

川东卧新双地区天然气特征及上三叠统 须家河组天然气来源

林世国¹,王昌勇²,易士威¹,高 阳¹,李明鹏¹,李世宁³,李 爽³

(1. 中国石油 勘探开发研究院 天然气地质研究所,河北 廊坊 065007; 2. 成都理工大学 沉积地质研究院 油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610059; 3. 中国石油 西南油气田分公司 重庆气矿,重庆 400021)

摘要:天然气来源分析是一个重要的石油地质问题,直接关系到勘探决策。四川盆地川东地区须家河组勘探和开发相对滞后,基础地质研究的欠缺导致卧新双地区须家河组天然气的来源一直存在争议。天然气组分及碳同位素分析结果表明:卧新双地区须家河组天然气具有甲烷含量较低、重烃含量较高、干燥系数较低等特点;天然气中甲烷碳同位素值 $\delta^{13}\text{C}_1 < -40\%$,具有 $\delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_1$ 的特征;须家河组天然气为干酪根初次裂解的陆相油型气和混合气;须家河组天然气目前主要处于成熟-高成熟的湿气阶段。卧新双地区须家河组暗色泥岩较为发育,有机地球化学分析结果表明:须家河组泥岩主要以 II₁ 和 II₂ 型干酪根为主,具有较高的有机碳含量和氯仿沥青“A”含量,总体具有较好的生烃能力,泥岩中有机质处于成熟-高成熟的湿气阶段。卧新双地区须家河组天然气成熟度与烃源岩成熟度相当,结合须家河组天然气组分特征、同位素特征及成因类型等与下伏石炭系、茅口组、龙潭组、长兴组、飞仙关组、嘉陵江组及雷口坡组天然气存在明显区别,推测该区须家河组天然气主要为自生气。

关键词:天然气;须家河组;上三叠统;卧新双地区;川东地区

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Analyses of features and source of natural gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation, Woxinshuang area, eastern Sichuan Basin

Lin Shiguo¹, Wang Changyong², Yi Shiwei¹, Gao Yang¹, Li Mingpeng¹, Li Shining³, Li Shuang³

(1. Department of Natural Gas Geology, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang, Hebei 065007, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. Chongqing Gas Producer, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chongqing 400021, China)

Abstract: Source analysis of natural gas is one of the geological challenges involving exploration decision-making. Exploration and development of the Xuejiahe Formation in eastern Sichuan Basin is relatively lagged behind and the source of natural gas there is still a mystery due to the fact of lacking basic geological study. Gas composition and isotope analyses show that the natural gas from the Xuejiahe Formation of Woxinshuang area features in low content of methane, high content of heavy hydrocarbon, and lower aridity coefficient. The carbon isotope values were measured to be $\delta^{13}\text{C}_1 < -40\%$ and $\delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_1$. The gas from the Xuejiahe Formation is continental oil-type gas or mixed gas from primary cracking of kerogen and is now at the mature and highly mature wet gas stage. The Formation in the area has well developed dark mudstone. Organic geochemical analyses indicate a kerogen I and II dominated mudstone with high content of organic carbon and chloroform bitumen “A”, indicating relatively high hydrocarbon generation potential. The organic matter of the mudstone was measured to be at the mature to highly mature wet gas stage. Gas from the Formation in the area has a maturity as same as that of source rocks. Combining this understanding with the gas composition and isotope analyses results, we suggest that the gas in the Xuejiahe Formation is mostly autogeneuous gas and differs utterly from that

收稿日期:2016-12-10;修订日期:2017-08-08。

第一作者简介:林世国(1980—),男,博士、高级工程师,油气地质。E-mail:linshiguo69@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:王昌勇(1981—),男,博士、副教授,沉积学及石油地质。E-mail:wangchangyong09@cdut.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05007)。

in the underlying Carboniferous, the Maokou, the Longtan, the Changxing, the Feixianguan, the Jialinjiang and the Leikoupo Formations.

Key words: natural gas, Xujiahe Formation, Upper Triassic, Woxinshuang area, eastern Sichuan Basin

上三叠统须家河组是四川盆地重要的含油气层系之一,目前在川西坳陷、川东北坳陷、川中隆起及川南地区须家河组均发现了丰富的油气资源。位于四川盆地东部的卧新双地区晚三叠世同样沉积了厚度约300~400 m的须家河组^[1-2],但长期以来该区勘探和开发的重点一直聚焦于须家河组下伏的海相碳酸盐岩地层,忽视了对须家河组油气特征进行研究。而该区大量钻穿须家河组地层的钻井、测井和试气资料均表明,其须家河组具有较好的油气显示,垫江县地方政府在卧龙河背斜核部部署的多口以须家河组为目的层的浅井更获得了工业气流。截至1990年,背斜轴部卧浅1等3口气井须家河组(香溪群)均累计产气 $6\,000 \times 10^4 \sim 9\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[3],并已稳定开采多年,说明该区须家河组气藏具有良好的勘探开发前景。但由于勘探的滞后,早期对该区须家河组气藏特征研究极少,仅少数学者对卧龙河构造须家河组天然气来源进行过研究,并根据部分钻井须家河组天然气具有较高的 H_2S 含量,认为该区须家河组天然气主要来自下伏嘉陵江组气藏^[4],而笔者近期通过对天然气组分、碳同位素特征等进行研究后认为,卧新双地区须家河组天然气主要来自须家河组泥页岩和煤层。

