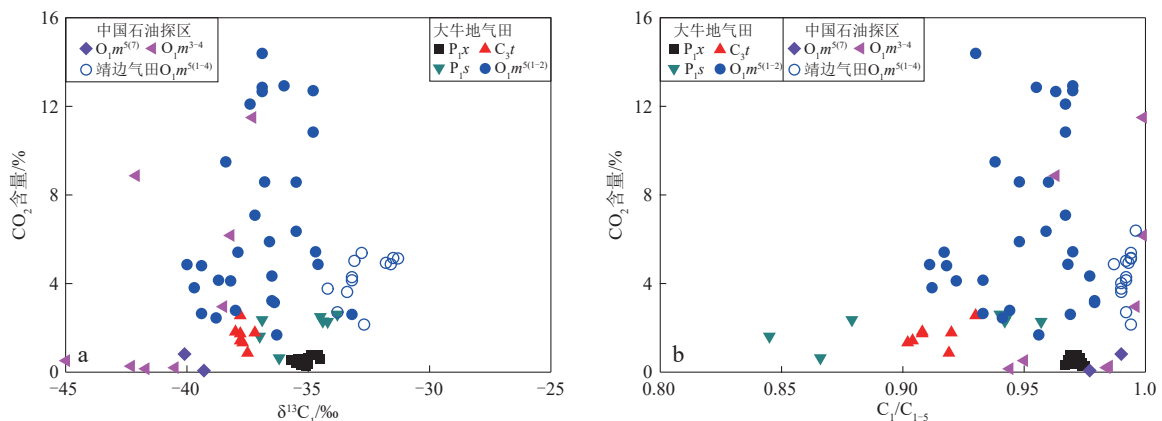


图5 鄂尔多斯盆地古生界天然气中CO₂含量与 $\delta^{13}\text{C}_1$ (a)和C₁/C₁₋₅(b)相关图

Fig. 5 Scatter diagrams showing correlations of CO₂ content with $\delta^{13}\text{C}_1$ (a) and C₁/C₁₋₅ (b) for natural gas from the Paleozoic strata, Ordos Basin (C₁/C₁₋₅为甲烷C₁与总烃C₁₋₅的含量比值。大牛地气田上古生界P₁x, P₁s和C₃t数据来自文献[13];靖边气田(O₁m⁵⁽¹⁻⁴⁾)数据来自文献[5];中国石油探区盐下O₁m⁵⁽⁷⁾和O₁m³⁻⁴数据来自文献[8]。)

受生烃母质类型不同的影响,腐泥型有机质生成的油型气和腐殖型有机质生成的煤成气在 Bernard 图^[41]上呈现出两种不同的趋势(图6)。大牛地气田上古生界(C_3t , P_1s 和 P_1x)天然气整体符合Ⅲ型干酪根生成天然气的演化趋势,其中 P_1x 天然气由于经历了明显的运移作用^[13],在 $\delta^{13}C_1$ 变化不大的情况下 C_1/C_{2+3} 含量比值增大而略微偏离煤成气区间(图6)。鄂尔多斯盆地盐下(O_1m^{3-4} 和 $O_1m^{5(7)}$)天然气则在 Bernard 图上均沿着Ⅱ型干酪根生成的天然气范围分布,表明其主体为油型气,且在埋深更大的情况下, $\delta^{13}C_1$ 明显低于上古生界煤成气(图6)。大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 和靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 天

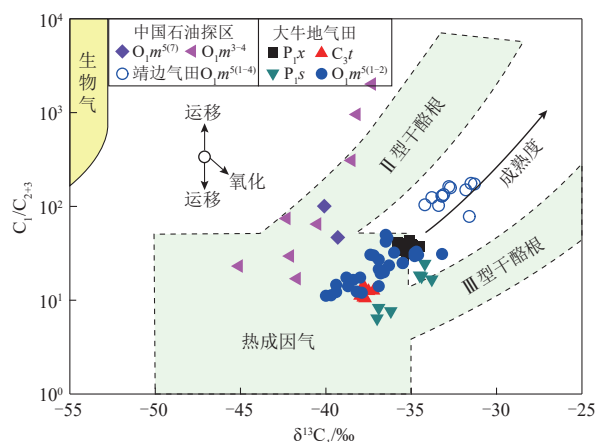
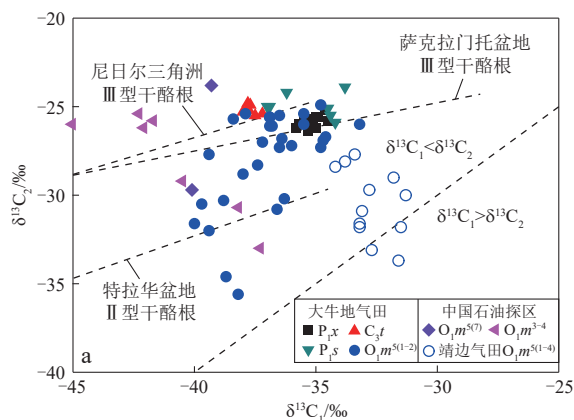


图6 鄂尔多斯盆地古生界天然气成因判识 Bernard 图版
(底图据文献[41])

Fig. 6 Bernard diagram of natural gas from the Paleozoic strata, Ordos Basin (base map from reference [41])

(C_1/C_{2+3} 表示甲烷含量与乙烷和丙烷含量之和的比值。大牛地气田上古生界 P_1x , P_1s 和 C_3t 数据来自文献[13];靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 数据来自文献[5];中国石油探区盐下 $O_1m^{5(7)}$ 和 O_1m^{3-4} 数据来自文献[8]。)



然气在 Bernard 图上均分布于典型Ⅱ型和Ⅲ型干酪根生成的天然气范围之间,表现出混合气特征,前者相对较低的 $\delta^{13}C_1$ 和 C_1/C_{2+3} 表明有机质整体成熟度明显略低(图6)。

烷烃气在运移过程中表现出差异化特征,且分子直径越小、分子量越小,越容易发生运移,因而甲烷比重烃气更容易发生运移,使得运移后的天然气往往 C_1/C_{1-5} 增大,而残留天然气则 C_1/C_{1-5} 降低;此外, $^{12}CH_4$ 比 $^{13}CH_4$ 更容易发生运移,使得运移的天然气往往 $\delta^{13}C_1$ 偏低,残留天然气则 $\delta^{13}C_1$ 偏大^[41, 42],因此运移后的天然气其 C_1/C_{1-5} 与 $\delta^{13}C_1$ 往往呈负相关^[28]。大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气的 C_1/C_{1-5} 与 $\delta^{13}C_1$ 表现出明显的正相关关系,反映出主要受成熟度控制的典型特征,而与运移分馏趋势明显不同(图2a);在 Bernard 图上同样表现出成熟度趋势而非运移趋势(图6),因此,大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气内部未表现出运移作用的明显影响。

