

doi:10.6053/j.issn.1001-1412.2025.01.008

川西北地区二叠系茅口组气藏天然气 地球化学特征及来源分析

何佳玲¹, 田亚铭¹, 朱祥², 袁龙¹, 邓剑², 张雷²

(1. 成都理工大学, 成都 610059;

2. 中国石油化工股份有限公司勘探分公司, 成都 610041)

摘要: 近年来,川西北地区中二叠统茅口组天然气勘探获得重大突破,进一步展示了川西北茅口组气藏的良好开发前景。随着勘探深入及相关资料不断丰富,该地区各气田天然气成因及来源不明确的问题亟待解决。为此,在系统整理天然气样品测试分析资料及实验分析的基础上,结合天然气成因判别图及不同层系烃源岩、天然气特征,进行气-源、气-气对比分析,明确川西北气田茅口组天然气成因类型及其主力源岩。研究表明:①川西北地区元坝、九龙山、双鱼石、河湾场、吴家坝及矿山梁气田茅口组天然气中 CH_4 含量最高,均值为93.64%,重烃 C_{2+} 含量低,干燥系数均 >0.99 ,属于典型高演化干气,非烃类气体种类较多且各气田中的含量有所差异;各气田天然气中 $\delta^{13}C$ 有较明显差异。②元坝、九龙山、双鱼石、吴家坝及矿山梁气田天然气属于高成熟-过成熟油型气与煤型气的混合气,河湾场气田则为高成熟油型气;川西北地区茅口组天然气处于原油裂解气和干酪根裂解气的交汇处且在各气田中有所差异。③川西北地区茅口组天然气为混源气,元坝及九龙山气田茅口组天然气源于吴家坪组及茅口组烃源岩共同供烃;双鱼石气田除茅口组自身烃源岩供烃外,混有筇竹寺组烃源岩产气;处于断裂发育区的河湾场气田为下部筇竹寺组烃源岩供烃;矿山梁气田以茅口组烃源岩供烃;而吴家坝气田天然气则主要源于茅口组烃源岩,可能存在下伏筇竹寺组烃源岩供烃。

关键词: 天然气地球化学;天然气成因类型;气源对比;茅口组;川西北地区

中图分类号: P618.13;P595 **文献标识码:** A

0 引言

四川盆地是中国最大且构造复杂的含气盆地,随着勘探深入,在多个层系、多个领域、多个区块均取得了新的发现和进展^[1-2]。尤其近年在四川盆地西北部中二叠统取得了重大突破,其中,2007年部署的龙16井在茅口组测试获日产气 $251.47 \times 10^4 m^3$,2014年钻探的双探1井在茅口组测试获日产气 $126.77 \times 10^4 m^3$,2018年部署的元坝7井在茅口组-

吴家坪组测试获日产气 $105.94 \times 10^4 m^3$,此外,龙4井、双探2井、元坝13井及矿1井等多井中均有良好产气显示,揭示川西北地区中二叠统茅口组含气层系极重要的勘探价值,显示该地区良好的天然气开发前景^[3]。

川西北地区与龙门山褶皱带相接,沉积演化过程复杂,发育多套有利烃源岩,均具有良好的生烃潜力,且大部分烃源岩都已进入高成熟或过成熟阶段^[4],同时历经多期构造运动的调整,不同地区构造样式差异较大,导致川西北地区中二叠统天然气的成因及来源较为复杂,各位学者对其来源持有不同

收稿日期: 2024-10-22; 改回日期: 2024-12-17; 责任编辑: 沈名星

作者简介: 何佳玲(1999—),女,硕士,地质学,研究方向为油气地质研究。通信地址:四川省成都市成华区二仙桥东三路1号成都理工大学。邮政编码:610059。E-mail:1515352447@qq.com

通信作者: 田亚铭(1978—),男,博士,副教授,主要从事石油地质学、构造地质学等方向研究。通信地址:四川省成都市成华区二仙桥东三路1号成都理工大学。邮政编码:610059。E-mail:77837941@qq.com

看法。朱光有等^[5]认为,川西气区中二叠统天然气气源可能主要来自二叠系;董才源等^[6]提出,川西地区中二叠统天然气主要来源于筇竹寺组泥岩,但不排除中二叠统自身泥灰岩的贡献;蔡开平等^[7]认为,川西北河湾场构造中二叠统气藏属自生自储油型气;而谢增业等^[8]则指出,川西北河湾场构造中二叠统天然气主要源于龙马溪组烃源岩,川西北双鱼石构造中二叠统天然气主要源于筇竹寺组,兼具中下二叠统烃源岩的贡献。由此可见,川西北地区不同构造的天然气来源认识具有差异,其主力烃源岩及各烃源岩贡献程度至今仍存在争议,制约了该地区的有效勘探开发工作。

为此,本文在利用区域资料、井下样品测试分析以及前人大量研究数据的基础上,对川西北地区中二叠统茅口组天然气地球化学特征进行区域对比,运用天然气组分和碳同位素组成判别分析,结合不同层系烃源岩及源于不同层系烃源岩的天然气的特征进行气-源、气-气对比,明确川西北地区各构造中二叠统茅口组的天然气来源,以期为进一步的油气勘探评价提供理论基础和实践指导。

1 地质背景

四川盆地位于上扬子板块西北缘,是古生代海

相克拉通盆地与中生代陆相前陆-陆内拗陷型沉积叠合的大型低洼含油气盆地,经历多期构造活动,油气资源极其丰富^[9]。现今该盆地构造可划分为川东高陡构造带、川中平缓构造带、川西拗陷低陡构造带、川北低缓构造带及川南低陡构造带。自晚元古代以来经历了扬子旋回、加里东旋回、海西旋回、印支旋回、燕山旋回和喜马拉雅旋回^[10]。以往气藏研究表明,该区二叠系烃源充足,优质储层发育,纵向上多层系叠置,源储配置好,是盆地勘探的重要区域^[11]。

川西北地区位于龙门山与四川盆地过渡区,其区域构造处于北抵米仓山前缘断褶构造带、西邻龙门山逆冲推覆构造带、东接川北平缓构造带,经历震旦纪至中三叠世海相克拉通盆地与中-新生代陆相前陆盆地 2 个阶段^[12],并与周边陆块相互影响,从而形成了如今复杂的构造格局^[13-14],发育多条 NE-SW 向断裂带(图 1)。