1 区域地质特征

卧新双地区位于四川盆地东部垫江以南,涪陵以北,川东南断褶带中部(图1),属于明月峡大背斜上的次级褶皱^[5-7],主要包括卧龙河、新市和双龙三个背斜构造。由于基础地质研究的薄弱,长期以来,该区上三叠统地层仍然以“香溪群”命名,与川西、川中及川东北地区须家河组之间的对比存在很大争议^[8-13],没有形成统一的地层划分方案,直到最近在卧新双地区周边野外露头须家河组内部发现微角度不整合面^[2,14],长期困扰该区须家河组研究的地层划分问题方才得以解决。以“安县运动”在四川盆地周缘形成的不整合面为统一对比依据,确定卧新双地区同时发育“须上盆”和“须下盆”地层,结合须家河组底部泥岩中发现指示海相环境的舌形贝化石和沉积旋回特征,可将该区须家河组地层划分为6个长期旋回层序,分别对应于须一—须六6个岩性段,其中须一段主要为一套有障壁海岸沉积^[1-2,14],须二段—须六段主要发育辫状河三角洲沉积^[15-16],储集层主要为中—粗粒长石岩屑砂岩,以发育裂缝—孔隙型、特低孔—超低渗型储层为特征^[1]。

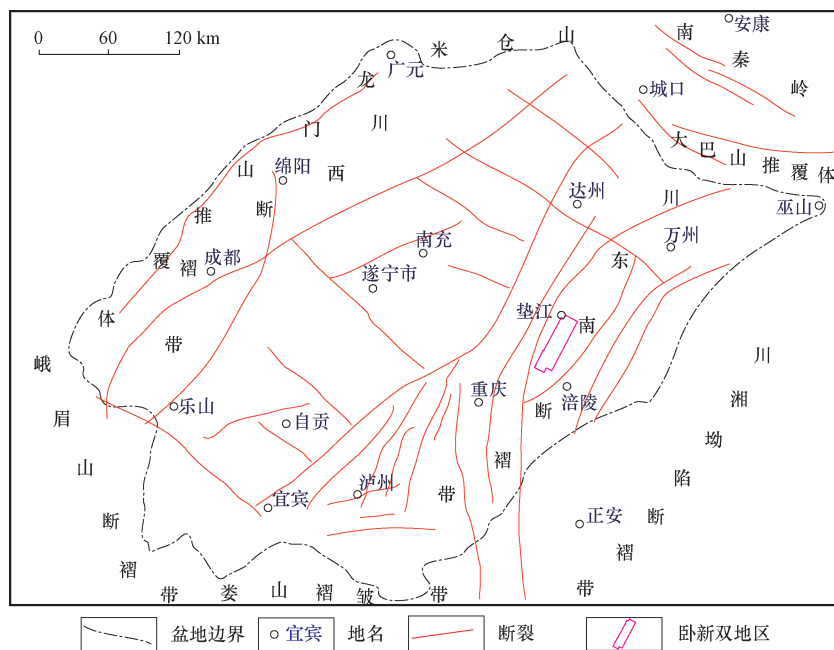


图1 四川盆地构造纲要及构造分区及研究区位置(据文献^[1],修改)

Fig. 1 Sketch map showing structure outline, structural zone and location of the study area in Sichuan Basin^[1]

2 天然气特征

天然气的组分,如烃类气体的组成和干燥系数等参数,是天然气性质特征最直接、最明显的反映,同时天然气的稳定同位素特征、稀有气体同位素及轻烃化合物特征也可以反映天然气的来源,并广泛应用于天然气示踪^[17]。

2.1 天然气组分特征

2.1.1 烃类气体组成

卧新双地区二叠系—三叠系主要产层天然气均以甲烷为主,其中以须家河组甲烷含量相对较低,其值小于90%,平均为87.46%,乙烷和丙烷含量则相对较高,其中乙烷含量介于3.43%~6.25%,丙烷含量介于1.73%~2.02%,重烃含量高(表1),属于湿气性质,反映须家河组天然气与其他层位天然气在成因及成熟度有所差别。

2.1.2 干燥系数

卧新双地区天然气干燥系数与层位有明显相关

性,石炭系、二叠系及下—中三叠统天然气干燥系数较高,一般 ≥ 0.95 ,而须家河组与侏罗系天然气干燥系数 ≤ 0.92 (表1),明显较下伏层系干燥系数要低,与川中营山、磨溪及合川等地须家河组天然气干燥系数^[18]相当,反映其可能具有与下伏层系具有完全不同的气源。

2.2 碳同位素特征

稳定同位素的继承效应是利用天然气碳同位素判断其来源的理论基础,一般认为乙烷的碳同位素受热演化影响较小,能更好反映母质类型^[15]。来自卧新双地区二叠系、三叠系及侏罗系不同层位的天然气样品碳同位素测试结果显示:须家河组甲烷碳同位素介于 $-47.9\text{‰} \sim -41.8\text{‰}$,与侏罗系甲烷碳同位素(-40.8‰)接近,但明显低于茅口组、龙潭组、长兴组、飞仙关组、嘉陵江组及雷口坡组等下伏层系甲烷碳同位素值(表2)。卧新双地区须家河组天然气碳同位素测试结果与邻近的广安、磨溪等气田须家河组天然气碳同位素特征^[4,19]较为接近。

卧新双地区须家河组重碳同位素均较甲烷同位素值明显偏重,具有 $\delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_1$ 的特征,为典型的有机气成因,其甲烷、乙烷和丙烷同位素组合特征呈

表1 四川盆地卧新双地区天然气地球化学主要参数

Table 1 Main geochemical parameters of natural gas from Woxinshuang area, Sichuan Basin

