

鄂尔多斯盆地奥陶系原生天然气地球化学特征 及其对靖边气田气源的意义

肖 晖^{1,2}, 赵靖舟^{1,2}, 王大兴³, 任军峰³, 马占荣³, 吴伟涛^{1,2}

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 西安石油大学 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065; 3. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

摘要:通过对鄂尔多斯盆地余探1井奥陶系天然气气源分析,来重新认识靖边气田风化壳气藏气源。余探1井奥陶系烃源岩地球化学特征及天然气碳同位素对比分析发现,中奥陶统乌拉力克组有机碳含量(*TOC*)在0.30%~1.16%,平均为0.51%,暗色泥岩厚度52.59 m,可以成为有效烃源岩;天然气甲烷的碳同位素组成明显偏轻, $\delta^{13}\text{C}_1$ 值在-39.11‰~-38.92‰,乙烷的碳同位素较偏重, $\delta^{13}\text{C}_2$ 在-27.26‰~-27.17‰,如果根据乙烷碳同位素来判别,应具有煤成气特征。然而,烃源岩热模拟实验计算的天然气成熟度($R_o=1.86\%\sim1.89\%$)与烃源岩实测的热成熟度($R_o=1.83\%\sim1.92\%$)基本一致,都具有高热演化特征。从气藏储、盖配置关系上看,气藏上覆奥陶系泥岩厚度大,上古生界煤成气难以混入;天然气偏轻的甲烷碳同位素特征与碳酸盐岩生油岩的甲烷热解气碳同位素组成相似。这些证据表明,余探1井奥陶系天然气应具有油型气的特征。以余探1井奥陶系天然气作为鄂尔多斯盆地油型气端元,对靖边气田中-北部及南部地区天然气碳同位素组成对比分析,结果表明:(1)甲烷碳同位素应作为判别鄂尔多斯盆地奥陶系天然气气源的主要指标, $\delta^{13}\text{C}_1$ 小于-38‰是靖边气田风化壳气藏油型气的判别标志;(2)靖边气田整体仍以高成熟混合型煤成气为主,但油型气混入比例南部地区大于中部及北部地区;(3)乙烷次生裂解作用可能是造成奥陶系油型气乙烷碳同位素偏重的主要原因。

关键词:气源;甲烷碳同位素;油型气;奥陶系;靖边气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Geochemical characteristics of primary gas in the Ordovician and their significance for the gas source of Jingbian gas field, Ordos Basin

Xiao Hui^{1,2}, Zhao Jingzhou^{1,2}, Wang Daxing³, Ren Junfeng³, Ma Zhanrong³, Wu Weitao^{1,2}

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation of Shaanxi Province, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: Gas source of the Ordovician weathering crust gas reservoirs in Jingbian gas field is restudied by analyzing gas source of Well Yutan1 in Ordos Basin. An analysis of the geochemical features of source rock and a comparative analysis on carbon isotopes of natural gases are performed. The total organic carbon (*TOC*) of the Middle Ordovician Wulalike Formation is 0.30%–1.16% (averaging at 0.51%) and the thickness of dark mudstone is 52.59m. These two parameters indicate that this formation can be effective source rock. The carbon isotopes of methane in natural gas from Yutan-1 well are significantly lighter with $\delta^{13}\text{C}_1$ value in the range of -39.11‰–-38.92‰, which is similar with the pyrolytic methane from carbonate source rocks. In contrast, the carbon isotopes of ethane are relatively heavier with $\delta^{13}\text{C}_1$ value in the range of -27.26‰ and -27.17‰, which seems to be the characteristics of coal-derived gas. However, the calculated gas maturity ($R_o=1.86\%\sim1.89\%$) from source rock thermal simulation experiment is coincided with the measured gas maturity ($R_o=1.83\%\sim1.92\%$) from source rock, both indicating high thermal maturity. In addition, the overlying thick Ordovician mudstone of the gas reservoir makes it difficult for the coal-derived gas from the Upper Paleozoic to migrate into the reservoir. All these evidences show that the Ordovician gas of Yutan-1 well should be oil-generated gas. Using the Ordovician gas of Yutan-1 well as the end member of oil-generated gas in Ordos basin, a comparative analysis is performed on the carbon isotopes of gas from the central-northern and southern Jingbian gas field. The following results are obtained. (1) Carbon isotope of methane should be considered as the major gas source index for the Ordovician gas, and

收稿日期:2013-04-30;修订日期:2013-08-26。

第一作者简介:肖晖(1980—),男,博士,讲师,油气成藏地质。E-mail: xiaohui_4787@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41102082);国家大型油气田与煤层气开发项目(2011ZX05007-004)。

$\delta^{13}\text{C}_1 < -38\text{‰}$ is a index for identifying oil-generated gas in Jingbian weathering crust gas field;(2) The gas source in the entire Jingbian gas field is still dominated by mixed coal-derived gas of high maturity, but the proportion of oil-generated gases is higher in the southern Jingbian gas field than that in the central-northern Jingbian gas field;(3) Secondary pyrolysis of ethane may be the major factor causing heavier ethane carbon isotope of the oil-generated gas in the Ordovician.

Key words: gas source ,carbon isotope of methane ,oil-generated gas ,Ordovician ,Jingbian gas field ,Ordos Basin

鄂尔多斯盆地是我国陆上超大型低渗透含油气盆地,古生界蕴藏丰富的天然气资源。目前该盆地古生界探明储量在 $1\,000 \times 10^8\text{ m}^3$ 以上的气田有苏里格、靖边、大牛地、榆林、子洲和乌审旗气田(图 1)。鄂尔多斯盆地古生界天然气除靖边气田产自奥陶系碳酸盐岩古风化壳外,其余气田均产自上古生界石炭系-二叠系煤系砂岩。迄今关于盆地上古生界天然气成因国内学者一致认为,气源为高-过成熟的海-陆交互煤系源岩^[2-6],而对靖边气田(中部气田)的气源虽然经过近 30 多年的研究,仍然存在以上古生界煤成气为主^[7-10]和以下古生界海相油型气为主的争论^[11-15]。

总结前人关于靖边气田气源的研究成果,持以煤成气为主观点的学者认为:(1)靖边气田奥陶系马家沟组烃源岩有机碳含量普遍偏低,有机碳含量在 $0.04\% \sim$

1.81% ,平均为 0.24% ^[16],按照海相烃源岩有机碳(TOC)生烃下限 0.5% 的标准^[17],不可能成为有效烃源岩;(2)奥陶系风化壳天然气甲烷碳同位素分布与上古生界天然气分布一致,平均 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值在 -33.83‰ ,具有煤成气特征。持下古生界油型气为主观点的学者则认为:(1)甲烷碳同位素受热成熟度影响较大,而乙烷等重烃气碳同位素受热成熟度影响较小,更多反映烃源岩母质信息,因此气源类型判识应以乙烷、丙烷等重烃碳同位素为主,乙烷同位素平均值 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -30.04‰ ,表现出油型气特征^[13];(2)由于下古生界烃源岩成熟度更高,可以生成 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -33.83‰ 的天然气^[18],从而造成甲烷碳同位素分布与上古生界天然气甲烷碳同位素重叠,因而不适宜用来区分气源。