研究显示,川西北地区出露地层较全,从寒武系到侏罗系均有分布^[15]。二叠系下二叠统缺失,中二叠统自下而上分别为梁山组、栖霞组和茅口组,上二叠统自下而上为吴家坪组/龙潭组和长兴组/大隆组。栖霞组以白云岩及深灰色层状灰岩为主,厚度 30~300 m,与茅口组呈整合接触关系;茅口组以泥-粉晶生屑灰岩为主,局部含有云质灰岩,厚度 90~

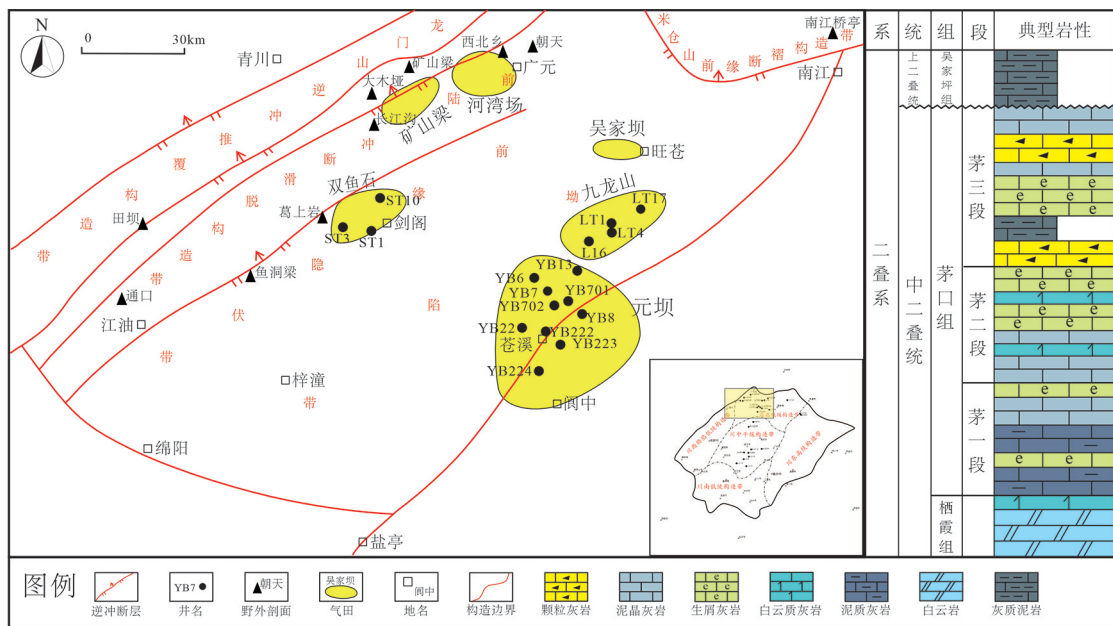


图 1 川西北地区各气田构造位置图及地层柱状图(据文献[15],修改)

Fig. 1 Map showing tectonic position and stratigraphic column of each gas field in Northwest Sichuan Province

230 m;吴家坪组以灰质泥岩及泥质灰岩为主,局部含沉凝灰岩,厚度80~300 m,龙潭组以黑色碳质页岩、煤层为主,二者同期异相,与下伏地层呈不整合接触;大隆组以黑色硅质岩为主,厚度20~42 m,长兴组主要发育浅灰色厚层微晶灰岩,与下伏地层呈整合接触^[14-16]。

川西北地区具有二叠系、下志留统、下寒武统多套有利烃源岩,现今均处于高成熟-过成熟阶段,能提供充足气源;其二叠系储层岩性主要为栖霞组、茅口组、长兴组等发育的白云岩、生屑滩生物灰岩、颗粒灰岩以及吴家坪组的沉凝灰岩,叠加有溶蚀与构造裂缝改造;发育有膏盐岩盖层和泥岩盖层两类,盖层厚度大且均具有良好的封闭能力;同时该地区圈闭完整,部分地区发育以断层为主、裂缝为辅的输导体系。整体上,川西北地区中二叠统茅口组气藏具有“浅部与深部烃源岩混源、侧向-垂向运聚、多期成藏”的成藏模式特征^[17]。

2 天然气地球化学特征

2.1 天然气组分特征

天然气的组分受气源岩母质类型及成熟度、天然气运移成藏及后期改造等多种因素共同影响,因此其组分特征指示着不同的天然气来源^[18]。

在川西北地区,各气田中二叠统茅口组天然气均以烃类气体为主,含少量非烃类气体,非烃类气体的种类较多且在各气田中具有差异(表1)。

在烃类气体组分中,甲烷体积分数最高, $w(\text{CH}_4)=67.60\% \sim 98.54\%$,均值为93.61%;重烃气含量低, $w(\text{C}_{2+})=0.03\% \sim 0.95\%$,均值为0.31%;不含丁烷及以上烷烃气体。由图2a可见,川西北茅口组天然气干燥系数均大于0.99,是典型的高演化干气。随着干燥系数的增加,其重烃气体

表1 川西北地区各气田茅口组天然气常规组分

Table 1 Common constituents of natural gas of Maokou formation of each gas field in Northwest Sichuan Province