在 $\delta^{13}C_1$ 相近的情况下,腐殖型母质生成的煤成气比腐泥型母质生成的油型气具有更高的 $\delta^{13}C_2$ ^[43],因而在甲烷和乙烷碳同位素值相关图上表现出不同的趋势^[44]。大牛地气田上古生界天然气由于 $\delta^{13}C_2$ 较高,在 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 相关图上整体表现出与尼日尔三角洲和萨克拉门托盆地煤成气一致的特征,而 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气则与靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 风化壳天然气类似, $\delta^{13}C_2$ 变化范围较宽(表2),既有样品由于 $\delta^{13}C_2$ 较高而与上古生界煤成气一致,也有样品因 $\delta^{13}C_2$ 较低而与特拉华盆地油型气分布趋势一致(图7a),表明大牛地气田 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气中既有煤成气,也有油型气,整体表现出混合成因。

乙烷和丙烷碳同位素具有较强的原始母质继承

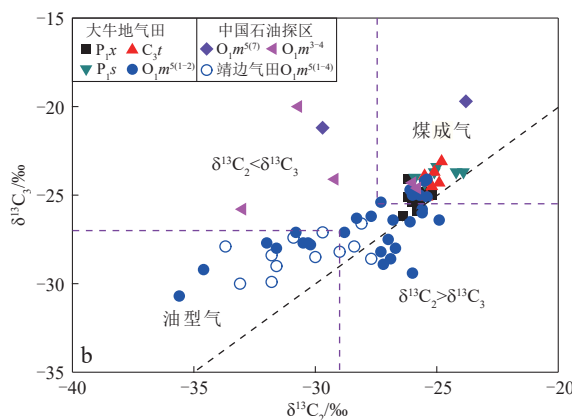


图7 鄂尔多斯盆地古生界天然气成因判识 $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_1$ 相关图(a)和 $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_3$ 相关图(b)(底图分别据文献[44-45])

Fig. 7 Scatter diagrams showing correlations of $\delta^{13}C_2$ with $\delta^{13}C_1$ (a) and $\delta^{13}C_2$ with $\delta^{13}C_3$ (b) for natural gas from the Paleozoic strata, Ordos Basin (base maps from references [44-45], respectively)

($\delta^{13}C_1$, $\delta^{13}C_2$ 和 $\delta^{13}C_3$ 分别表示甲烷、乙烷和丙烷的碳同位素比值。大牛地气田上古生界 P_1x , P_1s 和 C_3t 数据来自文献[13];靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 数据来自文献[5];中国石油探区盐下 $O_1m^{5(7)}$, O_1m^{3-4} 数据来自文献[8]。)

性,是鉴别煤成气和油型气的有效指标,统计表明油型气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 往往分别小于 -29.0‰ 和 -27.0‰ ,而煤成气则一般分别高于 -27.5‰ 和 -25.5‰ [45]。大牛地气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气尽管少部分样品表现出与上古生界煤成气一致的特征,但多数 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 较低而主体表现出煤成气和油型气混合的特征,甚至部分样品表现出典型油型气特征;整体上 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气与靖边气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-4)}$ 天然气较为相似,而与大牛地气田上古生界典型煤成气有明显区别(图7b)。

烷烃气的氢同位素作为碳同位素指标的重要补充,在指示烃源岩母质类型、沉积环境和水体盐度等方面发挥着独特的作用[30, 46-48]。大牛地气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气 δD_1 主体小于 -190‰ ,与上古生界天然气 δD_1 分布范围一致(图8),反映烃源岩整体沉积于陆相淡水环境[46]。 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气超过半数样品在 δD_1 和 $\delta^{13}\text{C}_1$ 相关图上分布于煤系腐殖型有机质生成的天然气范围内,其余样品位于过渡区(图8a),且 $\delta^{13}\text{C}_1$ 低于上古生界天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 的样品($\delta^{13}\text{C}_1 < -38.0\text{‰}$)主要位于过渡区,表明较低的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 主要来源于油型气的混入。因此 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气中的甲烷以煤成气为主,混入了少量油型气。这些天然气在 δD_1 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 相关图(图8b)上除部分样品分布于煤成气区外,其余近半数样品在 δD_1 变化不大的情况下,其 $\delta^{13}\text{C}_2$ 偏低,表现出向海相油型气过渡的趋势。此外,多数样品 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 分别低于 -27.5‰ 和 -25.5‰ ,与典型煤成气具有明显差异(图7b)。由此可见,尽管 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气中占主体的甲烷主要表现出煤成气特征,但乙烷等重烃气碳同位素组成受油型气混合的影响更明显。

此外,靖边气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-4)}$ 天然气 δD_1 均大于 -180‰ [5],且 δD_1 和 $\delta^{13}\text{C}_1$ 均明显高于大牛地气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气的值(图8),而 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 则分别低于 -27.5‰ 和 -25.5‰ ,表现出以油型气为主、混入少量煤型气的特征(图7)。这表明,靖边气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-4)}$ 风化壳天然气与大牛地气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气相比,除了热演化程度明显偏高外,其中油型气所占比例也明显更高。

油型气根据其生成途径差异可以进一步划分为干酪根初次裂解气和原油二次裂解气[49],二者在 $\delta^{13}\text{C}_2$ - $\delta^{13}\text{C}_3$ 与 C_2/C_3 相关图上具有不同的分布趋势[50]。大牛地和靖边气田奥陶系风化壳天然气中部分样品 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 分别小于 -29‰ 和 -27‰ ,其重烃气的碳同位素组成表现出典型油型气特征(图7b)。这些样品在 $\delta^{13}\text{C}_2$ - $\delta^{13}\text{C}_3$ 与 C_2/C_3 相关图中(图9)主体表现出原油二次裂解气特征,与干酪根初次裂解气特征有明显差异。因此,奥陶系风化壳天然气中混入的油型气主体为原油裂解气。

4.3 煤成气来源

大牛地气田上古生界主要发育 P_1s 和 C_3t 两套煤系烃源岩,其中 P_1x 和 P_1s 天然气主要来自 P_1s 烃源岩,而 C_3t 天然气则为自生自储[13]。已发现的 C_3t 气藏主要位于气田东北部,受东北高、西南低的区域性单斜影响,其埋深普遍小于位于气田西南部的 P_1s 气藏,因此其 $\delta^{13}\text{C}_1$ 普遍更低[51]。 C_3t 和 P_1s 的天然气地球化学特征差异主要源自这两套烃源岩区域性成熟度差异[51],而 P_1x 与 P_1s 天然气特征差异则主要源自运移分馏作用[13]。