井号	层位	含量/%								干燥系数/ %	重烃 总量	$\ln(C_1/C_2)$	$\ln(C_2/C_3)$
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	C_{6+}				
双12	J	88.16	5.94	1.53	0.33	0.31	0.13	0.09	0.08	0.91	8.33	2.70	1.36
双8	T_3x	88.75	6.25	1.75	0.40	0.31	0.16	0.08	0.12	0.91	8.95	2.65	1.27
卧浅1	T_3x	85.05	6.01	1.73	0.39	0.31	0.16	0.08	0.10	0.91	8.68	2.65	1.25
卧浅2	T_3x	88.59	3.43	2.02	0.52	0.82	0.33	0.24	0.16	0.92	7.36	3.25	0.53
卧18	T_2l	93.04	2.08	0.50	0.07	0.10	0.03	0.03	0.04	0.97	2.81	3.80	1.43
卧56	T_{1j}	90.46	0.82	0.81	0.06	0.09	0.05	0.05	0.05	0.98	1.88	4.70	0.01
新11	T_{1j}	94.45	1.73	0.58	0.19	0.30	0.16	0.14	0.85	0.97	3.10	4.00	1.09
双16	T_{1j}	99.14	0.36	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.39	5.62	2.89
卧3	T_{1j}	91.80	0.79	0.20	0.06	0.10	0.05	0.05	0.30	0.99	1.24	4.76	1.37
月东3	T_{1f}	96.35	0.42	0.05	0.05	0.04	0.04	0.02	0.03	0.99	0.62	5.44	2.13
月东3	T_{1f}	97.81	0.45	0.05	0.05	0.05	0.04	0.02	0.10	0.99	0.66	5.38	2.20
新18	T_{1f}	98.24	0.39	0.05	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	1.00	0.46	5.53	2.05
卧061-1	P_3c	92.28	3.39	0.97	0.34	0.18	0.07	0.03	0.03	0.95	4.98	3.30	1.25
卧34	P_3c	97.20	0.35	0.05	0.02	0.04	0.02	0.02	0.13	0.99	0.50	5.63	1.95
双21	P_3c	98.23	0.28	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.30	5.86	2.64
双4	P_3l	96.71	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.28	5.85	—
新3	P_2m	96.85	0.48	0.08	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01	0.99	0.58	5.31	1.79
双11	P_2m	98.62	0.26	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.30	5.94	2.16
新3	P_2m	98.61	0.46	0.04	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.99	0.53	5.37	2.44
卧51	C	97.45	0.46	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.99	0.52	5.36	2.22
新14	C	95.91	0.97	0.16	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.99	1.14	4.59	1.80

斜“L”型,与下伏老地层茅口组(新 3 井)和龙潭组(双 4 井)的反“V”型、以及嘉陵江组(卧 56 井)和雷口坡组(卧 18 井)的平缓“\”型有明显区别(图 2),须家河组甲烷、乙烷和丙烷同位素组合特征与侏罗系和长兴组相似,但须家河组天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 、 $\delta^{13}\text{C}_2$ 及 $\delta^{13}\text{C}_3$ 值明显低于长兴组,表明须家河组天然气来源与下伏二叠系、下-中三叠统不同,可能为较新地层中有机质热演化的产物。值得注意的是,双 8 井须家河组天然气甲烷碳同位素值较小,乙烷碳同位素值却较下覆地层都大,表明其气藏可能与其它须家河组气藏有不同的气源层(表 2;图 2)。

3 天然气成因类型

判识天然气成因的方法较多,采用多项指标的综合判别比用单一指标判断天然气或其组分的成因从属通常更为可靠^[20]。由于而乙烷和丙烷碳同位素值受成藏次生作用影响较小,因此天然气中乙烷和丙烷碳同位素的关系常作为天然气成因判别的主要依据之一,而甲烷作为天然气中主要的烃类组分,其碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和乙烷中的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_2$ 相结合亦可对天然气成因类型进行判别^[21]。

天然气碳同位素分析结果表明:卧新双地区天然气乙烷碳同位素主要介于 $-36.8\text{‰} \sim -23\text{‰}$,绝大部分天然气属于油型气,仅卧 061-1 井长兴组天然气乙烷同位素值 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -23‰ 具典型煤成气特征($\delta^{13}\text{C}_2 > -27.5\text{‰}$)^[22],双 8 井天然气乙烷同位素值 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -28.5‰ ,介于 $-27.5\text{‰} \sim -29\text{‰}$ ^[22],为煤成气和油型气的混合气。茅口组、龙潭组、及雷口坡组天然气乙烷同位素明显偏低,显示为高演化油型气特征;

表 2 四川盆地卧新双地区天然气碳同位素分析结果

Table 2 Carbon isotope values of gas samples from the Xuejiahe Formation in Woxinshuang area, Sichuan Basin

井号	层位	$\delta^{13}\text{C}(\text{PDB})/\text{‰}$		
		C_1	C_2	C_3
双 12	侏罗系 J	-40.8	-29.6	-28.2
双 8	须家河组 T_3x	-42.2	-28.5	-27.1
卧浅 1	须家河组 T_3x	-41.8	-30.2	-27.6
卧浅 2	须家河组 T_3x	-47.9	-32.8	-29.6
卧 18	雷口坡组 T_2l	-37.1	-33.0	-30.7
卧 56	嘉陵江组 T_1j	-33.9	-29.8	-25.7
月东 3	飞仙关组 T_1f	-32.4	-30.6	—
卧 061-1	长兴组 P_3c	-34.4	-23.0	-19.7
双 4	龙潭组 P_3l	-31.7	-34.7	-28.6
新 3	茅口组 P_2m	-32.0	-36.8	-35.0

位于分界线附近的卧浅 1 井须家河组、侏罗系及嘉陵江组样品,这几个样品乙烷同位素值分别为 -30.2‰ 、 -29.6‰ 和 -29.8‰ ,略轻于通常煤型乙烷,其相应甲烷 -41.8‰ 、 -40.8‰ 和 -33.9‰ ,考虑为油型气或混合气(图 3)。

卧新双地区天然气中乙烷和甲烷碳同位素关系图显示:除双 8 井须家河组及长兴组天然气表现出不同特征外,其它均表现出油型气特征,长兴组仍表现出典型煤成气特征,双 8 井须家河组有混合气特征。理论上侏罗系天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 碳同位素应该相对须家河组要轻,而双 12 井侏罗系 $\delta^{13}\text{C}_2$ 碳同位素却较卧浅 1 井、卧浅 2 井的值都重(图 4),说明该地区侏罗系天然气可