气田	井号	天然气组分:范围均值(样品数)			非烃类/%:范围均值(样品数)					干燥系数	文献来源
		烃类/%			N ₂	CO ₂	H ₂ S	He	H ₂		
		CH ₄	C ₂₊								
			C ₂ H ₆	C ₃ H ₈							
双鱼石	双探1井	94.40~97.27	0.130~0.153		0.26~2.20	0.81~4.78	0~0.24	0.01~0.03	0~0.1	>0.99	
		96.22(5)	0.145(5)		0.81(5)	2.48(5)	0.06(5)	0.02(5)	0.002(5)		
	双探2井	93.18(1)	0.18(1)		0.49(1)	5.57(1)	0.55(1)	0.03(1)	0(1)		
河湾场	河2井	97.04~97.70	0.53~0.65	0~0.06	1.33~1.70	0.06~0.36	0~0.05	0~0.04	0~0.16	>0.99	
		97.41(5)	0.61(5)	0.032(5)	1.53(5)	0.27(5)	0.38(5)	0.03(5)	0.057(5)		
	河3井	97.41~97.82	0.5~0.6	0~0.04	0.82~1.18	0.33~0.41	0~0.05	0~0.05	0(2)		
	河6井	97.62(2)	0.55(2)	0.02(2)	1(2)	0.37(2)	0.025(2)	0.025(2)			
	河6井	98.28(1)	0.84(1)	0.09(1)	0.37(1)	0.07(1)	0(1)	0.06(1)	0.23(1)		
	龙4井	97.50~98.45	0.15~0.95		0.03~1.01	0.02~0.48	0.01~0.72	0.02~0.03	0(4)		[5]、 [8]、 [15]、 [19-22]、 [34]
		98.00(4)	0.55(4)		0.62(4)	0.25(4)	0.365(4)	0.027(4)			
九龙山	龙004-X1井	96.87~98.26	0.13~0.14	0~0.01	0.13~1.34	0.04~0.81	0.54~0.83	0~0.04	0~0.01	>0.99	
		97.49(6)	0.137(6)	0.007(6)	0.987(6)	0.46(6)	0.74(6)	0.016(6)	0.002(6)		
	龙16井	91.97~98.12	0.13~0.30		0.33~1.18	0.39~0.68	0~6.51	0~0.02	0~0.05		
		96.38(4)	0.178(4)		0.78(4)	0.60(4)	2.03(4)	0.01(4)	0.023(4)		
吴家坝	吴家1井	90.98~98.54	0.16~0.18	0.01	0.79~6.47	0~7.28	0~0.66	0~0.1	0~3.5	>0.99	
		95.27(3)	0.17(3)	0.01(3)	2.83(3)	2.46(3)	0.22(3)	0.067(3)	1.17(3)		
矿山梁	矿1井	95.20~98.53	0.11~0.19	0~0.01	0.42~0.72	0.58~3.79	0~0.33	0~0.03	0~1.19	>0.99	
		95.79(5)	0.17(5)	0.008(5)	0.53(5)	3.06(5)	0.19(5)	0.006(5)	0.24(5)		
	元坝7井	93.11~97.31	0.39~0.56	0~0.032	0~0.24	1.86~6.37	0~0.0008	0.01(10)	0.002(10)		
		95.02(10)	0.44(10)	0.01(10)	0.13(10)	4.39(10)	0.0004(10)				
	元坝13井	85.63~97.94	0.03~0.07	0(6)	0.38~0.61	1.49~2.15	0.18~11.55	0.01(6)	0~0.027		
		93.72(6)	0.042(6)		0.495(6)	1.86(6)	5.33(6)		0.024(6)		
元坝	元坝701井	77.23~84.16	0.1~0.17	0~0.01	0.13~7.55	14.9~16.3	0~0.14	0.007(6)	0~0.124	>0.99	本文
		80.88(6)	0.13(6)	0.003(6)	3.33(6)	15.48(6)	0.034(6)		0.117(6)		
	元坝702井	67.60~95.93	0.57~0.81	0~0.1	0.42~0.51	2.42~31.4	0~0.005	0(3)	0.003(3)		
		77.78(3)	0.65(3)	0.06(3)	0.45(3)	20.96(3)	0.002(3)				
	元坝8井	92.25(1)	0.12(1)	0(1)	0.38(1)	6.44(1)	0(1)	0.008(1)	0.806(1)		

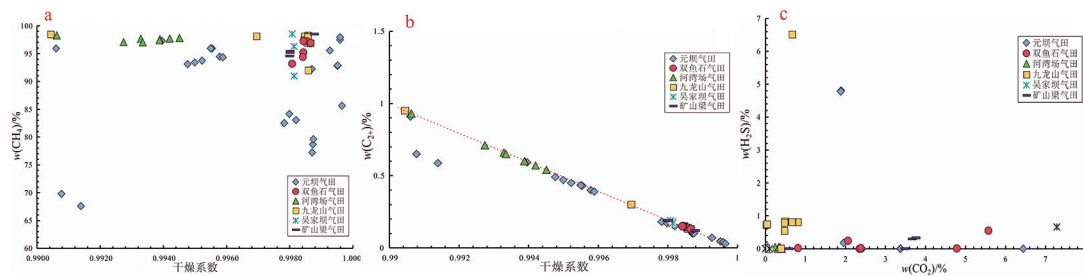


图2 川西北各气田茅口组天然气组分含量关系图

Fig. 2 Diagram showing relationship of gas constituents of Maokou formation of each gas field in Northwest Sichuan Province

a. 天然气干燥系数与 CH_4 含量关系; b. 天然气干燥系数与 C_{2+} 含量关系; c. 天然气 CO_2 与 H_2S 含量关系

含量减少且两者具有很好的相关性;这表明天然气的成熟度较高,其气源岩的热演化程度也较高。其中,河湾场气田天然气干燥系数较其他气田更低,重烃气体含量更高,说明其天然气成熟度更低(图 2b)。

非烃气体组分以 CO_2 、 H_2S 和 N_2 为主,其含量分别为 $0\sim 31.40\%$ 、 $0\sim 11.55\%$ 和 $0\sim 7.55\%$; He 、 H_2 含量极低,其含量分别为 $0\sim 0.10\%$ 、 $0\sim 3.50\%$ 。在部分井中 H_2S 含量较高,元坝 13 井中 H_2S 含量为 11.55% ,龙 16 井中 H_2S 含量为 6.51% (图 2c)。以往研究表明,天然气中富含的 H_2S 是高温条件下硫酸盐热化学还原作用(TSR)的产物^[23]。在 TSR 作用过程中,重烃气体会优先被消耗,并产生 H_2S 和一定量的 CO_2 ,由此导致天然气中的重烃气含量降低、干燥系数变大、 H_2S 和 CO_2 的含量增高。在川西北地区中,大多数气田仅含微量的 H_2S ,而在元坝气田的元坝 13 井中具有较高的 H_2S 和 CO_2 含量、更低的干重气含量、更大的干燥系数且该井中发育有石膏层,推测该现象是 TSR 作用导致。