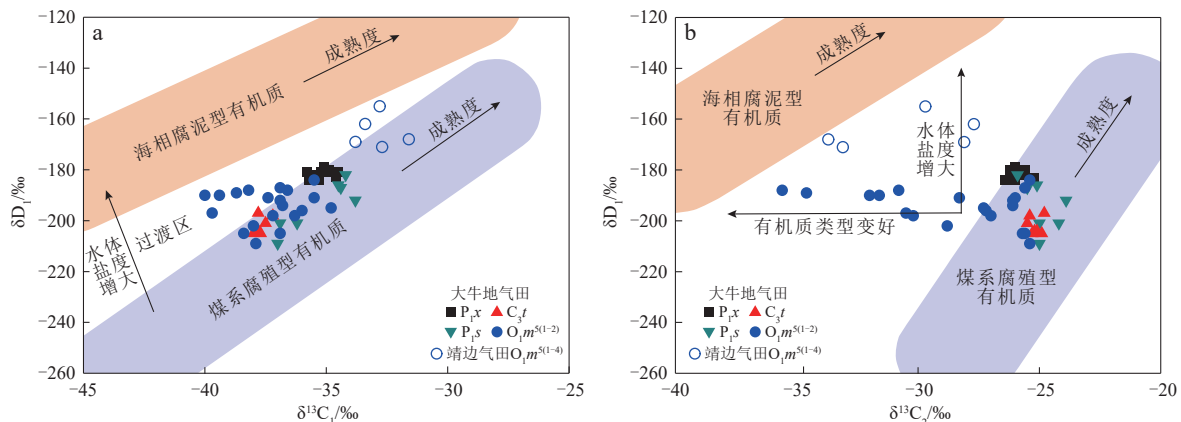


图8 鄂尔多斯盆地大牛地气田和靖边气田风化壳天然气成因判别 δD_1 与 $\delta^{13}\text{C}_1$ (a)和 $\delta^{13}\text{C}_2$ (b)相关图(底图据文献[47])

Fig. 8 Scatter diagrams showing correlations of δD_1 with $\delta^{13}\text{C}_1$ (a) and $\delta^{13}\text{C}_2$ (b) for natural gas in the Daniudi and Jingbian gas fields, Ordos Basin (base maps from reference [47])

($\delta^{13}\text{C}_1$ 和 δD_1 分别表示甲烷的碳和氢同位素组成。大牛地气田上古生界 P_1x , P_1s 和 C_3t 数据来自文献[13];靖边气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-4)}$ 数据来自文献[5];中国石油探区盐下 $\text{O}_1\text{m}^{5(7)}$ 和 O_1m^{3-4} 数据来自文献[8]。)

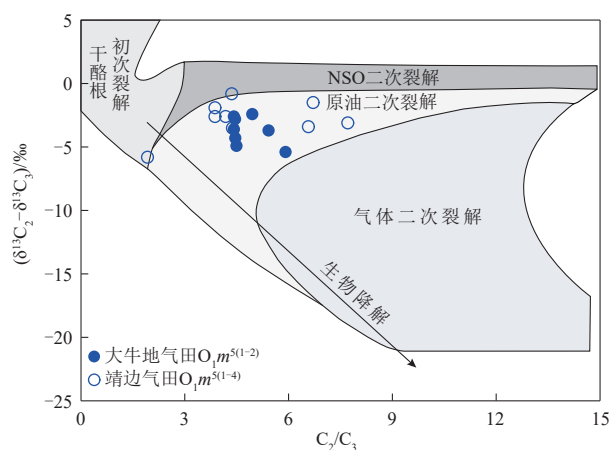


图9 鄂尔多斯盆地大牛地和靖边气田天然气成因判别($\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$)与 C_2/C_3 相关图(底图据文献[50])

Fig. 9 Scatter diagram showing correlation between ($\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$) and C_2/C_3 for natural gas in the Daniudi and Jingbian gas fields, Ordos Basin (base map from reference [50])

[($\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$)表示乙烷与丙烷的碳同位素之差; C_2/C_3 表示乙烷与丙烷的含量比值;NSO表示原油中富含的氮、硫和氧极性大分子化合物。靖边气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-4)}$ 数据来自文献[5]。]

大牛地气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气的 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 和 $\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 均与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 呈明显的正相关性,反映出受有机质热演化程度影响的趋势;与 P_1s 自生自储煤成气相比, $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气在 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 或 $\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 相近的条件下具有明显较低的 $\delta^{13}\text{C}_1$ (图2b,图6)。在 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 和 $\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 相关图上, $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气分布趋势与 P_1s 天然气有明显差异,与 C_3t 天然气则整体较为一致而表现出明显的亲缘性(图2b,图6)。此外,从区域地层和构造发育特征来看, $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 位于 C_3t 之下且断裂整体不发育,因此 P_1s 天然气难以通过扩散等方式向下运移并穿过 C_3t 煤系泥岩等相对致密层进入到奥陶系风化壳成藏。风化壳上覆 C_2b 铁铝质泥岩层厚度较薄甚至在部分地区缺失^[21],根据 $\delta^{13}\text{C}_2$ 判识天然气成因类型的标准^[45],大牛地气田奥陶系风化壳中的典型煤成气样品($\delta^{13}\text{C}_2 > -27.5\text{‰}$)主体均分布在 C_2b 缺失区及附近(图10)。因此 C_3t 生成的天然气可以直接通过 C_2b 缺失区向下或侧向运移(图11)到奥陶系风化壳储层中聚集成藏^[20]。此外,燕山期构造反转使得盆地从早期的西高、东低转变为东高、西低, C_3t 煤系烃源岩与 O_1m 碳酸盐岩的源-储配置关系也相应的从早期的上生下储转变为反转后的旁生侧储(图11a),从而使得供烃效率提高,更有利于 C_3t 生成的煤成气向 O_1m 储层中充注成藏^[2, 24]。

18个煤成气样品($\delta^{13}\text{C}_2 > -27.5\text{‰}$)的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 介于 $-27.3\text{‰} \sim -24.9\text{‰}$ (表1),平均值为 -26.2‰ ;这些样