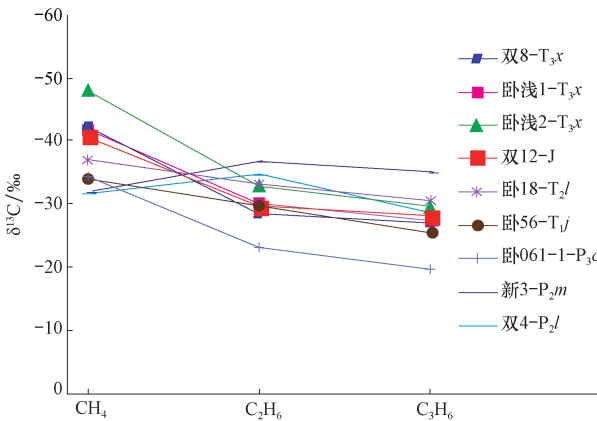


图 2 四川盆地卧新双地区天然气碳同位素组合特征
Fig. 2 Distribution trends of carbon isotopes in gas samples from Woxinshuang area, Sichuan Basin

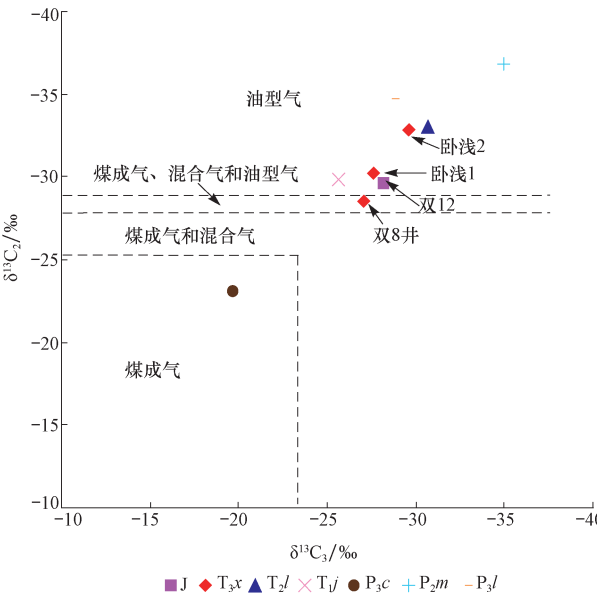


图 3 四川盆地卧新双地区天然气中乙烷和丙烷碳同位素关系^[22]
Fig. 3 Relationship between carbon isotopes of propane and ethane in gas samples from Woxinshuang area, Sichuan Basin^[22]

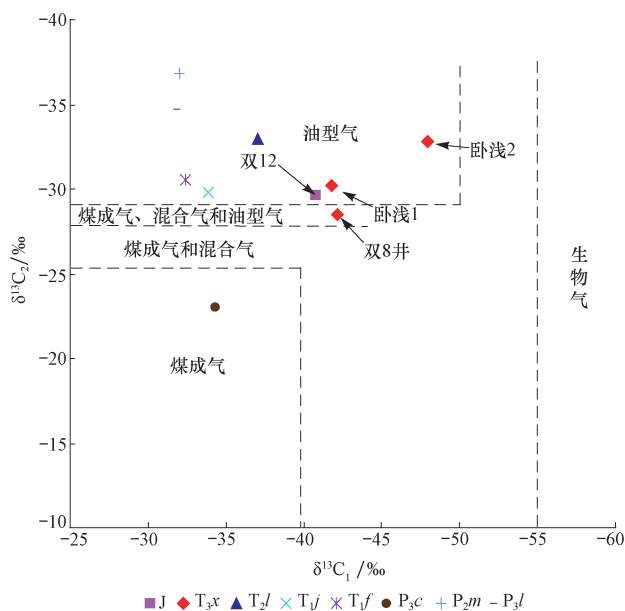
图4 四川盆地卧新双地区天然气中乙烷和甲烷碳同位素关系^[22]

Fig. 4 Relationship between carbon isotopes of methane and ethane in gas samples from Woshuangxin area, Sichuan Basin^[22]

能为下伏须家河组烃源岩生成的气体通过断裂直接运移到侏罗系成藏。

利用 $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 差值的交会图判别天然气来源也是一种常用的方法,已有研究表明川中和川南地区须家河组及侏罗系陆相层系天然气甲、乙烷碳同位素与下伏海相层系有明显的差异^[23]。本次研究使用 $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 交会图,进一步对卧新双地区的天然气成因类型进行了划分,结果表明:卧新双地区天然气主要存在来源于陆相层系和海相层系的两种天然气类型,来源于陆相层系的天然气(简称“陆相气”)甲、乙烷碳同位素值差值较大,基本都大于 10‰,须家河组、侏罗系及二叠系长兴组天然气均属于此类型;相反,来源于海相层系的天然气(简称“海相气”)由于成熟度普遍较高,甲烷碳同位素普遍较重,乙烷碳同位素普遍较轻,由此甲、乙烷碳同位素差值较小,三叠系飞仙关组、嘉陵江组及雷口坡组天然气 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 差值基本小于 5‰,二叠系茅口组和龙潭组 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 差值甚至为负(图 5)。

干酪根初次裂解和原油二次裂解形成的天然气在烃类组成上具有一定的差异性,因此根据 $\ln(C_1/C_2)$ 与 $\ln(C_2/C_3)$ 相关图对天然气成因进行判别也是一种有效的方法^[24]。一般说来,干酪根初次裂解气具有较高的 $\ln(C_1/C_2)$ 值和稳定的 $\ln(C_2/C_3)$ 值,而原油二次裂解气通常具有较稳定的 $\ln(C_1/C_2)$ 值和较高的 $\ln(C_2/C_3)$ 值^[25]。卧新双地区研究区内石炭系、二叠系茅口组、龙潭组及长兴组、三叠系飞仙关组、嘉陵江

组及雷口坡组天然气的 $\ln(C_1/C_2)$ 值在 3.3 ~ 6, $\ln(C_2/C_3)$ 值在 0 ~ 3,总体符合 $\ln(C_2/C_3)$ 不断增大、 $\ln(C_1/C_2)$ 相对稳定的原油二次裂解气的基本特征;三叠系须家河组和侏罗系天然气的 $\ln(C_1/C_2)$ 值在 2.7 ~ 3.3, $\ln(C_2/C_3)$ 值在 0.5 ~ 1.5,总体符合 $\ln(C_1/C_2)$ 不断增大、 $\ln(C_2/C_3)$ 相对稳定的干酪根裂初次解气的基本特征(表 1;图 6)。