关于靖边气田天然气的成因,不论是以煤成气为主论者还是以油型气为主论者,都承认上、下古生界的天然气发生了混合作用。笔者认为造成气源问题争论的原因主要有:(1)在普遍存在高成熟、混源气条件下,对靖边气田(中部气田)甲烷、乙烷碳同位素组成分布规律的解释上存在分歧;(2)对选用甲烷,还是选用乙烷等重碳同位素作为气源主要判别指标认识不同;(3)仍缺少能代表原生油型气的碳同位素端元的实例;(4)前人对靖边气田气源分析主要集中在中部和北部地区,而南部地区少有分析,一定程度上限制了对气源分析的整体认识。

最近中国石油天然气集团在天环向斜北部钻探风险探井——余探 1 井,于下奥陶统克里摩里组(O_1k)上部灰岩钻获低产工业气流,试气产量 $3.46 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。通过对烃源岩评价和天然气地球化学特征分析,结合储盖配置关系判断,应属原生油型气。该发现为重新认识靖边气田气源提供了新的重要依据。

1 余探 1 井奥陶系天然气气源

1.1 余探 1 井奥陶系烃源岩特征

余探 1 井位于天环向斜北部东斜坡,奥陶系沉积环境为台地边缘斜坡相,烃源岩集中分布在中奥陶统乌拉力克组(O_2w)和拉什仲组(O_2l)(表 1;图 2)。乌拉力克组地层厚 123 m ,上部以暗色泥岩为主,其次为褐灰色泥晶灰岩,中、下部大量发育暗色灰泥岩,灰绿色灰质泥岩和泥灰岩。其中泥灰岩累积厚度为 49.83 m ,

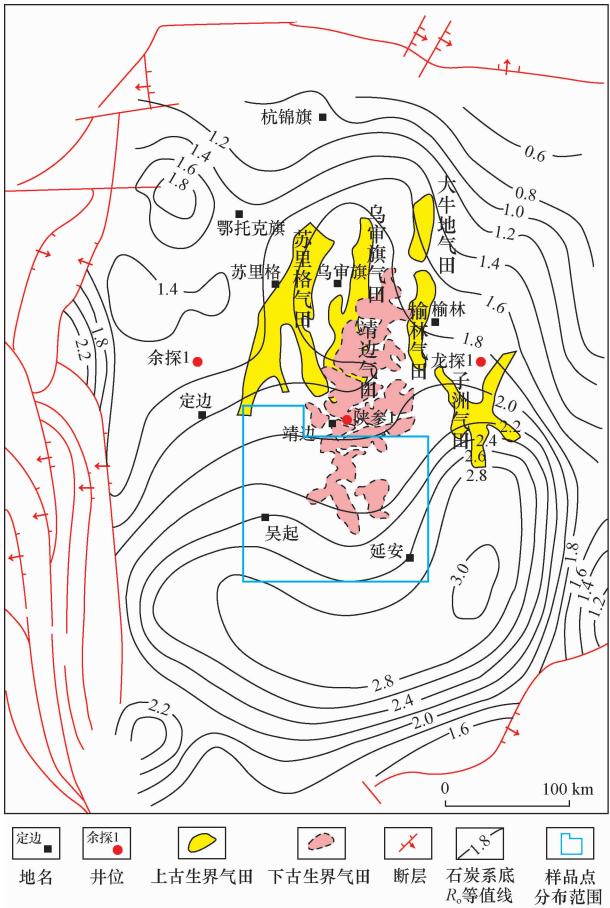


图 1 鄂尔多斯盆地主要气田分布和天然气样品分布范围(底图据文献[1]修改)

Fig.1 Location map of gas fields and gas samples in the Ordos Basin(modified from[1])

表 1 余探 1 井奥陶系烃源岩地球化学特征

Table 1 Geochemical characteristics of the Ordovician source rocks in Yutan 1 well

层位	岩性	厚度/m	TOC/%	(S ₁ + S ₂)/(mg · g ⁻¹)	T _{max} /℃	R _o /%	δ ¹³ C/‰
O ₂ l	泥灰岩	12.40	0.28 ~ 0.97	0.010 ~ 0.440	470.0 ~ 515.0	1.68 ~ 1.96	-29.0
	暗色灰泥岩	19.60	0.50(20)	0.065(23)	503.4(10)	1.83(21)	
O ₂ w	泥灰岩	49.83	0.30 ~ 1.16	0.020 ~ 0.150	462.0 ~ 511.0	1.88 ~ 1.96	-29.9
	暗色灰泥岩	52.59	0.51(19)	0.038(19)	493.1(8)	1.92(5)	

注:表中数据为最小值~最大值
平均值(样品数)。
TOC 为有机碳含量;S₁ + S₂ 为生烃潜力;T_{max} 为干酪根最大热裂解温度;R_o 为镜质体反射率;δ¹³C 为干酪根碳同位等值。

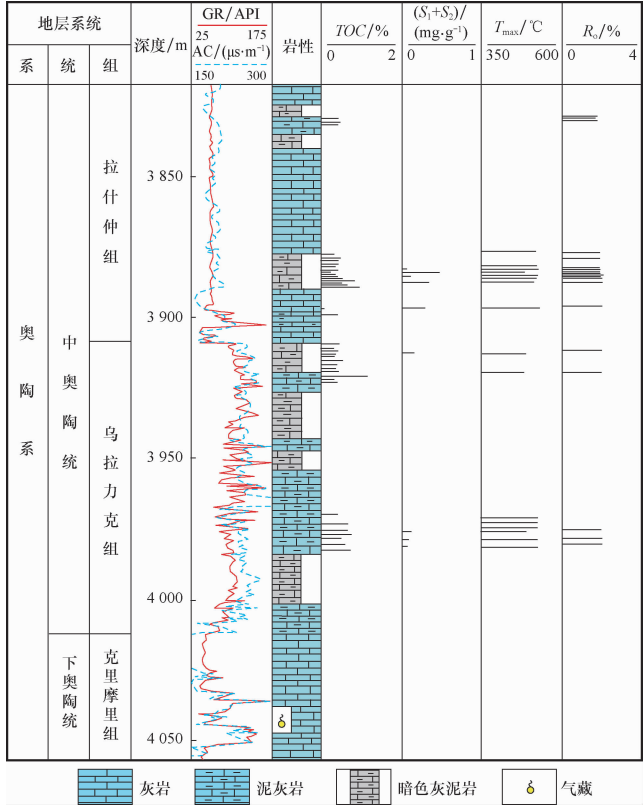


图 2 余探 1 井奥陶系烃源岩综合柱状图

Fig. 2 Composite columnar section of the Ordovician source rocks in Yutan 1 well

暗色灰泥岩累积厚度为 52.59 m,所占地层厚度比例分别为 40.5%和 42.7%。TOC 含量在 0.30% ~ 1.16%,平均值为 0.51%,生烃潜力在 0.020 ~ 0.150 mg/g,平均值在 0.038 mg/g,有机质丰度已超过海相碳酸盐岩生烃下限。拉什仲组地层厚度 71.4 m,其中泥灰岩累积厚度 12.4 m,暗色灰泥岩累积厚度 19.6 m,所占地层厚度比例分别为 17.4%和 27.4%。TOC 含量在 0.28% ~ 0.97%,平均值为 0.50%,也已达生烃下限。干酪根碳同位素 δ¹³C 在 -29.0‰ ~ -29.9‰,有机质类型以腐泥型为主;干酪根最大热裂解温度 T_{max} 平均值在 493.1 ~ 503.4 ℃,R_o 平均值在 1.83% ~ 1.92%,有机质热成熟度已达高成熟度晚期阶段。综合有机质丰度和厚度来看,乌拉力克组烃源岩质量要优于奥陶系顶部的拉什仲组,乌拉力克组应是奥陶系天然气的主力烃源岩。