品 $\delta^{13}\text{C}_1$ 介于 $-38.4\text{‰} \sim -33.2\text{‰}$ (表1;图10),平均值为 -36.1‰ ,而 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 介于 $0.917 \sim 0.980$ (表1;图10),平均值为 0.960 。大牛地气田现今地层整体表现出西低、东高的特征^[13, 14],而上古生界烃源岩受埋深差异影响整体表现出西高、东低的特征^[1]。整体上, $\delta^{13}\text{C}_1$ 较高的煤成气样品也具有较高的 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ (图2b),反映出成熟度的控制作用,位置相对靠东的井,如DG25, DG26, DG29和DG16等井的天然气干燥系数($\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$)整体略低于相对靠西的DG24, DG28, DG27和DG13等井(图10)。大牛地气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气在 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 和 $\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 相关图上分布趋势与 C_3t 天然气表现出细微的差异(图2b,图6),反映其可能受到了不同程度的油型气混合影响,例如DG28井 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -27.3‰ (表1),其 $\delta^{13}\text{C}_1$ (-36.5‰)明显低于邻近的DG27井样品的值(-34.7‰),在位置上也靠近DG11井混合气样品。这表明,一些煤成气样品中可能也混入了少量油型气(图11a),只是混入程度较低而使得天然气主体仍然表现出煤成气特征,沿南北向剖面(A—A'),天然气 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 并未明显表现出典型的侧向运移分馏趋势(图11a)也与不同井位混入的油型气比例不一致有关。

与 C_3t 自生自储煤成气相比,大牛地气田 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气在 $\delta^{13}\text{C}_1$ 相近的条件下 $\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 略高,表现出受运移分馏的部分影响(图6)。 $\delta^{13}\text{C}_1$ 较低($< -38.0\text{‰}$)的 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气样品其 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 整体略高于 C_3t 天然气,同样表现出运移分馏的影响,而 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气样品整体上 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 和 $\delta^{13}\text{C}_1$ 呈明显的正相关,主要表现为受成熟度的控制(图2b)。因此不同 $\delta^{13}\text{C}_1$ 的 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气可能主要来自不同区域、不同演化程度的 C_3t 烃源岩。此外,不同天然气组分的运移速度与分子直径紧密相关,甲烷、乙烷和丙烷分子直径依次增大而运移速度依次变小,这使得运移后的天然气与残余天然气相比具有相对更高的 C_1/C_2 和 C_2/C_3 ^[52-53],例如川西侏罗系天然气沿运移方向表现出逐渐增大的 C_1/C_2 ^[54]。

大牛地气田 P_1x 天然气由 P_1s 烃源岩生成的煤成气运移而来,因而与 P_1s 典型煤成气相比具有更高的 C_1/C_2 ^[13]和 C_2/C_3 ,甚至部分样品在 $\ln(\text{C}_2/\text{C}_3)$ 与 $\ln(\text{C}_1/\text{C}_2)$ 相关图上接近原油裂解气曲线分布(图12),这显然与实际不符。与之类似, $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气与 C_3t 煤成气相比整体具有更高的 C_1/C_2 和 C_2/C_3 ,表现出运移分馏的影响。尽管 $\text{O}_1\text{m}^{5(1-2)}$ 天然气中有部分样品因具有较低的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 而表现出受油型气混合的影响(图8a),但这些样

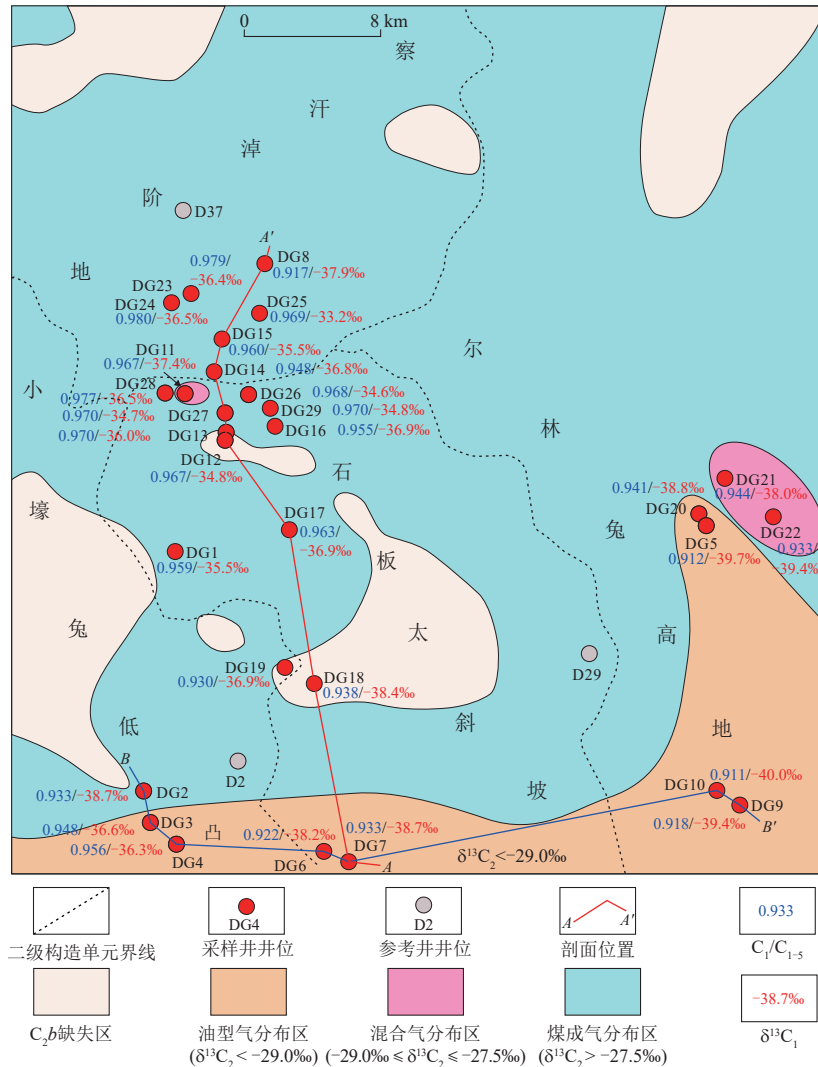


图10 鄂尔多斯盆地大牛地气田奥陶系风化壳天然气类型及其 C_1/C_{1-5} 与 $\delta^{13}C_1$ 平面分布

Fig. 10 Map showing the distributions of natural gas types and their C_1/C_{1-5} ratios and $\delta^{13}C_1$ values in the Ordovician weathered crust reservoirs in the Daniudi gas field, Ordos Basin
($\delta^{13}C_2$ 表示乙烷的碳同位素比值。)