天然气中氮气含量的高低,也可以作为其成因类型的辅助证据,氮气含量较高的天然气通常为高演化(即晚期裂解)的泥岩干酪根裂解气成因,或者为断层沟通地表导致地表氮气随地下水进入储层,而干酪根初期裂解和原油二次裂解气的氮气含量通常较低。卧新双地区除受断层影响的卧浅 1 井以外,须家河组天然气中氮气含量普遍相对较低,一般低于 1.5%,说明研究区天然气主要来源并非高演化阶段的烃源岩晚期干酪根裂解气。

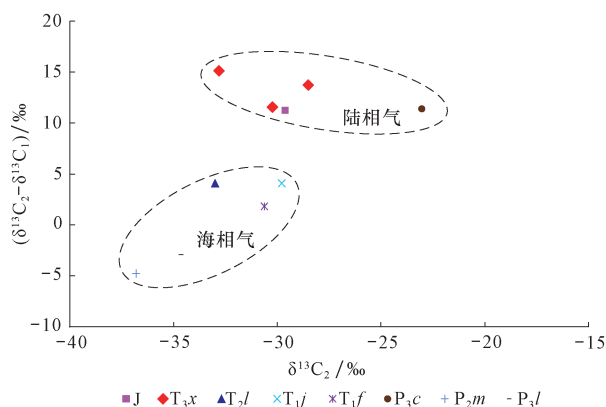
图5 四川盆地卧新双地区天然气 $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 差值及成因判别^[22]

Fig. 5 Difference between $\delta^{13}C_2$ and $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ and its causes of natural gas in Woxinshuang area, Sichuan Basin^[22]

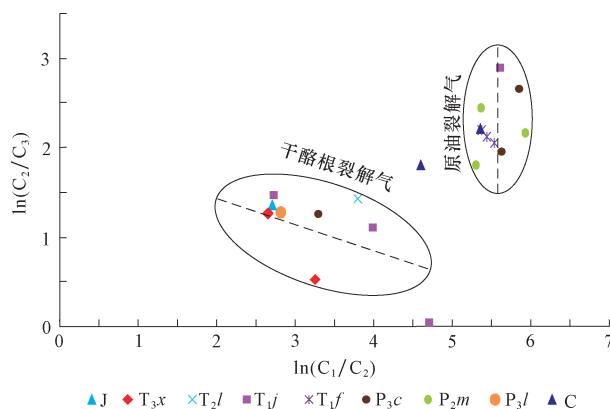
图6 四川盆地卧新双地区天然气 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 比值及成因判别^[22]

Fig. 6 Difference between $\ln(C_1/C_2)$ and $\ln(C_2/C_3)$ and its causes of natural gas in Woxinshuang area Sichuan Basin^[22]

表 3 不同学者的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 R_o 回归公式
Table 3 Regression formulas of $\delta^{13}\text{C}_1$ and R_o proposed by different authors

学者	油型气	煤成气	适用 R_o 范围/%	方法序号
Sthal ^[26-27]	$\delta^{13}\text{C}_1 = 17\lg R_o - 42$	$\delta^{13}\text{C}_1 = 8.6\lg R_o - 28$ (1977) $\delta^{13}\text{C}_1 = 14\lg R_o - 28$ (1975)		1
戴金星 ^[20]	$\delta^{13}\text{C}_1 = 15.8\lg R_o - 42.2$	$\delta^{13}\text{C}_1 = 14.12\lg R_o - 34.39$ $\delta^{13}\text{C}_2 = 8.16\lg R_o - 25.71$ $\delta^{13}\text{C}_3 = 7.12\lg R_o - 24.03$		2
徐永昌 ^[28]	$\delta^{13}\text{C}_1 = 25\lg R_o - 39.5$	$\delta^{13}\text{C}_1 = 8.64\lg R_o - 32$ (1985) $\delta^{13}\text{C}_1 = 49.56\lg R_o - 34.48$ (1990)	>0.6 0.3~1.3	3
沈平 ^[29]	$\delta^{13}\text{C}_1 = 21.72\lg R_o - 43.31$	$\delta^{13}\text{C}_1 = 8.6\lg R_o - 32.8$ (1987) $\delta^{13}\text{C}_1 = 40.49\lg R_o - 34$ (1991)	0.3~0.6 0.4~0.7	4
Berner ^[30]	$\delta^{13}\text{C}_1 = 15.4\lg R_o - 41.3$ $\delta^{13}\text{C}_2 = 22.6\lg R_o - 32.2$		0.5~3.0 0.5~2.0	5

4 天然气成熟度

天然气的成熟度既是重要的地球化学问题,同时也是影响勘探决策的石油地质问题。天然气中甲烷碳同位素值的变化与有机质的热演化程度密切相关^[17],因此根据甲烷同位素值对镜质体反射率 R_o 进行计算是研究天然气成熟度的常用方法^[20,26-30](表 3)。

卧新双地区天然气成因类型除卧 061-1 井长兴组和双 8 井须家河组有混合特征外,其余均属于油型气(图 3,图 4),因此分别采用了 4 种油型气和 4 种煤成气计算公式(表 3,方法 1—4)对研究区不同层位天然气镜质体反射率 R_o 进行了计算, R_o 计算结果介于 0.18%~4.62%,其中方法 1 和方法 3 对应公式计算出长兴组天然气属于未熟阶段的天然气,这显然与气体组分所反映出的成熟度两者并不吻合,而方法 2 和