1.2 余探 1 井奥陶系天然气地球化学特征及气源

余探 1 井在乌拉力克组和下奥陶统克里摩里组分别试气,两个钢瓶气样测试的气体组分和单体烃碳同位素分析结果见表 2 和表 3。余探 1 井天然气以烃类组分占绝对优势,乌拉力克组和克里摩里组总烃含量分别为 87.01%和 97.60%;非烃组分含量低,CO₂ 含量分别占 8.40%和 0.91%,N₂ 含量为 4.58%和 1.48%。低 CO₂ 含量也反映了产出气体为储层原生气,受储层酸化改造的影响已很小。烃类组分中甲烷含量很高,乌拉力克组和克里摩里组分别为 84.97%和 96.24%,C₂₋₄ 重烃含量极低,分别为 2.04%和 1.36%;干燥系数大,分别为 0.976 和 0.986,应属典型的过成熟干气。

余探 1 井奥陶系乌拉力克组和克里摩里组天然气甲烷碳同位素 δ¹³C₁ 值分别为 -39.11‰和 -38.92‰(PDB 标准,下同),与盆地东北子洲气田龙探 1 井奥陶系盐下天然气甲烷碳同位素(δ¹³C₁ = -39.26‰)相当(表 3)。这些天然气是目前盆地古生界干气中甲烷碳同位素最为偏轻的。按照陈安定等^[19]根据海相碳酸盐生油岩热解气的碳同位素模拟实验得出的关系式 δ¹³C₁ = -46.45 + 27.23lgR_o 计算,余探 1 井奥陶系乌拉力克组和克里摩里组甲烷碳同位素对应的天然气 R_o 值分别为 1.86%和 1.89%,与余探 1 井烃源岩的热演化程度一致(表 1),也与其过成熟干气的属性较为吻合。说明余探 1 井克里摩里组天然气具有明显的原生气特征。

然而,余探 1 井奥陶系乌拉力克组和克里摩里组天然气乙烷碳同位素 (δ¹³C₂) 值分别为 -27.26‰和 -27.17‰,丙烷碳同位素 (δ¹³C₃) 值(克里摩里组)为 -25‰,重烃碳同位素相对甲烷明显偏重。按照乙烷判别标准^[15,20-21],具有煤成气特征。因而,余探 1 井克里摩里组天然气甲烷碳同位素所反映的高成熟油型气与乙烷、丙烷重烃组分的碳同位素所反映的煤成气特征之间,具有明显的矛盾。另外,异常的 δ¹³C₂ - δ¹³C₁ 值(平均达 11.8‰)也与其高成熟原生气的属性相矛盾。

由于甲烷碳同位素与碳酸盐岩生油岩的甲烷热解气碳同位素组成相似(表 4),甲烷碳同位素与源岩热

成熟度的对应关系与油型气的规律相吻合,以及从储盖配置关系上看,克里摩里组含气储层上覆的乌拉力克组及拉什仲组,泥岩厚度大,既是气源岩又是盖层(图 2),因此上古生界煤成气难以进入克里摩里组灰

岩储层之中,天然气偏轻的甲烷碳同位素特征是其原生性属性的客观反映。据此也可以认为,由于上古生界煤成气难以混入,使余探 1 井奥陶系天然气重烃组分碳同位素变重的可能性很小。

表 2 鄂尔多斯盆地余探 1 井和龙探 1 井天然气组分特征
Table 2 Gas components of Yutan 1 well and Longtan 1 well in the Ordos Basin

地区	井号	层位	井深/m	天然气组分含量/%							C ₂ —C ₄	C ₁ /∑C _n
				C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	CO ₂	N ₂		
盆地西部	余探 1	O ₁ k	4 040.0~4 045.0	96.240	1.233	0.130	0	0	0.913	1.481	1.363	0.986
盆地西部	余探 1	O ₂ w	3 963.5~3 979.0	84.968	1.777	0.218	0.025	0.021	8.396	4.583	2.041	0.976
盆地东部	龙探 1*	O ₁ m ₅ ⁷	2 832.0~2 837.0	96.871	1.794	0.280	0.146	0.070	0.067	0.665	2.290	0.976

* 龙探 1 井数据引自文献[21]。

表 3 鄂尔多斯盆地余探 1 井和龙探 1 井及靖边气田南部天然气碳同位素组成特征
Table 3 Carbon isotope of gas from Yutan 1 and Longtan 1 well as well as southern Jingbian gas field in the Ordos Basin