2.2 天然气碳同位素特征

来源于不同母质及不同成熟度的天然气,具有不同的碳同位素特征。天然气在低成熟阶段中主要富集 ^{12}C ,在高成熟阶段中逐渐富集 ^{13}C ,此外源于腐殖型干酪根的天然气碳同位素值比源于腐泥型干酪根的天然气碳同位素值更重^[24]。整体而言,川西北地区各气田均富集 ^{13}C ,这表明其天然气均处于高成熟-过成熟度阶段(表 2)。从图 3 可见,各气田天然气间的 $\delta^{13}\text{C}$ 值有较明显差异,天然气甲烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与乙烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_2$ 呈正相关趋势。

川西北地区各气田天然气碳同位素特征具有一定差异,其中元坝气田及九龙山气田天然气碳同位素偏重,双鱼石气田及吴家坝气田天然气碳同位素

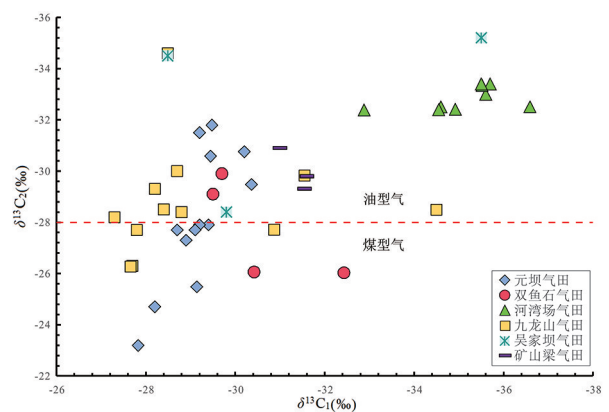


图3 川西北各气田茅口组天然气中 $\delta^{13}\text{C}_1$ — $\delta^{13}\text{C}_2$ 相关关系图

Fig. 3 $\delta^{13}\text{C}_1$ — $\delta^{13}\text{C}_2$ correlation diagram of gas in Maokou formation of each gas field in Northwest Sichuan Province

分布范围分散,而河湾场气田天然气则具有更轻的碳同位素特征,表明各气田天然气具有不同的成因类型及来源(图 3、图 4)。在元坝、九龙山、双鱼石及吴家坝气田天然气样品中均出现了碳同位素系列部分倒转现象;矿山梁及河湾场气田天然气样品的甲烷同系物 $\delta^{13}\text{C}$ 均呈正序列,说明其天然气来源单一。

3 天然气成因类型分析

3.1 母质类型

相较于甲烷碳同位素,乙烷碳同位素受成熟度影响较小,能够很好继承源岩的母质类型特征,故常作为判断天然气成因类型的重要指标。文中以戴金星等^[25]提出的划分方案作为标准,将 $\delta^{13}\text{C}_2 < -28\%$ 划分为与腐泥型母质相关的油型气, $\delta^{13}\text{C}_2 > -28\%$ 划分为与腐殖型母质所相关的煤型气^[26]。

表 2 川西北地区各气田茅口组天然气碳同位素特征

Table 2 C-isotopic characteristics of natural gas of Maokou formation in Northwest Sichuan Province

气田	井号	碳同位素/‰:范围均值(样品数)			文献来源
		$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$	$\delta^{13}C_3$	
双鱼石	双探 1 井	-30.42~-29.50 -29.87(3)	-29.90~-26.06 -28.35(3)	-32.00(3)	[5]、 [8]、 [15]、 [19-22]、 [34]
	双探 2 井	-32.43(1)	-26.03(1)	/	
河湾场	河 2 井	-36.59~-32.88 -35.30(6)	-33.40~-32.38 -33.01(6)	-29.10(6)	
	河 3 井	-35.50~-34.55 -34.89(4)	-33.40~-32.40 -32.68(4)	/	
九龙山	龙 4 井	-28.80~-27.70 -28.33(3)	-34.60~-26.30 -29.77(3)	/	
	龙 004-X1 井	-31.55~-27.30 -28.65(5)	-29.82~-27.70 -28.70(5)	-31.40(5)	
	龙 16 井	-30.87~-27.66 -28.75(5)	-30.00~-26.27 -27.74(5)	-33.40~-28.94 -31.17(5)	
	龙 12 井	-34.50(1)	-28.49(1)	/	
吴家坝	吴家 1 井	-35.50~-28.49 -31.26(3)	-35.20~-28.40 -32.70(3)	/	
矿山梁	矿 1 井	-31.60~-31.00 -31.38(3)	-30.90~-29.31 -30.00(3)	-27.70(3)	
	元坝 7 井	-29.4~-28.7 -29.06(5)	-27.9~-27.3 -27.70(5)	-26.8~-26.3 -26.58(5)	
元坝	元坝 13 井	-29.14~-27.83 -28.42(4)	-25.48~-23.19 -24.46(4)	/	
	元坝 701 井	-29.45~-29.20 -29.38(3)	-31.80~-30.58 -31.29(3)	-34.64~-33.67 -34.16(3)	
	元坝 702 井	-30.36~-30.20 -30.28(2)	30.76~-29.48 -30.12(2)	-31.10~-28.42 -29.76(2)	

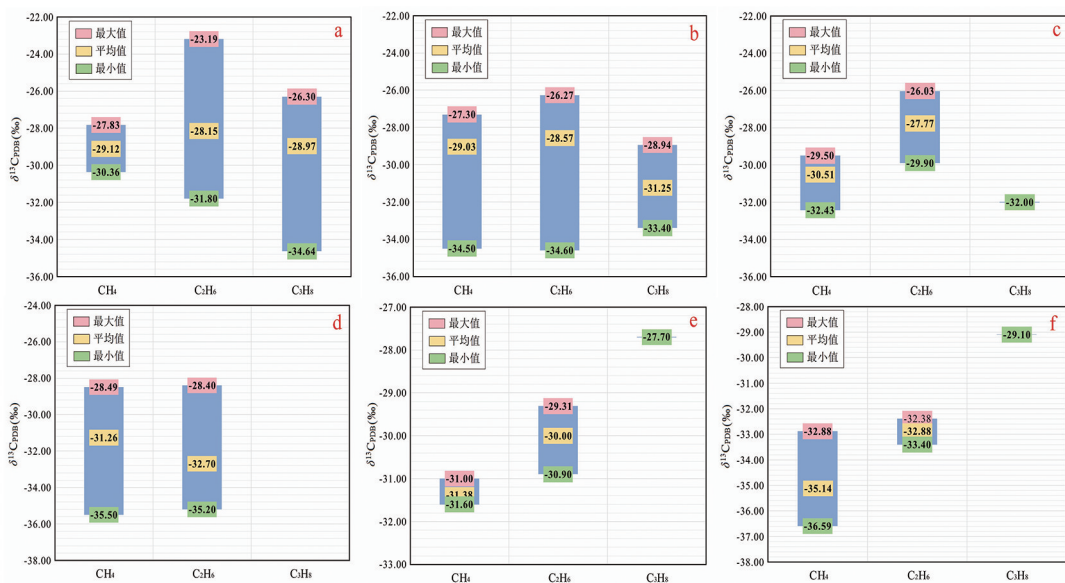


图 4 川西北各气田茅口组各气田天然气烷烃碳同位素特征图

Fig. 4 Diagram showing isotopic characteristics of Hydrocarbon of gas in Maokou formation