方法 4 对应公式计算出的结果,总体与天然气干燥系数(表 1)所反映的成熟度相当(表 4)。

从研究区的实际情况来看,区内几套烃源岩(包括寒武系、龙潭组、须家河组等)的成熟度均已达高成熟期,只有侏罗系烃源岩的成熟度稍低,还处于成熟阶段。因此,根据甲烷碳同位素计算出的天然气对应的烃源岩成熟度除卧浅 2 井和卧 061-1 井略微偏低外,其余还比较接近实际地质情况,戴金星和徐永昌提出的 R_o 计算公式较为可靠。计算结果表明:卧新双地区须家河组天然气处于成熟-高成熟阶段,与研究区须家河组烃源岩实测镜质体 R_o 值(1.25~1.43)较为接近,可作为其来源于须家河组烃源岩的辅助依据。

5 须家河组天然气来源

由于缺少足够的天然气轻烃组分数据,本次研究主要采用间接方法对须家河组气源进行对比。卧新双地区须家河组天然气组分总体具有甲烷含量较低、重烃含量较高、氮气含量较低、干燥系数较低的特征,天然气处于成熟-高成熟期,其成熟度明显低于下伏各层系天然气(表 4),甲烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1$ 小于 -40‰,甲烷、乙烷及丙烷碳同位素组合呈斜“L”型(图 2),天然气成因类型为陆相油型气或混合气,主要来自于干酪根的初次裂解(表 5)。卧新双地区须家河组天然气或在组分特征、或在碳同位素特征、或在成因类型等方面均与下伏各层系天然气存在明显区别,而在以上几个方面与侏罗系天然气特征相似,表明卧新双地区须家河组天然气来源与下伏地层完全不同,而与上覆侏罗系天然气可能具有相同气源。

卧新双地区须家河组暗色泥岩总体较为发育,特

表 4 四川盆地卧新双地区天然气计算成熟度
Table 4 Calculated maturity of natural gas from Woxinshuang area, Sichuan Basin

井号	层位	$R_o(1)/\%$	$R_o(2)/\%$	$R_o(3)/\%$	$R_o(4)/\%$
双 12	侏罗系	1.18	1.23	0.89	1.30
双 8	须家河组	0.97	1.00	0.78	1.12
卧浅 1	须家河组	1.03	1.06	0.81	1.17
卧浅 2	须家河组	0.45	0.44	0.46	0.61
卧 18	雷口坡组	1.94	2.10	1.25	1.93
卧 56	嘉陵江组	3.00	3.35	1.67	2.71
月东 3	飞仙关组	3.67	4.17	1.92	3.18
卧 061-1	长兴组	0.18	2.15	1.00	0.98
新 3	茅口组	3.87	4.42	2.00	3.32
双 4	龙潭组	4.04	4.62	2.05	3.42

注:表中 R_o 后括号内序号表示根据对应方法序号公式所计算出来的 R_o 值。

表 5 四川盆地卧新双地区须家河组天然气特征及成因类型

Table 5 Characteristics and genetic types of natural gas form the Xuejiahe Formation in Woxinshuang area ,Sichuan Basin							
层位		平均甲烷含量/%	平均干燥系数	$\delta^{13}\text{C}_{1-3}$ 组合特征	天然气成因类型		
地层	代号						
侏罗系	J	88.1	0.91	斜“L”型	油型气	陆相气	干酪根初次裂解气
须家河组	T_3x	87.5	0.91	斜“L”型	油型气或混合气	陆相气	干酪根初次裂解气
雷口坡组	T_2l	93.0	0.97	平缓“\”型	油型气	海相气	原油二次裂解气
嘉陵江组	T_1j	94.0	0.98	平缓“\”型	油型气或混合气	海相气	原油二次裂解气
飞仙关组	T_1f	97.5	0.99	—	油型气或混合气	海相气	原油二次裂解气
长兴组	P_3c	96.0	0.98	斜“L”型	煤成气	陆相气	原油二次裂解气
龙潭组	P_3l	96.7	1.00	反“V”型	油型气	海相气	原油二次裂解气
茅口组	P_3m	98.0	0.99	反“V”型	油型气	海相气	原油二次裂解气
石炭系	C	96.7	0.99	—	—	—	原油二次裂解气 晚期干酪根裂解气

别是须一段及须五段,泥岩连续厚度泥岩厚度一般>10 m,大部分地区须家河组泥岩累计厚度大于10 m,而研究区西北部垫江一带须家河组泥岩累计厚度甚至超过70 m。

研究区须家河组14件岩心及野外露头样品(包括11件泥岩、1件煤样和2件炭质泥岩样品)有机地球化学分析结果表明:泥岩有机碳含量为0.27%~2.63%,平均为1.33%,煤样和炭质泥岩有机碳含量极高;主要为Ⅱ₁和Ⅱ₂型干酪根,少量为Ⅲ型干酪根;分析的8件样品一半以上具有较高的氯仿沥青“A”含量,总体具有较好的生烃潜力;镜质体反射率 R_o 介于1.25%~1.43%,反映泥岩中的有机质均达到了成熟—过成熟阶段,其中9件样品处于湿气阶段(R_o 介

于1.3%~2.0%),占62.3%,其余样品均处于成熟中晚期(表6)。综上,可以确定卧新双地区须家河组具有较好的生烃能力,结合根据天然气碳同位素计算的须家河组天然气成熟度与实测的须家河组泥岩中镜质体 R_o (1.25~1.43)所反映的有机质成熟度相当,可以确定研究区须家河组天然气主要为自生自储。虽然部分钻井,如卧浅1井须家河组天然气中 H_2S 含量约0.24%,卧浅2井更高达0.68%^[4,31],在砂岩型气藏中显得较为特殊,但考虑到卧龙河构造复杂的断层情况,推测须家河组天然气中较高的 H_2S 含量可能与断裂活动沟通了下伏嘉陵江组高 H_2S 气藏有关,因此,须家河组较高的 H_2S 含量并不能作为须家河组天然气主要来自下伏嘉陵江组气藏的证据。