品往往 C_1/C_{1-5} 也较低(图2b),因而对应的 C_1/C_2 和 C_2/C_3 也较低。因此,虽然有部分 $O_1m^{5(1-2)}$ 天然气样品 C_1/C_2 和 C_2/C_3 较高而靠近原油裂解气分布趋势线(图12),但其主要源自天然气经历的运移分馏作用而非油型气混合的影响。这表明,应用 $\ln(C_2/C_3)$ 与 $\ln(C_1/C_2)$ 相关图判识天然气成因时,应考虑运移分馏效应对天然气的影响和具体研究区的实际地质情况,不能简单机械地套用图版。诚然,如果天然气中油型二次裂解气所占比例明显更高(如靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 天然气),甚至主体为油型二次裂解气(如鄂尔多斯盆地 O_1m^{3-4}),则主体会沿原油裂解气趋势线分布(图12)。

4.4 油型气来源

大牛地气田油型气样品($\delta^{13}C_1 < -29.0\text{‰}$)主要分

布在研究区南侧及东侧,不同构造单元典型油型气样品($\delta^{13}C_1 < -29.0\text{‰}$)(图10)明显表现出成熟度的影响,例如自西向东(图1中的B—B'剖面)从小壕兔低凸(DG3井和DG4井)到石板太斜坡(DG6井和DG7井)再到尔林兔高地(DG10井和DG9井), $O_1m^{5(1-2)}$ 油型气样品整体上 C_1/C_{1-5} 和 $\delta^{13}C_1$ 逐渐降低,表明随着埋深变浅,烃源岩有机质热演化程度逐渐降低(图10,图11b)。鄂尔多斯盆地奥陶系风化壳储层中具有部分油型气的观点已广为认可^[5-6, 15, 18, 20-21],但这些油型气究竟来自 C_3t 灰岩还是 O_1m 碳酸盐岩仍存在分歧^[1, 18, 56]。

鄂尔多斯盆地石炭系 C_3t 除了发育煤系烃源岩外,还存在部分海相灰岩,其有机质类型和有机碳含量尽管略优于 O_1m 碳酸盐岩而表现出一定的生烃潜力^[54],

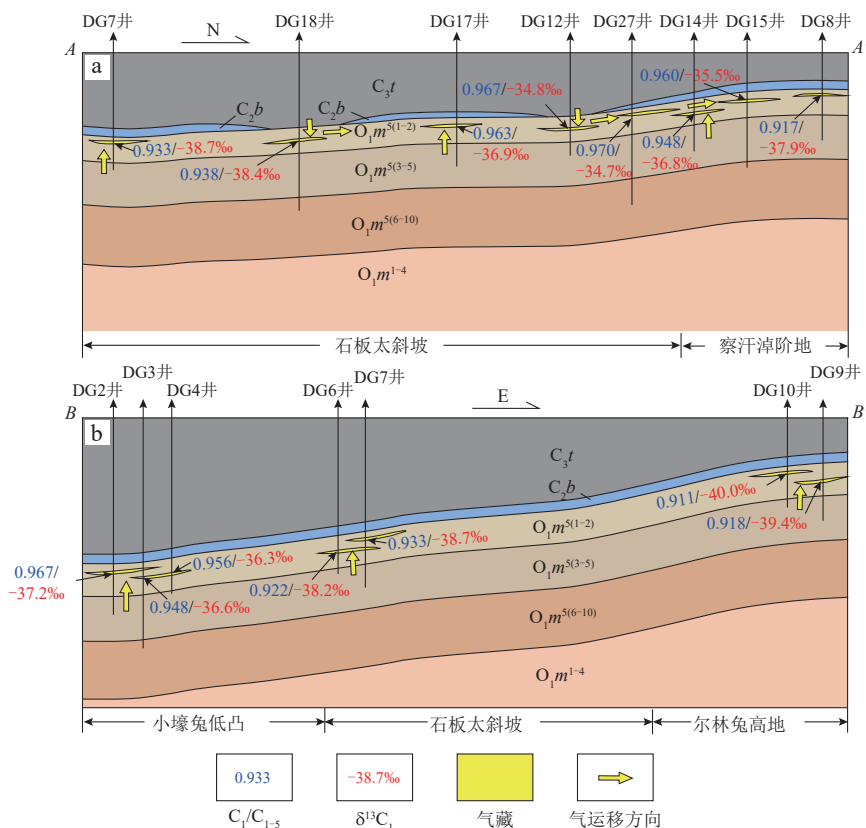


图 11 鄂尔多斯盆地大牛地气田奥陶系风化壳气藏天然气运移示意图(剖面位置见图 10)

Fig. 11 Well-correlation sections of the Ordovician weathered crust gas reservoirs in the Daniudi gas field, Ordos Basin

(see Fig. 10 for the section locations)

a. 剖面A—A'; b. 剖面B—B'

(C_1/C_{1-5} 为甲烷 C_1 与总烃 C_{1-5} 的含量比值。)

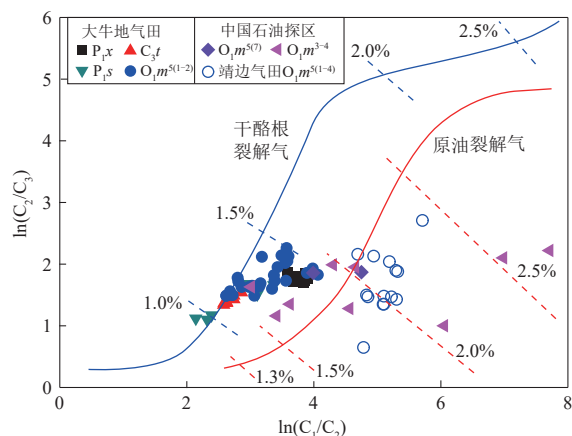


图 12 鄂尔多斯盆地古生界天然气成因判识 $\ln(C_2/C_3)$ 与 $\ln(C_1/C_2)$ 相关图(底图据文献[55])

Fig. 12 Scatter diagram showing correlation between $\ln(C_2/C_3)$ and $\ln(C_1/C_2)$ for natural gas from the Paleozoic strata, Ordos Basin (base map from reference [55])

[$\ln(C_2/C_3)$ 与 $\ln(C_1/C_2)$ 分别表示 C_2 与 C_3 含量比值的对数值以及 C_1 与 C_2 含量比值的对数值。大牛地气田上古生界(P_{1x} , P_{1s} 和 C_3t)数据来自文献[13];靖边气田 $O_1m^{5(1-4)}$ 数据来自文献[5];中国石油探区盐下 $O_1m^{5(7)}$ 和 O_1m^{3-4} 数据来自文献[8]。]