a. 元坝气田; b. 九龙山气田; c. 双鱼石气田; d. 吴家坝气田; e. 矿山梁气田; f. 河湾场气田

据前人总结的天然气成因类型判别图版作图 5 (文献[27-28]),综合图 3 及天然气碳同位素系列分析可得:川西北地区茅口组天然气处于油型气和煤型气交界处,其中河湾场气田茅口组天然气碳同位素最轻且未发生倒转现象,为高成熟油型气;吴家坝及矿山梁气田天然气碳同位素较轻且极少数发生倒转现象,以高成熟-过成熟油型气为主,混有少量的高成熟-过成熟煤型气;元坝、九龙山及双鱼石气田天然气碳同位素较重且多数发生倒转,母质类型既有腐泥型,也有腐殖型,属于高成熟-过成熟油型气与煤型气的混合气,由此可见该碳同位素系列部分倒转现象是由于不同成因类型天然气混合所致。

3.2 热演化阶段

天然气成因类型可以根据有机质的演化阶段划分为未成熟阶段的油型生物气和煤型生物气,未成熟-低成熟阶段的油型过渡带气和煤型过渡带气,成熟阶段的油型热解气(原油伴生气、凝析油气)和煤型热解气,过成熟阶段的油型裂解气和煤型裂解气。

据前述可知:川西北各气田茅口组天然气均处于高成熟-过成熟演化阶段,其成因类型属于干酪根裂解气和(或)原油裂解气。参照 Whiticar M J 等^[29-31]建立的天然气成因类型判识图(图 6a)分析可得:川西北各气田茅口组天然气均属于原油裂解气和Ⅱ型干酪根裂解气。据谢增业等^[32]完善的干酪根降解气和原油裂解气 $\ln(C_1/C_2)$ — $\ln(C_2/C_3)$ 判识图(图 6b),并结合四川盆地不同层系天然气数据对比可得:九龙山及元坝气田茅口组天然气表现出以原油裂解气为主,

混有干酪根裂解气的特征;河湾场、矿山梁、双鱼石及吴家坝气田则均表现出原油裂解气的特征;双鱼石气田天然气成熟度相较最高($R_o > 2.5\%$),河湾场气田天然气成熟度相较最低($R_o \approx 2.0\%$)。

4 天然气来源分析

前人研究显示川西北地区与中二叠统茅口组天然气成藏相关的潜在烃源岩有 4 套,分别为下寒武统筇竹寺组、下志留统龙马溪组、中二叠统茅口组以及上二叠统吴家坪组烃源岩^[23]。这 4 套烃源岩干酪根碳同位素依次变重,筇竹寺组及龙马溪组烃源岩生成的天然气均为油型气,茅口组及吴家坪组烃源岩既可以生成油型气也可以生成煤型气^[15]。

将川西北各气田天然气 $\delta^{13}C_2$ 与潜在烃源岩的干酪根碳同位素做气-源对比,再结合四川盆地中各来源的天然气碳同位素特征做气-气对比,可得川西北地区中二叠统茅口组天然气属于混源气,各气田气源均有差异(图 7、图 8)。

综合图 9 及川西北地区地质背景分析可得(表 3):元坝及九龙山气田茅口组天然气 $\delta^{13}C_2$ 明显重于筇竹寺组烃源岩干酪根碳同位素,且该地区中龙马溪组烃源岩发育较差;同时该地区未形成大规模的断层裂缝系统,缺乏与下伏寒武系、志留系烃源岩的有效沟通,导致其未能捕获深层天然气,主力供烃源岩为上二叠统吴家坪组及中二叠统茅口组烃源岩。双鱼

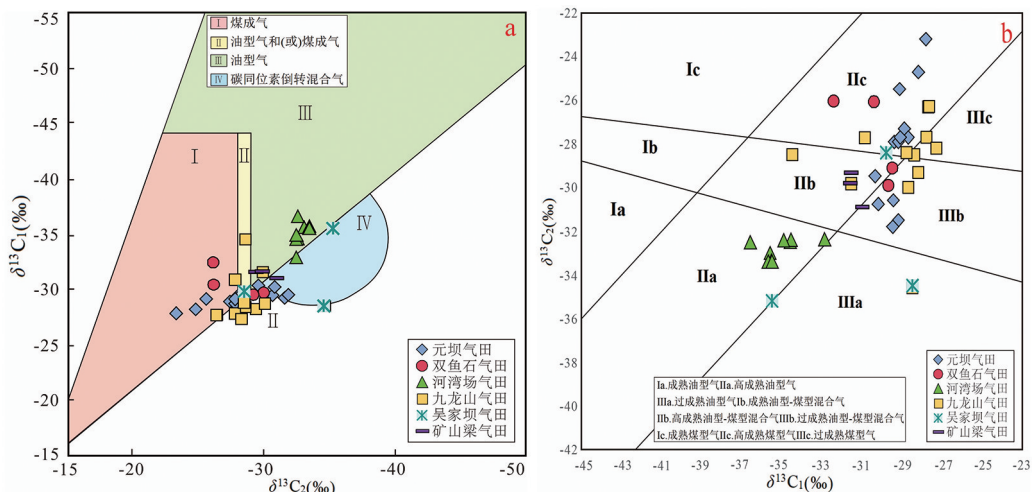


图 5 川西北各气田茅口组天然气碳同位素判识天然气成因类型图(底图据文献[27-28],修改)

Fig. 5 Genetic type discrimination diagram of gas in Maokou formation with C - isotopes