表 6 四川盆地卧新双地区烃源岩丰度指标及评价

Table 6 Abundance index and assessment of source rocks in Woxinshuang area ,Sichuan Basin											
地区或井号	层位	岩性	TOC/%	$S_1/$ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	$S_2/$ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	生烃潜量/ ($\text{kg} \cdot \text{t}^{-1}$)	氯仿沥青 “A”/%	氢指数(HI)/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	干酪根 类型	R_o /%	评价级别
罗家场	须一	深灰色泥岩	1.84	0.08	0.63	0.71	0.005 6	34.25	Ⅱ ₂	1.28	好
义和	须一	深灰色泥岩	1.57	0.04	0.51	0.55	—	32.58	Ⅱ ₂	1.31	好
义和	须一	煤	65.53	0.54	63.61	64.15	0.384 4	97.08	Ⅲ	1.30	好
云龙	须一	碳质泥岩	19.00	0.05	1.33	1.38	0.001	7.01	Ⅲ	1.34	很好
罗家场	须二	深灰色泥岩	1.31	0.04	0.64	0.68	0.018 6	48.52	Ⅱ ₂	1.29	好
云龙	须二	深灰色泥岩	1.75	0.04	0.39	0.43	—	22.28	Ⅱ ₂	1.28	好
三溪	须三	深灰色泥岩	0.49	0.02	0.13	0.15	—	26.21	Ⅱ ₂	1.32	差
义和	须三	深灰色泥岩	1.18	0.03	0.65	0.68	0.019 0	55.12	Ⅱ ₂	1.25	好
沙坪	须三	碳质泥岩	30.43	0.11	9.18	9.30	0.003	30.17	Ⅱ ₁	1.37	很好
沙坪	须三	深灰色泥岩	1.11	0.02	0.39	0.41	—	35.1	Ⅱ ₁	1.34	好
义和	须五	深灰色泥岩	2.63	0.05	2.33	2.39	0.052 3	88.8	Ⅱ ₂	1.28	好
三溪	须五	深灰色泥岩	0.27	0.02	0.10	0.11	—	36.21	Ⅱ ₂	1.40	非
云龙	须五	深灰色泥岩	1.02	0.03	0.21	0.25	—	21.11	Ⅱ ₂	1.39	好
卧044-H2	须六	灰黑色泥岩	1.50	0.12	0.69	0.81	0.021 3	45.78	Ⅱ ₂	1.43	好

6 结论

1) 卧新双地区须家河组泥岩较为发育,以 II_1 和 II_2 型干酪根为主, TOC 平均含量 $>1.3\%$,具有较好的生烃能力,镜质体 R_o 介于 $1.25\% \sim 1.43\%$,有机质主要处于湿气阶段。

2) 卧新双地区须家河组天然气具有甲烷含量低、重烃含量高、干燥系数低等特点,甲烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1 < -40\%$,为干酪根初次裂解的陆相油型气和混合气,其组分特征、碳同位素特征及成因类型与下伏层系天然气有明显区别,目前主要处于成熟-高成熟的湿气阶段。

3) 卧新双地区须家河组天然气成熟度与须家河组烃源岩有机质成熟度相当,须家河组天然气为自生自储。

参考文献

- [1] 王昌勇,周毅,李世临,等.四川盆地卧新双地区须家河组储层发育特征[J].岩性油气藏,2014,26(2):21-26.
Wang Changyong, Zhou Yi, Li Shilin, et al. Reservoir characteristics of Xujiahe Formation in Woxinshuang area, Sichuan Basin. [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(2): 21-26.
- [2] 王昌勇,郑荣才,李爽,等.四川盆地东部上三叠统须家河组地层划分与对比——以卧新双地区为例[J].地层学杂志,2017,41(1):94-102.
Wang Chongyong, Zheng Rongcai, Li Shuang. River in eastern Sichuan basin in Triassic xujiahe group of stratigraphic division and correlation, to lie in new double as an example. Journal of Stratigraphy, 2017, 41(1): 94-102.
- [3] 陈宗清.卧龙河气田天然气富集因素解剖[J].石油学报,1990,11(4):1-7.
Chen Zongqing. Factors affection the accumulation of natural gas in Wolonghe gas field. Acta Petrolei Sinica, 1990, 11(4): 1-7.
- [4] 戴金星,倪云燕,邹才能,等.四川盆地须家河组煤系系统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 measure of the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin and their significance to gas-source correlation[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(5): 519-529.
- [5] 童崇光.新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成[J].成都理工学院学报,2000,27(2):123-130.
Tong Chongguang. Relationship between new tectonic movement and structural evolution and gas pools formation of sichuan basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2000, 27(2): 123-130.
- [6] 蒋炳铨.川东一带隔挡、隔槽式褶皱形成力学机制[J].四川地质学报,1984,5(1):1-12.
Jiang Bingquan. Fold formation in eastern Sichuan area spacer, the slot type mechanical mechanism [J]. Journal of Sichuan Geology, 1984, 5(1): 1-12.
- [7] 四川油气区石油地质志编写组.中国石油地质志(卷10):四川油气区[M].北京:石油工业出版社,1989:1-50.
Sichuan expected oil geology editorial. Petroleum geology of China (10): Sichuan expected [M]. Beijing: petroleum industry press, 1989: 1-50.
- [8] 张健,李国辉,谢继容,等.四川盆地上三叠统划分对比研究[J].天然气工业,2006,26(1):12-15.
Zhang Jian, Li Guohui, Xie Jirong, et al. Stratigraphic Division and Correlation of the Upper Triassic in Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(1): 12-15.
- [9] 郑荣才,戴朝成,罗清林,等.四川类前陆盆地上三叠统须家河组沉积体系[J].天然气工业,2011,31(9):16-24.
Zheng Rongcai, Dai chaocheng, Luo Qinglin, et al. Class of sichuan foreland basin Triassic xujiahe group river sedimentary system [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(9): 16-24.
- [10] 郑荣才,李国辉,雷光明,等.四川盆地须家河组层序分析与地层对比[J].天然气工业,2011,31(6):12-20.
Zheng Rongcai, Li Guohui, Lei guangming, et al. Sequence analysis and stratigraphic correlation of the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(6): 12-20.
- [11] 何鲤,李梅,熊亮,等.再谈四川盆地上三叠统层序地层划分方案[J].天然气工业,2011,31(6):28-33.
He Li, Li Mei, Xiong Liang, et al. Re-discussion on the sequence division schemes of Upper Triassic formations in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(6): 28-33.
- [12] 钟怡江.川东北长长期—须家河期构造—沉积演化[D].成都:成都理工大学,2012,30-79.
Zhong Yijiang. Northeastern sichuan changxing stage-the xujiahe river stage tectonic and sedimentary evolution [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2012, 30-79.
- [13] 梁恩宇.四川盆地上三叠统的划分对比及有关几个地壳运动界面的讨论[J].石油与天然气地质,1980,1(1):56-68.
Liang Enyu. In Triassic in sichuan basin classification and correlation, and the discussion of several of the earth's crust sport plane [J]. Oil & Gas Geology. 1980, 1(1): 56-68.
- [14] 郑荣才,李国辉,常海亮,等.四川盆地东部上三叠统须家河组层序—岩相古地理特征[J].中国地质,2015,42(4):1024-1036.
Zheng Rongcai, Li Guohui, Chang Hailiang, et al. Sedimentary sequence and paleogeographic characteristics of the Upper Triassic Xujiahe Formation in eastern Sichuan basin [J]. Geology in China, 2015, 42(4): 1024-1036.
- [15] 郑荣才,戴朝成,朱如凯,等.四川类前陆盆地须家河组层序—岩相古地理特征[J].地质论评,2009,55(4):484-495.
Zheng Rongcai, Dai Chaocheng, Zhu Rukai, et al. Sequence based Lithofacies and Paleogeographic Characteristics of Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. Geological Review, 2009, 55(4): 484-495.
- [16] 金惠,张俊,马石玉.四川盆地上三叠统遗迹化石及其沉积环境[J].岩性油气藏,2013,25(1):24-28.
Jin Hui, Zhang Jun, Ma Shiyu. Trace fossils and sedimentary environ-