地区	井号	层位	井深/m	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$			$(\delta^{13}\text{C}_2 -$	$(\delta^{13}\text{C}_3 -$
				C ₁	C ₂	C ₃	$\delta^{13}\text{C}_1)/\text{‰}$	$\delta^{13}\text{C}_2)/\text{‰}$
盆地西部	余探 1	O ₂ w	3 963.5 ~ 3 976.0	-39.11	-27.26		11.85	
盆地西部	余探 1	O ₁ k	4 083 ~ 4 085	-38.92	-27.17	-25.00	11.75	2.17
盆地东部	龙探 1 *	O ₁ m ₅ ⁷	2 832 ~ 2 837	-39.26	-23.78	-19.72	15.48	4.06
靖边气田南部	陕 310	O ₁ m ₅ ⁵	4 095 ~ 4 097	-35.15	-34.30	-27.89	0.85	6.41
	陕 319	O ₁ m ₄ ¹	3 732 ~ 3 735	-33.18	-33.11		0.07	
	陕 323	O ₁ m ₅ ⁵	3 936 ~ 3 940	-34.41	-36.31	-31.27	-1.90	5.04
	陕 323	O ₁ m ₅ ⁴⁽¹⁾	3 895.0 ~ 3 902.5	-33.39	-35.91	-30.07	-2.52	5.84
	陕 373	O ₁ m ₅ ¹⁽²⁾	4 003 ~ 4 028	-32.70	-33.63	-25.62	-0.93	8.01
	陕 374	O ₁ m ₅ ¹⁽³⁾ , O ₁ m ₅ ²⁽²⁾	3 903 ~ 3 925	-32.10	-34.01	-28.25	-1.91	5.76
	陕 381	O ₁ m ₅ ¹⁽¹⁾ , O ₁ m ₅ ¹⁽²⁾	3 556.9 ~ 3 568.9	-30.96	-35.18	-27.42	-4.22	7.76
	陕 400	O ₁ m ₅ ²⁽¹⁾ , O ₁ m ₅ ²⁽²⁾	3 880.5 ~ 3 872	-29.76	-31.10	-28.80	-1.34	2.30
	陕 438	O ₁ m ₅ ¹⁽¹⁾ , O ₁ m ₅ ¹⁽²⁾	3 556 ~ 3 564.3	-31.73	-37.78	-33.28	-6.05	4.50
	陕 441	O ₁ m ₅ ¹⁽²⁾ , O ₁ m ₅ ¹⁽³⁾	3 479 ~ 3 489	-31.16	-36.83	-29.74	-5.67	7.09
	苏 127	O ₁ m ₅ ⁴	4 072 ~ 4 079	-32.72	-35.73	-30.55	-3.01	5.18
	苏 222	O ₁ m ₅ ⁵	4 000.5 ~ 4 004.0	-32.68	-34.21	-30.00	-1.53	4.21
	陕 431	O ₁ m ₅ ⁶	4 210 ~ 4 222	-35.74	-26.95	-26.14	8.79	0.81
	苏 203	O ₁ m ₅ ⁵	3 919 ~ 3 926	-33.56	-26.46		7.1	
	陕 303	P ₂ h ⁸	3 093 ~ 3 096	-27.66	-31.77	-29.27	-4.11	2.50
	陕 340	C ₂	3 186 ~ 3 188	-28.77	-31.99	-31.23	-3.22	0.76
	陕 383	P ₂ h ⁸	3 160 ~ 3 180	-27.43	-31.95	-29.61	-4.52	2.34
	陕 383	P ₁ s ¹	3 214.0 ~ 3 240.5	-27.48	-32.15	-29.81	-4.67	2.34
	陕 428	P ₁ s ¹	3 927 ~ 3 945	-28.05	-29.20	-29.33	-1.15	-0.13
	陕 429	P ₁ s ²	3 146 ~ 3 149	-28.77	-34.21	-35.50	-5.44	-1.29
	苏 127	P ₂ h ⁸	3 899 ~ 3 919	-28.99	-33.70	-34.06	-4.71	-0.36
	苏 222	P ₁ s ¹	3 795 ~ 3 832	-27.20	-28.56	-30.43	-1.36	-1.87
	陕 310	P ₁ s ²⁻³	3 979.5 ~ 3 982.5	-28.61	-24.10	-25.00	4.51	-0.90
	陕 372	P ₂ h ⁸	3 911.5 ~ 3 926.0	-27.74	-25.50	-28.79	2.24	-3.29
	陕 398	P ₂ h ⁸	3 720 ~ 3 724	-28.08	-24.05	-24.98	4.03	-0.93
	苏 127	P ₁ s ¹	3 966.5 ~ 3 970.0	-27.57	-26.78	-29.41	0.79	-2.63
	苏 219	P ₁ s ¹	4 248 ~ 4 252	-27.06	-26.25	-26.92	0.81	-0.67
	苏 259	P ₁ s ¹	4 095 ~ 4 098	-27.50	-25.32	-28.50	2.18	-3.18
	苏 273	P ₁ s ¹	4 028 ~ 4 032	-28.77	-22.59	-24.76	6.18	-2.17
	苏 340	P ₁ s ²	3 982.5 ~ 3 986.0	-29.04	-25.10	-26.25	3.94	-1.15
	苏 353	P ₁ s ¹ , P ₂ h ⁸	3 497.5 ~ 3 535.0	-24.08	-25.57	-28.70	-1.49	-3.13

* 龙探 1 井数据引自文献[21]。

表4 余探1井奥陶系天然气与奥陶系碳酸盐岩热解气碳同位素对比

Table 4 Comparison of carbon isotope between the Ordovician gases in Yutan 1 well and pyrolysis gas of the Ordovician carbonate source rocks

样品	温度/℃	$\delta^{13}\text{C}_1/\text{‰}$	$\delta^{13}\text{C}_2/\text{‰}$	数据来源
余探1井O _{2w} 天然气		-39.11	-27.26	
余探1井O _{2k} 天然气		-38.92	-27.17	
奥陶系碳酸盐岩热解气	350	-45.26	-35.08	文献 [21]
	400	-42.62	-34.16	
	450	-38.60	-32.05	
	500	-38.14	-28.13	

造成余探1井奥陶系天然气乙烷碳同位素偏重的原因还需要进一步深入研究。有学者认为 TSR(硫酸盐热化学还原反应)是造成龙探1井奥陶系盐下天然气乙烷偏重的原因^[22],但是从天然气组分上来看,几乎不含有 TSR 作用产物的 H₂S 气体^[23],因此可能性不大。笔者认为,造成乙烷碳同位素偏重的原因可能主要和乙烷碳同位素的裂解分馏有关(后述)。但有一点可以肯定,余探1井克里摩里组天然气属原生的高成熟油型气。

2 靖边气田及邻区天然气地球化学特征

本次研究系统收集了前人已发表有关靖边气田及邻区古生界 134 份天然气组分和碳同位素资料^[1,6,15,22],这些数据主要集中在靖边气田中部和北区地区。最新补充测试的 57 份碳同位素样品主要分布在靖边气田南部(图 1)。测试样品均为钢瓶气样,测试单位为中国石油长庆油田低渗透油气田勘探开发国家工程实验室。

2.1 天然气组分特征

靖边气田中部及北部奥陶系天然气总烃含量在

79.26%~99.96%,平均值为 95.25%,C₂—C₄ 重烃组分含量仅占 0.080%~1.820%,平均在 0.746%,甲烷干燥系数在 0.981~0.999,平均值为 0.992,为甲烷含量极高的过成熟干气。CO₂ 和 N₂ 为代表的非烃含量低,平均值分别为 2.70%和 2.05%。靖边南部奥陶系天然气总烃含量在 96.82%~99.84%,平均值在 98.08%,C₂—C₄ 重烃组分含量仅占 0.480%~6.780%,平均在 2.475%,甲烷干燥系数在 0.932~0.995,平均值为 0.975,非烃组分 CO₂ 和 N₂ 含量平均值分别只有 1.55%和 0.55%。组分特征显示,靖边气田整体均为甲烷含量、甲烷干燥系数极高、重烃、非烃含量极低的过成熟干气藏。

从靖边气田及苏里格、乌审旗气田上古生界天然气组分资料分析表明,总烃含量在 86.65%~99.74%,平均值为 97.64%,C₂—C₄ 重烃气含量占 0.424%~10.12%,平均值在 4.45%,甲烷干燥系数在 0.894~0.996,平均值在 0.950。天然气非烃组分气 CO₂ 和 N₂ 含量平均值分别为 0.79%和 1.20%。组分特征显示出上古生界天然气整体仍以过成熟干气为主。

2.2 天然气碳同位素分布特征

对 134 组靖边气田中部、北部地区奥陶系及上古生界天然气的甲烷碳同位素统计分析表明(图 3),奥陶系甲烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_1$)在 -38.9‰~-30.7‰,平均值在 -33.8‰;上古生界天然气甲烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_1$)在 -35.60‰~-29.10‰,平均值在 -33.25‰。有 88.3%的奥陶系天然气样品和 96.7%的上古生界天然气样品的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 都分别在 -36‰~-31‰,且分布形态相似,具有典型的高成熟裂解煤成气特征。相同地区奥陶系天然气乙烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_2$)在 -37.50‰~-23.70‰,平均值在 -29.91‰,与上古生界天然气乙烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_2$)分布范围在 -26.00‰~-22.13‰,平均值在 -24.13‰相比,明显