但有机质丰度整体也不高, TOC 平均值为0.64%^[18], 大牛地气田D2井一个 C_3t 灰岩样品实测 TOC 仅为0.38%。 C_3t 灰岩在盆地北部厚度整体较薄, 在苏里格—乌审旗—榆林一线以北厚度普遍不足5 m^[1], 例如大牛地气田D29井和D37井中其厚度分别仅为4.92 m和1.82 m。因此这套烃源岩对奥陶系风化壳气藏的贡献十分有限。此外, 大牛地气田 C_3t 自身天然气均为典型煤成气^[13, 14], $\delta^{13}C_2$ 和 $\delta^{13}C_3$ 分别大于-27.5‰和-25.5‰, 没有表现出受油型气混合的影响, 表明灰岩对 C_3t 气藏没有显著贡献。 C_3t 天然气与 $O_1m^{5(1-2)}$ 风化壳天然气中的油型气主体并非来自 C_3t 灰岩。此外, 大牛地气田奥陶系风化壳典型油型气样品($\delta^{13}C_2 < -29.0‰$)所处地区均发育 C_2b 铁铝质泥岩上覆地层(图11b), 这表明, 即使 C_3t 灰岩能够生成有限的天然气, 也很难穿过 C_2b 铁铝质泥岩层向下运移到奥陶系风化壳中成藏, 因而风化壳天然气中的油型气主体来自 O_1m 自身。

O_1m 碳酸盐岩烃源岩 TOC 平均值为0.35%, 大于

0.40%的占19.37%,其中盐下烃源岩 TOC 大于0.40%的占28.2%^[18]。鄂尔多斯盆地中、东部 O_1m^{3-4} 天然气为典型油型气(图6,图12),主体来自 O_1m 盐下腐泥型烃源岩^[8, 18, 37],在 $O_1m^{5(6)}$ 膏盐岩发育的地区^[10, 24],盐下烃源岩生成的天然气难以突破膏盐层向上运移至风化壳储层成藏。大牛地气田 $O_1m^{5(6)}$ 沉积期整体为含膏云坪环境^[2],膏盐岩发育程度低^[10],仅在西南缘部分井 $O_1m^{5(6)}$ 发现少量含膏白云岩。由于 O_1m 现今有机质热演化程度较高,且风化壳储层中沥青发育程度很低,而 $\delta^{13}C_2$ 和 $\delta^{13}C_3$ 分别小于-29‰和-27‰的样品主体表现出原油二次裂解气特征(图9),因此, O_1m 烃源岩生成的原油后期发生裂解形成的原油裂解气,通过微裂缝等向上运移进入顶部的风化壳储层中聚集成藏。整体上看, O_1m 碳酸盐岩烃源岩有机质丰度整体偏低,生烃潜力相对有限^[18, 56],因而现今大牛地气田奥陶系风化壳储层天然气以煤成气为主,混入的油型气比例整体相对较低。

5 结论

1) 大牛地气田风化壳天然气整体为不含-微含 H_2S 的干气,能检出 H_2S 样品的 H_2S 含量介于 $(0.07 \sim 3.37) \times 10^{-6}$,酸性指数 GSI 仅为 $10^{-7} \sim 10^{-6}$ 量级,表明这些天然气未经历明显的TSR改造。 CO_2 含量介于1.68%~14.39%,平均值为6.37%,其主体为有机成因,部分样品有酸化压裂时碳酸盐岩储层被溶蚀改造形成的无机成因 CO_2 的混合,但不影响利用烷烃气组分含量比值及碳、氢同位素值进行成因判识和气-源对比。

2) 大牛地气田奥陶系顶部风化壳天然气中的烷烃气主体为煤成气,这些煤成气主要来自太原组煤系烃源岩,其生成后通过垂向和侧向运移沿本溪组铁铝质泥岩层缺失区进入到马家沟组顶部风化壳储层中成藏;与太原组自生自储典型煤成气相比,奥陶系风化壳天然气组分明显受到了运移分馏效应的影响。

3) 奥陶系风化壳天然气中含有少量油型气,其中典型油型气样品所处地区上覆均发育本溪组铁铝质泥岩层;油型气主体为马家沟组碳酸盐岩烃源岩生成的原油后期发生裂解所形成,这些原油裂解气沿微裂缝等向上运移进入顶部的风化壳储层中聚集成藏。

致谢:本文样品采集和分析测试分别得到了中国石化华北油气分公司和中国石化油气成藏重点实验室

同仁的大力协助,审稿专家对初稿提出了宝贵修改意见,在此致以衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] DAI Jinxing, LI Jian, LUO Xia, et al. Stable carbon isotope compositions and source rock geochemistry of the giant gas accumulations in the Ordos Basin, China [J]. Organic Geochemistry, 2005, 36(12): 1617-1635.
- [2] 杨华, 包洪平, 马占荣. 侧向供烃成藏——鄂尔多斯盆地奥陶系膏盐岩下天然气成藏新认识[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 19-26.
YANG Hua, BAO Hongping, MA Zhanrong. Reservoir-forming by lateral supply of hydrocarbon: A new understanding of the formation of Ordovician gas reservoirs under gypsolyte in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4): 19-26.
- [3] 周雁, 付斯一, 张涛, 等. 鄂尔多斯盆地古生界构造-沉积演化、古地理重建及有利成藏区带划分[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 264-275.
ZHOU Yan, FU Siyi, ZHANG Tao, et al. Tectono-sedimentary evolution, paleo-geographic reconstruction and play fairway delineation of the Lower Paleozoic, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 264-275.
- [4] 张涛, 张亚雄, 金晓辉, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组碳酸盐岩-蒸发岩层系序地层模式及其对源-储的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 110-124.
ZHANG Tao, ZHANG Yaxiong, JIN Xiaohui, et al. Sequence stratigraphy models of carbonate-evaporite successions and their controls on source rocks and reservoirs in the Ordovician Majiagou Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 110-124.
- [5] LIU Quanyou, CHEN Mengjin, LIU Wenhui, et al. Origin of natural gas from the Ordovician paleo-weathering crust and gas-filling model in Jingbian Gas Field, Ordos Basin, China [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2009, 35(1): 74-88.
- [6] 刘全有, 金之钧, 王毅, 等. 鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩层系天然气成藏研究[J]. 岩石学报, 2012, 28(3): 847-858.
LIU Quanyou, JIN Zhijun, WANG Yi, et al. Gas filling pattern in Paleozoic marine carbonate reservoir of Ordos Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2012, 28(3): 847-858.
- [7] 万俊雨, 朱建辉, 姚素平, 等. 鄂尔多斯盆地中、东部奥陶系马家沟组成烃生物及烃源岩地球生物学评价[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 393-405.
WAN Junyu, ZHU Jianhui, YAO Suping, et al. Geobiological evaluation of hydrocarbon-generating organisms and source rocks in the Ordovician Majiagou Formation, east-central Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 393-405.
- [8] 徐旺林, 李建忠, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系下组合天然气成藏条件与勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48