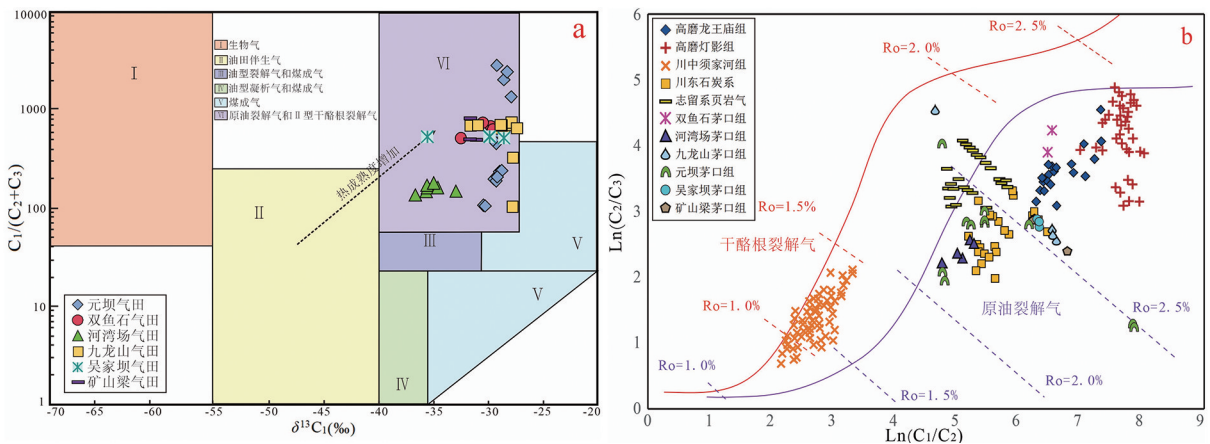


图 6 川西北各气田各层位天然气干酪根裂解气与原油裂解气判识图
(底图据文献[29-30]、[32-33],修改)

Fig. 6 Discrimination diagram for cracking gas of kerogen and that of oil in Northwest Sichuan Province

a. 天然气成因类型判识图; b. 干酪根降解气和原油裂解气 $\ln(C_1/C_2)$ — $\ln(C_2/C_3)$ 判识图

表 3 川西北各气田茅口组天然气来源分析

Table 3 Analysis of source of gas in Maokou formation of gas fields in Northwest Sichuan Province

气田	碳同位素系列	天然气成因类型	热演化阶段	气源岩干酪根类型	供烃烃源岩
元坝	部分倒转	高成熟煤型气,混有高成熟-过成熟油型气-煤型气混合气	原油裂解气混有干酪根裂解气	II ₁ 、II ₂ 、III型	上二叠统吴家坪组及中二叠统茅口组
九龙山	多数倒转	有高成熟-过成熟油型气-煤型气混合气,也有高成熟-过成熟煤型气	原油裂解气混有干酪根裂解气	II ₁ 、II ₂ 型	中二叠统茅口组及上二叠统吴家坪组
双鱼石	少数倒转	高成熟-过成熟油型-煤型气混合气,混有高成熟煤型气	原油裂解气混有干酪根裂解气	II ₁ 、II ₂ 型	茅口组烃源岩,混有筇竹寺组源岩产气
河湾场	正序列	高成熟油型气	原油裂解气	I型	下寒武统筇竹寺组
吴家坝	极个别倒转	高成熟-过成熟油型气为主,混有少量高成熟-过成熟煤型气	原油裂解气为主,含部分干酪根裂解气	I、II ₁ 型	主要为茅口组,混有筇竹寺组产气
矿山梁	正序列	高成熟油型气-煤型气混合气	原油裂解气	II ₁ 、I型	中二叠统茅口组

石气田天然气 $\delta^{13}C_2$ 分布范围较大且多为原油裂解气,其储层中沥青发育,表明有油气充注阶段;且该地区裂缝发育,结合气-源对比得出其天然气主力烃源岩为中二叠统茅口组烃源岩,并混有下伏筇竹寺组烃源岩供烃。河湾场气田茅口组天然气 $\delta^{13}C_2$ 较轻,其母质类型为I型干酪根,均为原油裂解气且处于高成熟阶段,同时该气田处于断裂极发育地区,与下伏寒武系烃源岩有效沟通,其天然气特征与来自筇竹寺组烃源岩的川中龙王庙组天然气特征相似,由此推断其天然气来源于下寒武统筇竹寺组烃源岩。矿山梁气田茅口组天然气 $\delta^{13}C_2$ 相对较轻,为高成熟原油裂解气,母质类型以II₁型干酪根为主,综合对比分析推断其天然气来源于中二叠统茅口组自身烃源岩。吴家坝气田茅口组天然气以高成熟油型气为主,其母质类型为I、II₁型干酪根,其天然气主要来源于茅口组烃源岩,可能混有少量筇竹寺组

烃源岩生成的天然气。

5 结语

(1)川西北各气田中二叠统茅口组天然气均以烃类气体为主,其中CH₄体积分数最高,均值为93.64%,重烃C₂₊含量低,天然气干燥系数大,属于典型高演化干气;含少量非烃类气体,其种类较多且在各气田中的含量有所差异,其中以CO₂、H₂S和N₂气体为主,He、H₂的含量极低。

(2)川西北各气田天然气 $\delta^{13}C$ 值具有一定差异,其中元坝、九龙山及双鱼石气田茅口组天然气 $\delta^{13}C$ 相对较重且分布范围较大,吴家坝气田 $\delta^{13}C$ 相对较轻且分布分散,矿山梁及河湾场气田 $\delta^{13}C$ 相对较轻且分布较为集中;元坝、九龙山、双鱼石及吴家