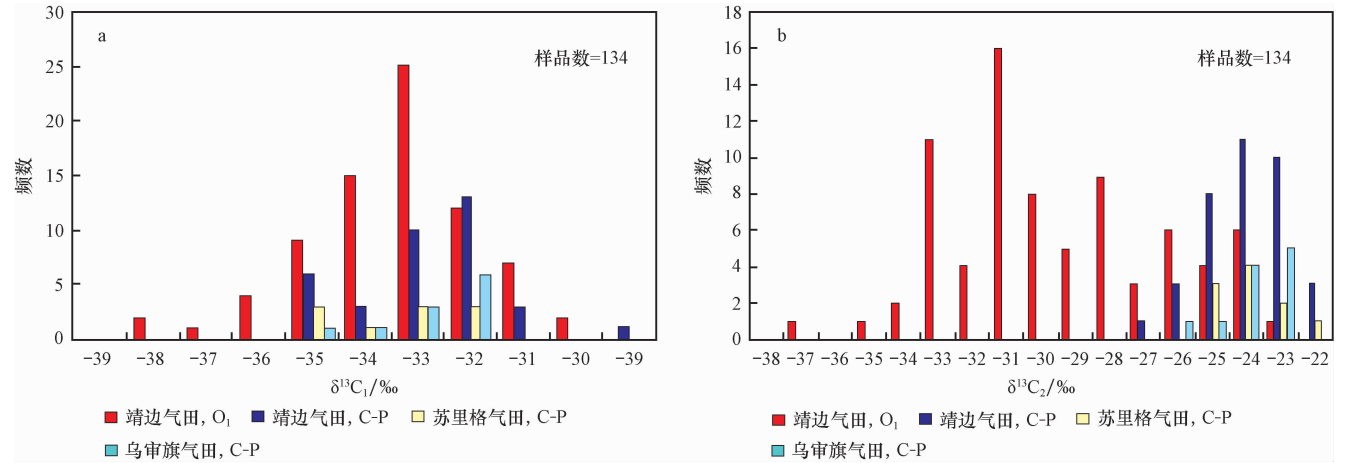


图3 鄂尔多斯盆地古生界天然气烷烃气碳同位素组成直方图

Fig. 3 Histogram of carbon isotope composition of natural gas from the Paleozoic of the Ordos Basin

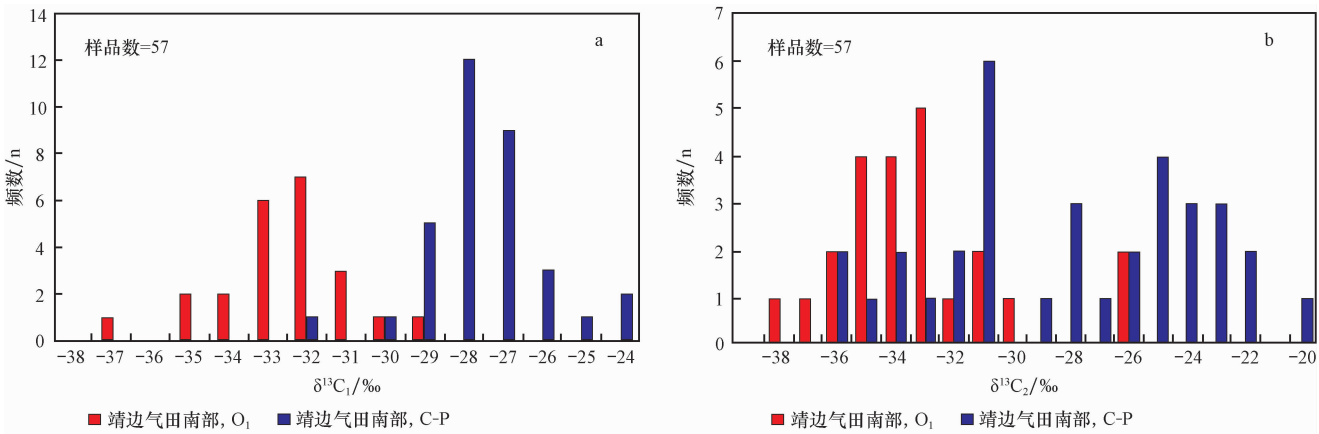


图 4 靖边气田南部古生界烷烃气碳同位素组成直方图

Fig. 4 Histogram of carbon isotope composition of alkane gases from the Paleozoic in the southern Jingbian gas field

偏负。奥陶系只有 30% 的样品其乙烷碳同位素分布范围与上古生界天然气一致, $\delta^{13}\text{C}_2$ 在 $-28\text{‰} \sim 23\text{‰}$, 具有煤成气特征, 而 70% 奥陶系天然气乙烷碳同位素分布明显偏负, 主峰在 $-34\text{‰} \sim -31\text{‰}$, 具有高成熟油型气特征 (图 3)。

以上分析是基于前人资料统计得出的, 然而靖边气田南部天然气碳同位素分布模式与中部及北部地区有所不同 (图 4)。奥陶系天然气甲烷碳同位素 ($\delta^{13}\text{C}_1$) 分布在 $-37.34\text{‰} \sim -29.76\text{‰}$, 平均值在 -33.06‰ , 与中部及北部地区乙烷碳同位素分布范围相似, 仅略为偏重。而上古生界天然气甲烷碳同位素分布明显偏重, $\delta^{13}\text{C}_1$ 分布在 $-32.45\text{‰} \sim -24.08\text{‰}$, 平均值在 -28.11‰ , 比中部及北部地区上古生界天然气甲烷碳同位素整体偏重约 5.11‰ 。从图 1 可知, 靖边气田南部吴起、延安地区石炭系底部 R_o 在 $2.0\% \sim 2.8\%$, 明显比靖边气田中部及北部地区 R_o 值 ($1.6\% \sim 2.0\%$) 高约 $0.4\% \sim 0.8\%$, 因此南部地区上古生界天然气甲烷碳同位素整体明显偏重。

靖边气田南部乙烷碳同位素分布特征与其中部、北部地区也有明显差异 (图 4)。奥陶系天然气乙烷碳同位素 ($\delta^{13}\text{C}_2$) 分布范围在 $-38.60\text{‰} \sim -26.46\text{‰}$, 平均值在 -33.71‰ , 整体比中部及北部地区偏轻约 3.80‰ 。值得一提的是, 上古生界天然气乙烷碳同位素分布范围较大, 在 $-36.71\text{‰} \sim -20.68\text{‰}$, 平均值为 -28.59‰ , 有 52.9% 的样品其 $\delta^{13}\text{C}_2$ 小于 -28‰ , 具有油型气特征。

如果假设靖边气田南部地区奥陶系天然气是油型气, 那么更高的热演化程度应该使其甲烷碳同位素比中部及北部地区更为偏重, 而这两个地区的甲烷碳同位素分布范围相似, 说明气源仍是以上古生界烃源岩为主。