- (3): 549–561.
- XU Wanglin, LI Jianzhong, LIU Xinshe, et al. Accumulation conditions and exploration directions of Ordovician lower assemblage natural gas, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 549–561.
- [9] 党文龙, 高岗, 刘建平, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组盐下天然气成因类型及来源[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(2): 207–217.
- DANG Wenlong, GAO Gang, LIU Jianping, et al. Genetic types and sources of the subsalt natural gas in the Ordovician Majiagou Formation, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(2): 207–217.
- [10] 孔庆芬, 姚泾利, 任军峰, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系盐下天然气来源及勘探潜力[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(7): 1187–1201.
- KONG Qingfen, YAO Jingli, REN Junfeng, et al. Sources and exploration potential of Ordovician subsalt natural gas in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(7): 1187–1201.
- [11] 任军峰, 师平平, 张涛, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系盐下含气系统及勘探方向[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(3): 435–448.
- REN Junfeng, SHI Pingping, ZHANG Tao, et al. Characteristics and exploration potential of Ordovician subsalt gas-bearing system in the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(3): 435–448.
- [12] 陈平, 李维, 周义军, 等. 鄂尔多斯盆地乌审旗古隆起与中央古隆起形成演化及其对油气的控制作用[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(6): 1653–1664.
- CHEN Ping, LI Wei, ZHOU Yijun, et al. Formation and evolution of the Wushenqi and Central paleo-uplifts, Ordos Basin and their control on hydrocarbon accumulation[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(6): 1653–1664.
- [13] WU Xiaoqi, LIU Quanyou, ZHU Jianhui, et al. Geochemical characteristics of tight gas and gas-source correlation in the Daniudi Gas Field, the Ordos Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 79: 412–425.
- [14] LIU Quanyou, JIN Zhijun, MENG Qingqiang, et al. Genetic types of natural gas and filling patterns in Daniudi Gas Field, Ordos Basin, China[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2015, 107: 1–11.
- [15] 孙晓, 王杰, 陶成, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地古生界天然气地球化学特征及其来源综合判识[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(2): 307–314.
- SUN Xiao, WANG Jie, TAO Cheng, et al. Evaluation of geochemical characteristics and source of natural gas in Lower Paleozoic, Daniudi area, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(2): 307–314.
- [16] 黄第藩, 熊传武, 杨俊杰, 等. 鄂尔多斯盆地中部气田气源判识和天然气成因类型[J]. *天然气工业*, 1996, 16(6): 1–5.
- HUANG Difan, XIONG Chuanwu, YANG Junjie, et al. Gas source discrimination and natural gas genetic types of central gas field in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 1996, 16(6): 1–5.
- [17] 陈安定. 陕甘宁盆地中部气田奥陶系天然气的成因及运移[J]. *石油学报*, 1994, 15(2): 1–10.
- CHEN Anding. Origin and migration of natural gas in Ordovician reservoir in Shan Gan Ning Basin Central gas field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1994, 15(2): 1–10.
- [18] 刘丹, 张文正, 孔庆芬, 等. 鄂尔多斯盆地地下古生界烃源岩与天然气成因[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(4): 540–549.
- LIU Dan, ZHANG Wenzheng, KONG Qingfen, et al. Lower Paleozoic source rocks and natural gas origins in Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(4): 540–549.
- [19] 戴金星, 李剑, 罗霞, 等. 鄂尔多斯盆地大气田的烷烃气碳同位素组成特征及其气源对比[J]. *石油学报*, 2005, 26(1): 18–26.
- DAI Jinxing, LI Jian, LUO Xia, et al. Alkane carbon isotopic composition and gas source in giant gas fields of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(1): 18–26.
- [20] WU Xiaoqi, WANG Ping, NI Chunhua, et al. Geochemical characteristics and their implication of light hydrocarbons in natural gas from the Lower Paleozoic carbonate reservoirs in the Daniudi Gas Field, Ordos Basin[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2023, 42(1): 124–145.
- [21] WU Xiaoqi, ZHU Jianhui, NI Chunhua, et al. Genetic types and sources of Lower Paleozoic natural gas in the Daniudi Gas Field, Ordos Basin, China[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2017, 35(2): 218–236.
- [22] LIU Quanyou, WU Xiaoqi, JIA Huichong, et al. Geochemical characteristics of helium in natural gas from the Daniudi Gas Field, Ordos Basin, central China[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 10: 823308.
- [23] WU Xiaoqi, LIU Quanyou, NI Chunhua, et al. Abundance and origin of helium in the Lower Paleozoic gas: A case study from the Daniudi field of the Ordos Basin, central China[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2025, 277: 106405.
- [24] 包洪平, 黄正良, 武春英, 等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系盐下侧向供烃成藏特征及勘探潜力[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(3): 134–145.
- BAO Hongping, HUANG Zhengliang, WU Chunying, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration potential of Ordovician pre-salt formations by lateral hydrocarbon supply in the central-eastern Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(3): 134–145.
- [25] 黄正良, 武春英, 马占荣, 等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系马家沟组沉积层序及其对储层发育的控制作用[J]. *中国石油勘*