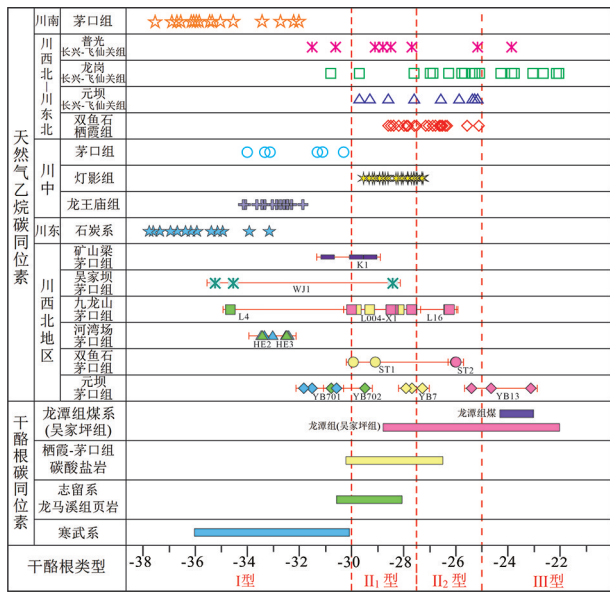


图7 四川盆地气源干酪根碳同位素及各气田茅口组天然气乙烷碳同位素对比图

Fig. 7 Comparative diagram of C-isotopes of kerogen in Northwest Sichuan basin and C-isotopes of gas in Maokou formation

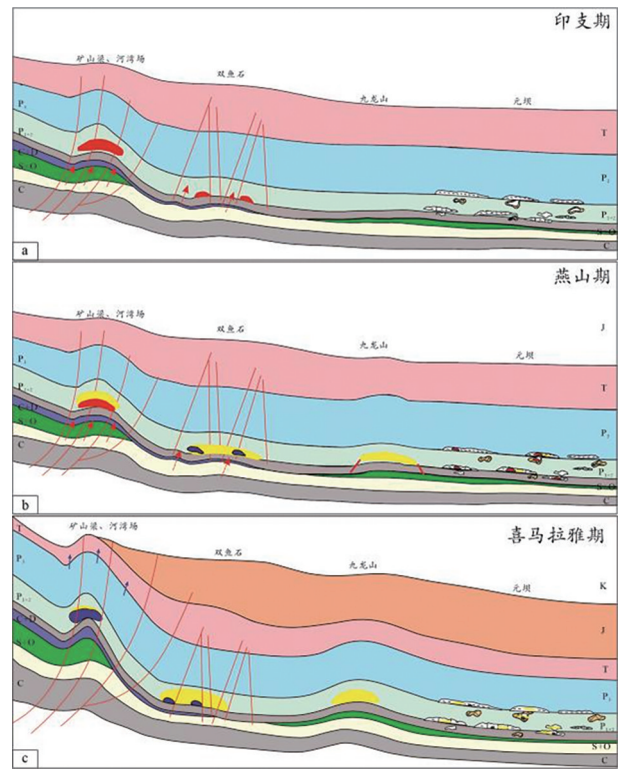


图9 川西北气田成藏演化示意图

Fig. 9 Sketch showing reservoir evolution of gas fields in Northwest Sichuan Province

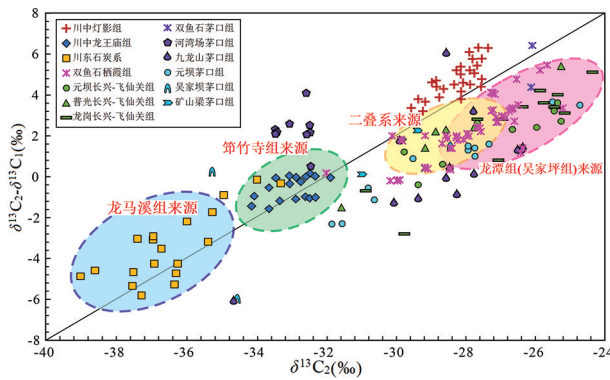


图8 川西北各气田茅口组天然气δ¹³C₂与δ¹³C₂-δ¹³C₁相关关系图

Fig. 8 δ¹³C₂ VS δ¹³C₂ - δ¹³C₁ diagram of gas in Maokou formation in each gas field in Northwest Sichuan basin

坝气田的天然气样品中均出现碳同位素系列倒转现象, 矿山梁及河湾场气田的甲烷同系物δ¹³C均呈正序列。

(3)川西北地区茅口组天然气多处于油型气和煤型气、原油裂解气和干酪根裂解气的交汇处, 成因类型之间存在一定差异。元坝、九龙山及双鱼石气田茅口组天然气属于高成熟-过成熟油型气与煤型气的混合气; 吴家坝及矿山梁气田天然气以高成熟-

过成熟油型气为主, 混有少量的高成熟-过成熟煤型气; 河湾场气田天然气为高成熟油型气。元坝、九龙山、双鱼石及吴家坝气田天然气均为原油裂解气与干酪根裂解气混合气, 河湾场及矿山梁气田则均为原油裂解气。

(4)川西北地区茅口组天然气多以混源气为主, 各气田气源具有差异。元坝及九龙山气田茅口组天然气的主力烃源岩为上二叠统吴家坪组及中二叠统茅口组烃源岩; 双鱼石气田天然气则源于茅口组烃源岩产气, 并混有下伏筇竹寺组烃源岩供烃; 处于断裂发育区的河湾场气田为下寒武统筇竹寺组烃源岩供烃; 矿山梁气田以茅口组自身烃源岩供烃; 而吴家坝气田天然气则主要源于茅口组烃源岩, 可能存在下伏筇竹寺组烃源岩的贡献。

参考文献:

[1] 高芸, 王蓓, 胡逸丹, 等. 2023年中国天然气发展述评及2024年展望[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 166-177.

[2] 杨雨, 文龙, 周刚, 等. 四川盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2045-2069.

[3] 汪泽成, 江青春, 黄士鹏, 等. 四川盆地中二叠统茅口组天然气大面积成藏的地质条件[J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 30-38.