乙烷碳同位素的差异说明两点: 1) 南部奥陶系天然气乙烷碳同位素偏轻, 而热演化程度偏高, 说明气源也不大可能来源于奥陶系油型气为主; 2) 南部上古

生界天然气乙烷碳同位素偏轻说明天然气混合有较大比例的油型气。

3 靖边气田气源分析

3.1 主要判别指标选取

从天然气组分特征可知, 靖边气田奥陶系天然气 C_{2-4} 重烃含量较低, 平均含量小于 2.475% , 大部分样品更是小于 2% (图 5)。天然气的甲烷碳同位素组成随着 C_{2-4} 重烃组分含量的降低而变重 (图 5a), 符合气田组分的热演化与碳同位素动力学分馏的一般规律^[24-25]。鄂尔多斯盆地主要气田上古生界天然气甲烷同位素组成随着 C_{2-4} 重烃组分含量的降低而变重, 最终趋于塔里木盆地克拉 2 气藏甲烷碳同位素 (图 5a), 同样也符合碳同位素分馏的一般规律。

然而, 靖边气田奥陶系天然气乙烷碳同位素随 $\text{C}_2 - \text{C}_4$ 重烃组分含量的降低而变轻 (图 5b), 这与鄂尔多斯盆地主要气田上古生界天然气乙烷同位素组成随 $\text{C}_2 - \text{C}_4$ 重烃组分含量的降低而变重的规律不符 (图 5b), 也与碳同位素分馏的一般规律相矛盾。

由此看来, 在鄂尔多斯盆地古生界天然气高成熟、普遍混源的背景下, 乙烷碳同位素组成以不能反映单一气源天然气的组分热演化和同位素分馏规律, 而应该以主要烷烃气甲烷来进行判别。

从靖边气田上古生界天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 交汇图可知 (图 6a), 甲烷碳同位素与乙烷碳同位素呈现出正相关性, 并且气田南部地区热演化程度高于气田中部及北部地区, 因而甲烷碳同位素整体偏重约 5‰ , 符合碳同位素分馏动力学规律。然而气田南部近 50% 的样品, 其乙烷碳同位素明显偏轻 ($\delta^{13}\text{C}_2 < -28\text{‰}$), 且分布十分离散。根据戴金星等^[1]研究认为, 对于相同高热演化阶段, 当煤成气的乙烷与油型气乙烷混合

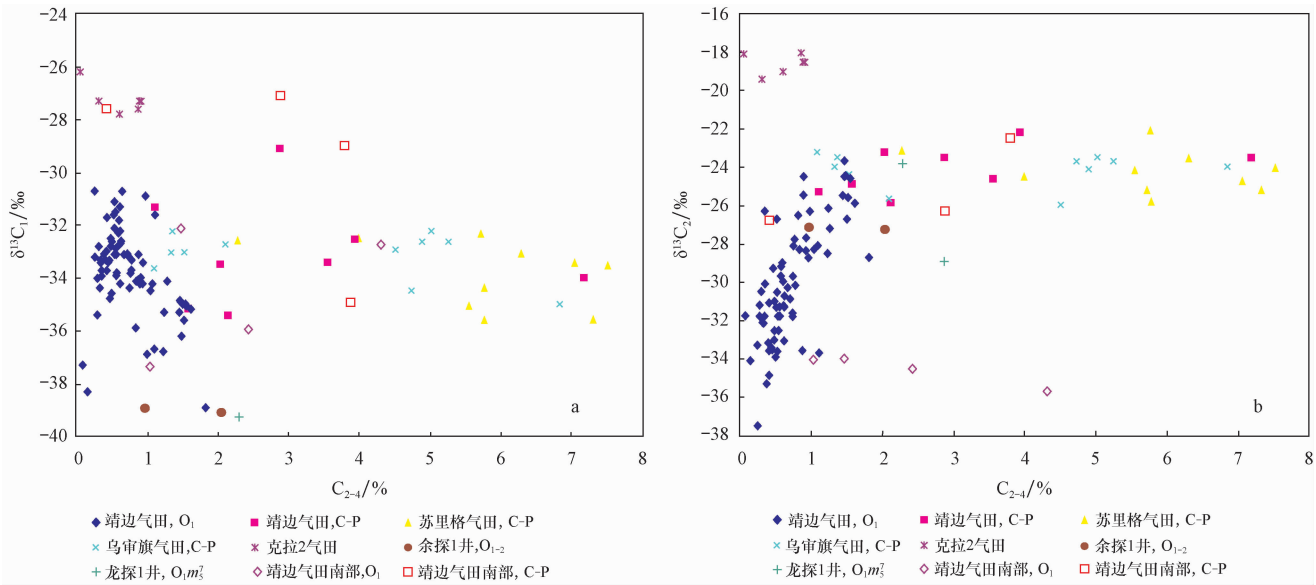


图 5 靖边气田及邻区天然气地球化学参数交汇图

Fig. 5 Cross plots of geochemical parameters of natural gas in Jingbian gas field and its vicinity

a. $\delta^{13}C_1 - C_{2-4}$ 交汇图; b. $\delta^{13}C_2 - C_{2-4}$ 交汇图

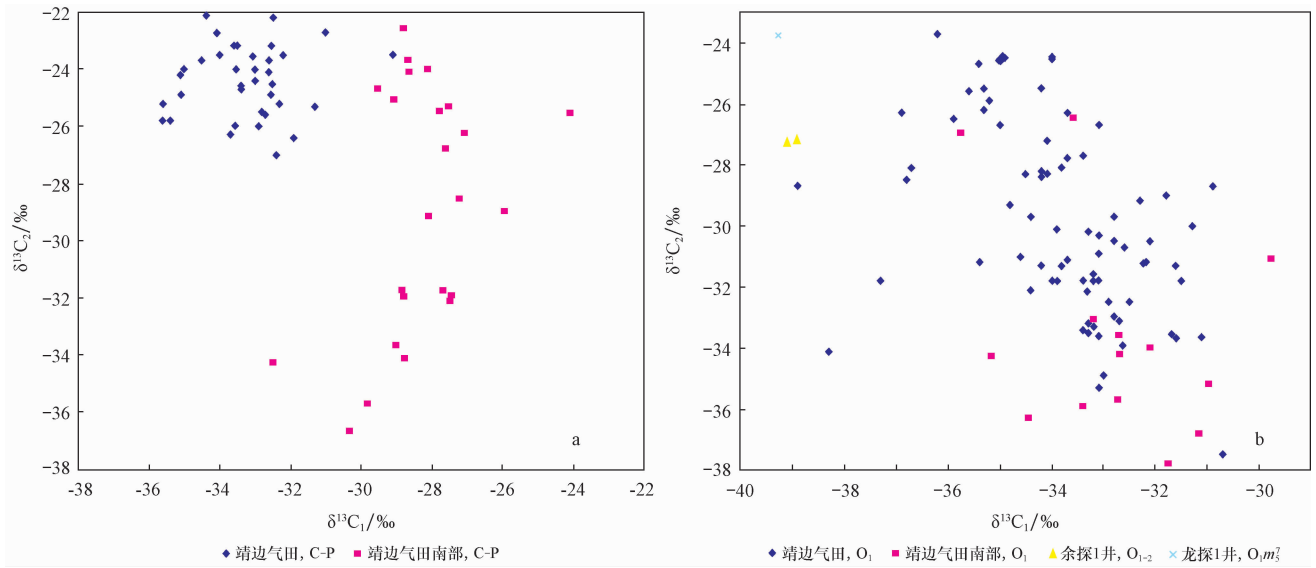


图 6 靖边气田天然气碳同位素交汇图

Fig. 6 Cross plots of carbon isotope of natural gas in Jingbian gas field

a. 上古生界天然气 $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ 交汇图; b. 奥陶系天然气 $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ 交汇图