- 探, 2015, 20(5): 20–29.
- HUANG Zhengliang, WU Chunying, MA Zhanrong, et al. Sedimentary sequence of Ordovician Majiagou Formation in central and eastern part of Ordos Basin and its control over reservoir development [J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(5): 20–29.
- [26] 杨智, 何生, 邹才能, 等. 鄂尔多斯盆地北部大牛地气田成岩成藏耦合关系[J]. *石油学报*, 2010, 31(3): 373–378, 385.
- YANG Zhi, HE Sheng, ZOU Caineng, et al. Coupling relationship between reservoir diagenesis and natural gas accumulation of Daniudi Gas Field in North Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(3): 373–378, 385.
- [27] 郝蜀民, 陈召佑, 李良. 鄂尔多斯大牛地气田致密砂岩气成藏理论与勘探实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 1–301.
- HAO Shumin, CHEN Zhaoyou, LI Liang. The accumulation theory and practice of tight sandstone gas in Daniudi Gas Field, Ordos Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 1–301.
- [28] 吴小奇, 倪春华, 马亮帮, 等. 天然气运移轻烃地球化学示踪——以鄂尔多斯盆地东胜气田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(2): 273–284.
- WU Xiaoqi, NI Chunhua, MA Liangbang, et al. Tracing of natural gas migration by light hydrocarbons: A case study of the Dongsheng gas field in the Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(2): 273–284.
- [29] CHUNG H M, GORMLY J R, SQUIRES R M. Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: Theoretical considerations of carbon isotope distribution [J]. *Chemical Geology*, 1988, 71(1/3): 97–104.
- [30] ZOU Yanrong, CAI Yulan, ZHANG Chongchun, et al. Variations of natural gas carbon isotope-type curves and their interpretation—A case study [J]. *Organic Geochemistry*, 2007, 38(8): 1398–1415.
- [31] LIU Quanyou, WU Xiaoqi, WANG Xiaofeng, et al. Carbon and hydrogen isotopes of methane, ethane, and propane: A review of genetic identification of natural gas [J]. *Earth-Science Reviews*, 2019, 190: 247–272.
- [32] LIU Quanyou, JIN Zhijun, WU Xiaoqi, et al. Origin and carbon isotope fractionation of CO₂ in marine sour gas reservoirs in the eastern Sichuan Basin [J]. *Organic Geochemistry*, 2014, 74: 22–32.
- [33] JAMES A T, BURNS B J. Microbial alteration of subsurface natural gas accumulations [J]. *AAPG Bulletin*, 1984, 68(8): 957–960.
- [34] HAO Fang, GUO Tonglou, ZHU Yangming, et al. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(5): 611–637.
- [35] WORDEN R H, SMALLEY P C, OXTOBY N H. Gas souring by thermochemical sulfate reduction at 140°C [J]. *AAPG Bulletin*, 1995, 79(6): 854–863.
- [36] LIU Q Y, WORDEN R H, JIN Z J, et al. TSR versus non-TSR processes and their impact on gas geochemistry and carbon stable isotopes in Carboniferous, Permian and Lower Triassic marine carbonate gas reservoirs in the Eastern Sichuan Basin, China [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2013, 100: 96–115.
- [37] 魏柳斌, 刘文汇, 王前平, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系盐下马四段高含硫天然气地球化学特征及成因[J]. *地质科学*, 2024, 59(3): 683–695.
- WEI Liubin, LIU Wenhui, WANG Qianping, et al. Geochemical characteristics and genesis of high sulfur natural gas in the fourth member of Majiagou Formation in the Ordovician sub-salt reservoirs, Ordos Basin [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2024, 59(3): 683–695.
- [38] 戴金星. 中国含硫化氢的天然气分布特征、分类及其成因探讨 [J]. *沉积学报*, 1985, 3(4): 109–120.
- DAI Jinxing. Distribution, classification and origin of natural gas with hydrogen sulphide in China [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1985, 3(4): 109–120.
- [39] DAI Jinxing, SONG Yan, DAI Chunsen, et al. Geochemistry and accumulation of carbon dioxide gases in China [J]. *AAPG Bulletin*, 1996, 80(10): 1615–1625.
- [40] DAI Jinxing, NI Yunyan, QIN Shengfei, et al. Geochemical characteristics of He and CO₂ from the Ordos (cratonic) and Bohaibay (rift) basins in China [J]. *Chemical Geology*, 2017, 469: 192–213.
- [41] BERNARD B B, BROOKS J M, SACKETT W M. Natural gas seepage in the Gulf of Mexico [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 1976, 31(1): 48–54.
- [42] ZHANG Tongwei, KROOSS B M. Experimental investigation on the carbon isotope fractionation of methane during gas migration by diffusion through sedimentary rocks at elevated temperature and pressure [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2001, 65(16): 2723–2742.
- [43] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学: 卷一 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1992: 1–298.
- DAI Jinxing, PEI Xigu, QI Houfa. Natural gas geology in China: Vol. 1 [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 1–298.
- [44] ROONEY M A, CLAYPOOL G E, MOSES CHUNG H. Modeling thermogenic gas generation using carbon isotope ratios of natural gas hydrocarbons [J]. *Chemical Geology*, 1995, 126(3/4): 219–232.
- [45] 戴金星, 秦胜飞, 陶士振, 等. 中国天然气工业发展趋势和天然气地质学理论重要进展 [J]. *天然气地球科学*, 2005, 16(2): 127–142.
- DAI Jinxing, QIN Shengfei, TAO Shizhen, et al. Developing

- trends of natural gas industry and the significant progress on natural gas geological theories in China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(2): 127-142.
- [46] 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.
- [47] WANG Xiaofeng, LIU Wenhui, SHI Baoguang, et al. Hydrogen isotope characteristics of thermogenic methane in Chinese sedimentary basins [J]. *Organic Geochemistry*, 2015, 83/84(1): 178-189.
- [48] LIU Quanyou, DAI Jinxing, LI Jian, et al. Hydrogen isotope composition of natural gases from the Tarim Basin and its indication of depositional environments of the source rocks [J]. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 2008, 51(2): 300-311.
- [49] PRINZHOFER A A, HUC A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases [J]. *Chemical Geology*, 1995, 126(3/4): 281-290.
- [50] LORANT F, PRINZHOFER A, BEHAR F, et al. Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases [J]. *Chemical Geology*, 1998, 147(3/4): 249-264.
- [51] 倪春华, 吴小奇, 王萍, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田上古生界致密气轻烃地球化学特征 [J]. *石油实验地质*, 2024, 46(2): 366-379.
- NI Chunhua, WU Xiaoqi, WANG Ping, et al. Geochemical characteristics of light hydrocarbons in Upper Paleozoic tight gas from Daniudi Gas Field, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2024, 46(2): 366-379.
- [52] 李明诚. 石油与天然气运移 [M]. 3版. 北京: 石油工业出版社, 2004: 1-350.
- LI Mingcheng. *Oil and gas migration* [M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 1-350.
- [53] PRINZHOFER A, PERNATON É. Isotopically light methane in natural gas: Bacterial imprint or diffusive fractionation? [J]. *Chemical Geology*, 1997, 142(3/4): 193-200.
- [54] 叶素娟, 朱宏权, 李嵘, 等. 天然气运移有机-无机地球化学示踪指标——以四川盆地川西坳陷侏罗系气藏为例 [J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(4): 549-560.
- YE Sujuan, ZHU Hongquan, LI Rong, et al. Tracing natural gas migration by integrating organic and inorganic geochemical data: A case study of the Jurassic gas fields in western Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(4): 549-560.
- [55] LI Jian, LI Zhisheng, WANG Xiaobo, et al. New indexes and charts for genesis identification of multiple natural gases [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(4): 535-543.
- [56] 夏新宇, 赵林, 戴金星. 长庆气田奥陶系风化壳气藏中油型气成分的来源 [J]. *石油勘探与开发*, 1999, 26(4): 22-24.
- XIA Xinyu, ZHAO Lin, DAI Jinxing. Main source rock of oil type components in natural gas from Ordovician weathering crust, Changqing Gas Field [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1999, 26(4): 22-24.

(编辑 孙川翔)