[4] 黄籍中, 陈盛吉, 宋家荣, 等. 四川盆地烃源体系与大中型气田

- 形成[J]. 中国科学 D 辑地球科学, 1996, 26(6): 504-510.
- [5] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地质前缘, 2006, 13(2): 234-248.
- [6] 董才源, 谢增业, 裴森奇, 等. 四川盆地中二叠统天然气地球化学特征及成因判识[J]. 断块油气田, 2018, 25(4): 450-454.
- [7] 蔡开平, 王应蓉, 杨跃明, 等. 川西北广旺地区二、三叠系烃源岩评价及气源初探[J]. 天然气工业, 2003, 23(2): 10-14.
- [8] 谢增业, 杨春龙, 董才源, 等. 四川盆地中泥盆统和中二叠统天然气地球化学特征及成因[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(4): 447-461.
- [9] 冯增昭, 杨玉卿, 金振奎, 等. 中国南方二叠纪岩相古地理[J]. 沉积学报, 1996, 14(2): 1-11.
- [10] Van Den Heuvel E P J, Buurman P. Possible causes of glaciations[M]//Herman Y. Marine geology and oceanography of the Arctic Seas. Berlin Heidelberg, Springer, 1974.
- [11] 杨跃明, 杨雨, 文龙, 等. 四川盆地中二叠统天然气勘探新进展与前景展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 10-22.
- [12] 谷志东, 殷积峰, 姜华, 等. 四川盆地宣汉—开江古隆起的发现及意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 893-904.
- [13] 刘树根, 孙玮, 李智武, 等. 四川盆地晚白垩世以来的构造隆升作用与天然气成藏[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(3): 293-300.
- [14] 孙东, 刘树根, 邓宾, 等. 米仓山与龙门山接合部叠加褶皱特征及构造演化[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2011, 38(2): 156-168.
- [15] 刘羿伶. 川西北部地区中二叠统茅口组天然气成藏研究[D]. 西南石油大学, 2018.
- [16] 江青春, 胡素云, 汪泽成, 等. 四川盆地茅口组风化壳岩溶地貌及勘探选区[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 949-960.
- [17] 张冰. 川西北地区海相地层多层系天然气成藏机制研究[D]. 东北石油大学, 2018.
- [18] 沈平, 张健, 宋家荣, 等. 四川盆地中二叠统天然气勘探新突破的意义及有利勘探方向[J]. 天然气工业, 2015, 35(7): 1-9.
- [19] 戴金星, 邹才能, 陶士振, 等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 473-484.
- [20] 孙奕婷, 田兴旺, 马奎, 等. 川西北地区双鱼石气藏中二叠统天然气碳氢同位素特征及气源探讨[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1477-1486.
- [21] 朱联强. 川东地区二叠系茅口组油气成藏控制因素研究[D]. 成都理工大学, 2020.
- [22] 姜智利, 朱祥. 四川盆地元坝地区二叠系茅口组油气成藏特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2022, 44(4): 639-646.
- [23] 王万春, 张晓宝, 罗厚勇, 等. 川东北地区富含 H₂S 天然气烃类与 CO₂ 碳同位素特征及其成因[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 136-143.
- [24] 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.
- [25] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. 天然气地球科学, 1993, 4(2): 1-40.
- [26] 戴金星, 倪云燕, 秦胜飞, 等. 四川盆地超深层天然气地球化学特征[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 588-597.
- [27] 戴金星, 倪云燕, 黄土鹏, 等. 煤成气研究对中国天然气工业发展的重要意义[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(1): 1-22.
- [28] 王兰生, 陈盛吉, 杜敏, 等. 四川盆地三叠系天然气地球化学特征及资源潜力分析[J]. 天然气地球科学, 2008, (2): 222-228.
- [29] WHITICAR M J. Stable isotope geochemistry of coals, humic kerogens and related natural gases[J]. International Journal of Coal Geology, 1996, 32(1): 191-215.
- [30] WHITICAR M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane[J]. Chemical Geology, 1998, 161(1-3): 291-314.
- [31] BEHAR F S, KRESSMANN S, RUDKIEWICZ J L, et al. Experimental simulation in a confined system and kinetic modeling of kerogen and oil cracking[J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1): 173-189.
- [32] 谢增业, 李志生, 魏国齐, 等. 腐泥型干酪根热降解成气潜力及裂解气判识的实验研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(6): 1057-1066.
- [33] 谢增业, 魏国齐, 李剑, 等. 四川盆地川中隆起带震旦系一二叠系天然气地球化学特征及成藏模式[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 50-67.
- [34] 朱玉环, 戴鸿鸣, 胡欣, 等. 川西北地区九龙山气田飞仙关组天然气成因及来源分析[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(3): 484-493.

Geochemical characteristics and source analysis of natural gas in Middle Permian Maokou formation in Northwest Sichuan Province

HE Jialing¹, TIAN Yaming¹, ZHU Xiang², YUAN Long¹, DENG Jian², ZHANG Lei²

(1. Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan province, China;

2. Sinopec Exploration Company, Chengdu 610041, Sichuan province, China)

Abstract: In recent years breakthroughs have been made in natural gas exploration of Middle Permian Maokou formation in Northwest Sichuan basin showing further exploration and development potential of natural gas reservoir in the area. Exploration is depending and abundant data accumulated. The problem of source of gas in the area is urgently to be solved. Combined with genetic discrimination diagram, hydrocarbon source rock of different rock sequence and gas characteristics gas-source and gas-gas comparative analysis are carried out on basis of analysis of gas samples and experimental data then genetic types and major source rocks of natural gas of Maokou formation in each gas fields in the Northwest Sichuan basin classified. The conclusion is that (1) CH₄ of natural gas from Maokou formation in Yuanba, Jiulongshan, Shuangyushi, Hewanchang, Wujiaba and Kuangshanliang gas fields is the highest constituent (averagely 93.64%), heavy hydrocarbon C₂₊ low, the gas belongs to highly evolved dry gas with drying coefficient >0.99, multi-types of non-hydrocarbon cases occur and their contents varied in each gas field, value of 13 for each gas field is quite different; (2) natural gas of Yuanba, Jiulongshan, Shuangyushi and Kuangshanliang gas fields belongs to highly matured and overmatured mixture of oil gas and coal gas, that of Hewanchang gas field highly matured oil gas, natural gas of Maokou formation in the Northwest Sichuan basin occur at the intersection of cracking gas of crude oil and cracking gas of kerogen and proportion of two cracking gas is different for each gas field; (3) natural gas of Maokou formation in Northwest Sichuan basin is derived from multi-sources. Hydrocarbon of the gas from Yuanba and Jiulongshan gas fields is supplied by both source rocks of Wujiaping formation and Maokou formation, that of Shuangyushi gas field by source rocks of Maokou formation and Qiongzhusi formation, that of Hewanchang gas field by source rocks at lower Qiongzhusi formation, that of Kuangshanliang gas field by source rocks of Maokou formation, that of Wujiaba gas field by source rocks of Maokou formation and possibly the source rocks of the underlying Qiongzhusi formation.

Key Words: Natural gas geochemistry; genetic types of natural gas; comparison of the natural gas sources; Northwest Sichuan basin; Maokou formation