时,轻 $\delta^{13}C_2$ 的油型气是重 $\delta^{13}C_2$ 的煤成气组分的 2 倍左右,导致 $\delta^{13}C_2$ 值具有轻油型气为主的特征。由此说明靖边气田南部上古生界煤成气汇入的油型气可能源于太原组灰岩。

返回来看靖边气田南部奥陶系天然气甲烷碳同位素在 $-33\text{‰} \sim -31\text{‰}$,比该地区上古生界天然气甲烷碳同位素偏轻约 4‰(图 4),说明了混合型煤成气向下扩散、运移,导致奥陶系天然气甲烷碳同位素偏轻,从而分布形态出现双峰型。

本次研究中,以靖边气田南部上古生界甲烷碳同

位素平均值 -28.26‰ 作为煤成气甲烷碳同位素的端元值,以表 3 中甲烷碳同位素的平均值 -39.1‰ 为下古生界来源天然气的标准,而靖边气田南部奥陶系甲烷碳同位素平均值为 -32.8‰ ,对该地区奥陶系天然气来源进行简单计算:

$$-39.10\text{‰}(1 - X) - 28.26\text{‰}X = -32.80\text{‰} \quad (1)$$

式中: X 为上古生界煤成气所占比例, %。

通过计算, X 为 58.1 %。相同方法,对靖边气田中部及北部地区奥陶系天然气来源按 $-39.10\text{‰}(1 - X) - 33.25\text{‰} = -33.80\text{‰}$,所得 X 为 90.6 %。以上计算

没有考虑天然气热成熟度的差异,以及天然气运移分馏效应对甲烷碳同位素数值的影响,其结果不一定代表真实的汇源比例。但其结果可以佐证,气田南部汇入油型气的比例远高于气田中部及北部地区。

3.2 奥陶系原生天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 变重原因探讨

靖边气田下古生界天然气甲烷碳同位素与乙烷碳同位素整体呈现负相关性,这本身与单一气源的天然气热动力学分馏规律相矛盾(图6b)。另外甲烷碳同位素分布范围相对较集中,气样 $\delta^{13}\text{C}_1$ 主要分布在 $-37\% \sim -30\%$,乙烷碳同位素分为范围较离散,主要分布在 $-38\% \sim -24\%$,说明乙烷碳同位素的分馏机理更为复杂,利用发生了不同混合作用的天然气碳同位素来确定其成因本身是不可靠的。

根据本文所判定的奥陶系原生气藏余探1井 O_1k 天然气和前人分析确定的龙探1井 O_1m^{5-7} 天然气为代表^[22],与靖边气田奥陶系天然气甲烷、乙烷碳同位素组成特征相比(图6b),具有甲烷碳同位素最轻,在 $-39.26\% \sim -38.92\%$,乙烷碳同位素相对甲烷明显偏重的特点,并且 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 值在 $11.75\% \sim 15.48\%$ 之间,远大于靖边气田奥陶系天然气 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 的分布范围。

从封闭系统下乙烷碳同位素热动力学模拟实验来看,存在乙烷生成和裂解的平衡过程^[26]。当烃源岩处于生烃高峰时,乙烷的生成量远大于乙烷裂解的数量,此时封闭体系中,乙烷组分含量不断增加,乙烷碳同位素不断变重,符合一般天然气碳同位素热动力学分馏规律;当生烃高峰结束,生烃过程趋于停止,随着温度进一步增加,乙烷碳同位素发生裂解的数量开始大于其生成的数量。由于存在 $^{12}\text{CH}_3 - ^{12}\text{CH}_3$ 和 $^{13}\text{CH}_3 - ^{12}\text{CH}_3$ 两个平行的裂解过程^[26],使得在乙烷碳同位素在后期因裂解作用仍有持续偏重的过程。

另外,由于天然气重烃气裂解过程主要受温度条件控制,因此气源岩热成熟度越高,乙烷碳同位素相对甲烷碳同位素的差值就会越大(在不考虑天然气散失的前提下,原生甲烷组分碳同位素基本保持稳定)。如根据石炭系底部 R_o 值推得,龙探1井奥陶系热演化程度大于余探1井(图1),因而龙探1井 O_1m^{5-7} 天然气 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 值(15.48%)大于余探1井 O_1k 天然气 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 值(11.75%)。

4 结论

1) 通过对余探1井奥陶系烃源岩及天然气地球化学特征分析,以及储盖配置来看,余探1井克里摩里组天然气应属于原生高成熟油型气。

2) 由于靖边气田奥陶系风化壳天然气 $\text{C}_2 - \text{C}_4$ 重烃组分含量低、乙烷碳同位素分布离散,乙烷和甲烷碳同位素呈负相关以及乙烷碳同位素随 $\text{C}_2 - \text{C}_4$ 组分含量降低而变负的矛盾现象,说明气源判识应主要依据甲烷碳同位素。

3) 以甲烷碳同位素作为主要判别指标,余探1井、龙探1井奥陶系天然气为油型气端元,认为 $\delta^{13}\text{C}_1$ 小于 -38% 是来源于海相奥陶系烃源岩油型气的主要标志,据此判别靖边气田整体仍以高-过成熟煤成气为主。

4) 靖边气田南部相对气田中部和北部地区,古生界热演化程度较高,天然气甲烷碳同位素整体偏重,但同时混入油型气的比例也相对较高。

致谢:本项研究工作得到中国石油长庆勘探开发研究院区域室包洪平、孙六一、任军峰、马占荣高工的大力支持和帮助,在成文过程中多次与长庆油田张文正教授进行交流,获益良多,谨致谢忱。