- ment of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25(1): 24–28.
- [17] 刘文汇, 陈孟晋, 关平, 等. 天然气成藏过程的三元地球化学示踪体系[J]. 中国科学 D 辑(地球科学), 2007, 37(7): 908–915.
- Liu Wenhui, Chen Mengjin, Guan Ping, et al. Gas accumulation in the process of three element geochemical tracer system [J]. Science in China (Series D), 2007, 37(7): 908–915.
- [18] 于聪, 龚德瑜, 黄士鹏, 等. 四川盆地须家河组天然气碳、氢同位素特征及其指示意义[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(1): 87–97.
- Yu Cong, Gong Deyu, Huang Shipeng, et al. Geochemical Characteristics of Carbon and Hydrogen Isotopes for the Xujiahe Formation Natural Gas in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(1): 87–97.
- [19] 李登华, 李伟, 汪泽成, 等. 川中广安气田天然气成因类型及气源分析[J]. 中国地质, 2007, 34(5): 829–836.
- Li Denghua, Li Wei, Wang Zecheng, et al. Genetic type and source of gas in the Guang'an gasfield, central Sichuan [J]. Geology in China, 2007, 34(5): 829–836.
- [20] 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, 2(3): 1–40.
- Dai Jinxing. Natural gas hydrocarbon isotopic characteristics and all kinds of natural gas identification [J]. 天然气地球科学, 1993, 2(3): 1–40.
- [21] 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 Difan, Xiong Chuanwu, Yang Junjie, et al. Air or gas middle part of ordos basin gas field and gas genetic types [J]. Natural Gas Industry, 1996, 16(6): 1–6.
- [22] 侯读杰, 张林晔. 实用天然气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003, 90–118.
- Hou Dujie, Zhang Linye (ed). Practical gas geochemistry [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003, 90–118.
- [23] 肖芝华, 谢增业, 李志生, 等. 川中—川南地区须家河组天然气同位素组成特征[J]. 地球化学, 2008, 37(3): 245–250.
- Xiao Zhihua, Xie Zengye, Li Zhisheng. Isotopic characteristics of natural gas of Xujiahe Formation in southern and middle of Sichuan Basin [J]. Geochimica, 2008, 37(3): 245–250.
- [24] Prinzhofer 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] 舒志国. 鄂西——渝东地区飞三段天然气成因与成藏阶段[J]. 现代地质, 2013, 27(1): 165–171.
- Shu Zhiguo. Natural Gas Origin and Accumulation Stages of the Third Member of Feixianguan Formation in Western Hubei and Eastern Chongqing Area [J]. Geoscience, 2013, 27(1): 165–171.
- [26] Stahl W J, Carey Jr B D. Source-rock identification by isotope analyses of natural gas from fields in the Val Verd and Delaware basins [J]. West J. Chem, 1975, 16: 257–267.
- [27] Stahl W J. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and Exploration [J]. Chemical Geology, 1977, 20(2): 121–149.
- [28] 徐永昌, 沈平. 中国化石燃料的同位素地球化学[J]. 中国科学 (B 辑), 1990, 4: 409–418.
- Xu Yongchang, Shen Ping. China isotope geochemistry of fossil fuels [J], Science in China, Ser. B, 1990, 4: 409–418.
- [29] 沈平, 徐永昌. 中国陆相成因天然气同位素组成特征[J]. 地球化学, 1991, (2): 144–152.
- Shen Ping, Xu Yongchang. The Chinese continental cause gas isotope composition characteristics [J]. Geochimica, 1991, (2): 144–152.
- [30] Berner U, Faber E. Maturity related mixing model for methane, ethane and propane, based on carbon isotopes [J]. Organic Geochemistry, 1988, 13: 67–72.
- [31] 戴金星. 中国含硫化氢天然气分布特征、分类及其成因探讨[J]. 沉积学报, 1985, 3(4): 109–120.
- Dai Jinxing. China containing hydrogen sulfide gas distribution characteristics, classification and origin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1985, 3(4): 109–120.

(编辑 董立)