参 考 文 献

- [1] 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 Jingxing, 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.
- [2] 张文正,裴戈,关德师.鄂尔多斯盆地中、古生界原油轻烃单体系列碳同位素研究[J].科学通报,1992,37(3):249-251.
Zhang Wenzheng, Pei Ge, Guan Deshi. Study on the carbon isotope of monomer light hydrocarbon from Mesozoic-Palaeozoic oil in Ordos Basin[J]. Chinese Science Bulletin, 1992, 37(3): 249-251.
- [3] 傅锁堂,冯乔,张文正.鄂尔多斯盆地苏里格庙与靖边天然气单体碳同位素研究[J].沉积学报,2003,21(3):528-532.
Fu Suotang, Feng Qiao, Zhang Wenzheng. Characteristics of the individual carbon isotope of natural gas from Suligemiao and Jingbian gas fields in Ordos basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(3): 528-532.
- [4] 戴金星.天然气碳氢同位素特征与各类天然气鉴别[J].天然气地球科学,1993,4(2-3):1-40.
Dai Jingxing. Discrimination and carbon and hydrogen isotope characteristic of natural gas[J]. Natural Gas Geoscience, 1993, 4(2-3): 1-40.
- [5] 戴金星,李剑,丁巍伟,等.中国储量千亿立方米以上气田天然气地球化学特征[J].石油勘探与开发,2005,32(4):16-23.
Dai Jingxing, Li Jian, Ding Weiwei, et al. Geochemical characters of accumulations with over one the giant gas hundred billioncubic meters reserves in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 16-23.
- [6] 胡安平,李健,张文正,等.鄂尔多斯盆地上、下古生界和中生界天然气地球化学特征及成因类型对比[J].中国科学:(D辑),2007,37(A02):157-166.
Hu Anping, Li Jian, Zhang Wenzheng, et al. Geochemical characteristics, formation types and comparative of the Upper, Lower Paleozoic and Cenozoic, Ordos Basin[J]. Science in China: (Series D), 2007,

37(A02):157-166.

[7] 关德师,张文正,裴戈.鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系产层的油气源[J].石油与天然气地质,1993,14(3):191-199.

Guan Deshi,Zhang Wenzheng,Pei Ge. Oil-gas source of Ordovician reservoir in gas field of central Ordos Basin[J]. Oil and Gas Geology,1993,14(3):191-199.

[8] 张士亚.鄂尔多斯盆地天然气气源及勘探方向[J].天然气工业,1994,14(3):1-4.

Zhang Shiya. Natural gas source and explorative direction in Eerduosi basin[J]. Natural Gas Industry 1994,14(3):1-4.

[9] 夏新宇,赵林,戴金星,等.鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系风化壳气藏天然气来源及混源比计算[J].沉积学报,1998,16(3):75-79.

Xia Xinyu,Zhao Lin,Dai Jinxing,et al. Gas sources and mixing ratio of Ordovician weathering crust reservoir of central gas field in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica,1998,16(3):75-79.

[10] 米敬奎,王晓梅,朱光有,等.利用包裹体中气体地球化学特征与源岩生气模拟实验探讨鄂尔多斯盆地靖边气田天然气来源[J].岩石学报,2012,28(3):859-869.

Mi Jingkui,Wang Xiaomei,Zhu Guangyou,et al. Origin determination of gas from Jingbian gas filed in Ordos basin collective through the geochemistry of gas from inclusions and source rock pyrolysis[J]. Acta Petrologica Sinica,2012,28(3):859-869.

[11] 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 An Ding. Origin and migration of natural gas in Ordovician reservoir inShang-Gan-Ning Basin central gas field[J]. Acta Petrolei Sinica,1994,15(2):1-10.

[12] 陈安定.论鄂尔多斯盆地中部气田混合气的实质[J].石油勘探与开发,2002,29(2):33-38.

Chen An Ding. Feature of mixed gas in central gas field of Ordos basin [J]. Petroleum Exploration and Development,2002,29(2):33-38.

[13] 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):1-6.

Huang Difang,Xiong Chanwu,Yang Junjie,et al. The origin and type of natural gas in central gas field Ordos Basin,China[J]. Natural Gas Industry,1996,16(6):1-6.

[14] Cai C F,Hu G Y,He H,et al. Geochemical characteristics and origin of natural gas and thermochemical sulphate reduction in Ordovician carbonates in the Ordos Basin, China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering,1996,16(6):1-6.

[15] Liu Q Y,Chen M J,Liu W H,et al. Origin of maturat gas from the Ordovician paleo-weathering crust and gas-filling model in Jingbian gas filed,Ordos Basin,China[J]. Journal of Asian Earth Sciences,2009,35(1-2):74-88.

[16] 夏新宇.碳酸盐岩生烃与长庆气田气源[M].北京:石油工业出版社,2000,1-112.

Xia Xinyun. Hydrocarbon generation of carbonate rock and the gas origin of Changqing gas field[M]. Beijing:Petroleum Industry Press,2000:1-112.

[17] 金之钧,王清晨.中国典型叠合盆地油气形成富集与分布预测[M].北京:科学出版社,2007:1-381.

Jin Zhijun,Wang Qingchen. The generation,accumulation and distribution forecast of oil and gas of typical superimposed basins in China [M]. Beijing,2007:Science Press,1-381.

[18] 帅燕华,邹燕荣,刘金钟,等.煤成甲烷、乙烷碳同位素动力学研究和应用——以鄂尔多斯盆地上古生界煤成气为例[J].地质论评,2005,51(6):665-671.

Shuai Yehua,Zou Yanrong,Liu Jinzhong,et al. Carbon isotope modeling of coal-derived methane and ethane from the upper Paleozoic of the Ordos Basin[J]. Geological Review,2005,51(6):665-671.

[19] 陈安定,张文正,徐永昌.沉积岩成烃热模拟实验产物的同位素特征及应用[J].中国科学:(B辑),1993,23(2):209-217.

Chen An Ding,Zhang Wenzheng,Xu Yongchang. Isotopic characteristics and application of hydrocarbon generation thermal modeling experimental products in sedimentary rocks[J]. Science in China (Series B),1993,23(2):209-217.

[20] 徐永昌.天然气成因理论及应用[M].北京:科学出版社,1994:1-413.

Xu Yongchang. The theory and application of gas genesis[M]. Beijing:Science Press,1994:1-413.

[21] 戴金星,倪云燕,邹才能,等.四川盆地须家河组煤系烷烃气碳同位素特征及气源对比意义[J].石油与天然气地质,2009,30(5):519-529.

Dai Jinxing,Ni Yunyan,Zou Caineng,et al. Carbon isotope features of alkane gases in the coal measures of the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin and their significance to gas-source correlation[J]. Oil & Gas Geology,2009,30(5):519-529.

[22] 杨华,张文正,咎川莉,等.鄂尔多斯盆地东部奥陶系盐下天然气地球化学特征及其对靖边气田气源再认识[J].天然气地球科学,2009,20(1):8-13.

Yang Hua,Zhang Wenzheng,Zan Chuanli,et al. Geochemical characteristics of Ordovician subsalt gas reservoir and their significance for reunderstanding the gas source of Jingbian gasfield,east Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience,2009,20(1):8-13.

[23] 朱光有,张水昌,梁英波,等.硫酸盐热化学反应对烃类的蚀变作用[J].石油学报,2005,26(5):48-52.

Zhu Guangyou,Zhang Shuichang,Liang Yingbo,et al. Alteration of thermochemical sulfate reduction to hydrocarbons[J]. Acta Petrolei Sinica,2005,26(5):48-52.

[24] Galimov E M. Sources and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rocks[J]. Chemical Geology,1988,71(1-3):77-95.

[25] Schoell M. Genetic characterization of nature gases[J]. AAPG Bulletin,1983,67(12):2225-2238.

[26] Cramer B,Faber E,Gerling P,et al. Reaction kinetics of stable carbon isotopes in natural gas—insights from dry,open system pyrolysis experiments[J]. Energy & Fuels,2001,15:517-532.