

# 鄂尔多斯盆地西南部与中东部奥陶系 马家沟组碳酸盐岩地球化学特征对比

王万春, 郑建京, 王晓锋, 王作栋, 罗厚勇

(甘肃省油气资源研究重点实验室/中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000)

**摘要:**鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组碳酸盐岩是否能够作为有效烃源岩以及有效烃源岩的主要分布区域,这对中部气田天然气来源的认识至关重要。通过对比研究鄂尔多斯盆地西部、南部和中东部地区奥陶系马家沟组碳酸盐岩有机碳含量、氯仿沥青“A”含量以及饱和烃生物标志化合物特征,分析其与鄂尔多斯盆地马家沟组沉积环境的关系,认为鄂尔多斯盆地西部和南部以开阔海相沉积为主的马家沟组碳酸盐岩沉积于弱氧化—弱还原环境,有机碳含量普遍低,TOC值高于0.3%的有效气源岩所占比例低;中东部以咸化潟湖或台地蒸发沉积为主的奥陶系马家沟组碳酸盐岩沉积于强还原环境,有机碳含量高于西部和南部马家沟组碳酸盐岩,TOC值高于0.3%的有效气源岩所占比例较高,很有可能是中部气田奥陶系来源天然气,即油型气的主要烃源岩。

**关键词:**鄂尔多斯盆地;马家沟组;有机碳;饱和烃;生物标志化合物

**中图分类号:**TE122.1<sup>+</sup>13

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2015)03-0513-11

**引用格式:**Wang Wanchun, Zheng Jianjing, Wang Xiaofeng, *et al.* Comparisons of geochemical characteristics of Ordovician Majiagou carbonate rocks between west and south and central and east regions of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(3): 513-523. [王万春, 郑建京, 王晓锋, 等. 鄂尔多斯盆地西南部与中东部奥陶系马家沟组碳酸盐岩地球化学特征对比[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(3): 513-523.]

## 0 引言

鄂尔多斯盆地中部气田是我国最大的气田之一,其奥陶系风化壳储层的天然气气源研究受到了广泛关注,国内许多学者在这方面做了大量卓有成效的工作。但对鄂尔多斯盆地中部气田气源的认识,仍存在很大的分歧,其中有以奥陶系海相碳酸盐岩来源为主,与石炭系—二叠系煤系来源为辅的混源成因说<sup>[1-6]</sup>,有主要来源于石炭系—二叠系煤系的煤成气成因说<sup>[7-9]</sup>,也有以上古生界石炭系—二叠系煤系来源和部分石炭系海相碳酸盐岩来源的混源成因说<sup>[10]</sup>。对中部气田天然气来源争议的焦点之一,是奥陶系碳酸盐岩的生烃性能问题。由于奥陶系海相

碳酸盐岩热演化程度高,残余有机碳含量较低,因此客观评价奥陶系海相碳酸盐岩的生烃能力,是认识鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩风化壳储层中天然气来源的关键<sup>[5]</sup>。鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩有机碳含量较低,是其不能成为中部气田气源的主要依据<sup>[9-10]</sup>。但也有许多证据表明奥陶系海相碳酸盐岩具有生气潜力。如奥陶系储层中存在沥青,而且含沥青层厚度可达数米至数十米<sup>[11-12]</sup>;鄂尔多斯盆地中东部奥陶系马家沟组,是一套灰—深灰色、灰黑色粉晶云岩和致密灰岩,含隐藻,为间歇封闭的潮坪—盐湖沉积体系,有机碳含量相对较高<sup>[13-14]</sup>;鄂尔多斯盆地中东部奥陶纪海侵期水体较深的洼地、海退期咸化洼地等发育有机碳含量较高的烃源岩<sup>[15]</sup>。

收稿日期:2014-05-07;修回日期:2014-09-30.

基金项目:国家重点基础研究发展规划项目(编号:2012CB214801);国家科技重大专项(编号:2011ZX05005-001);甘肃省重点实验室专项(编号:1309RTSA041)联合资助。

作者简介:王万春(1962-),女,甘肃民乐人,副研究员,博士,主要从事油气地球化学研究. E-mail:lgas@lzb.ac.cn.

本文在总结前人研究成果的基础上,通过对比研究鄂尔多斯盆地西部、南部和中东部奥陶系海相碳酸盐岩有机质含量的差异和生物标志化合物特征,结合奥陶系马家沟组在鄂尔多斯盆地西部、南部和中东部的沉积特征,分析中部气田油型气的有效烃源岩。

## 1 马家沟组沉积特征

鄂尔多斯盆地是在地台基底之上发育的一个比较稳定的大型叠合型沉积盆地,下古生界奥陶系主要为海相碳酸盐岩沉积,在奥陶系顶部区域不整合面之上,主要为上古生界石炭系—二叠系海—陆交互相和中生界陆相沉积,上古生界石炭系—二叠系煤系地层十分发育。奥陶系主要出露于鄂尔多斯盆地周缘,厚度一般为 500~1 000m,最厚达 2 000m;在鄂尔多斯盆地中东部,奥陶系广泛分布于地下,厚度在 500~900m 之间,其上为上古生界和中生界覆盖<sup>[14,16]</sup>。

由于奥陶纪鄂尔多斯盆地西边贺兰裂谷和南面秦岭裂谷发生扩张裂离,在盆地西缘和南缘产生裂谷肩翘升,形成 L 形隆起带<sup>[17]</sup>,造成了鄂尔多斯盆地西南部和中东部奥陶系马家沟组沉积环境的差异。鄂尔多斯盆地西部和南部在奥陶系马家沟组沉积一期、三期和五期,部分为开阔海相,部分为云坪相;在马家沟组沉积二期、四期和六期,为开阔海相<sup>[16]</sup>。“L”形隆起以西地区,马家沟组主要发育石灰岩和白云岩;“L”形隆起的南部,马家沟组下部为含硬石膏岩的白云岩,中上部为交替发育的石灰岩和白云岩<sup>[17]</sup>。

鄂尔多斯盆地中东部,系指鄂尔多斯盆地中央隆起带以东的地区。奥陶系主体马家沟组在中东部地区广泛分布,其沉积组合与华北地台主体部分相似,沉积旋回极为明显<sup>[16]</sup>。在奥陶纪马家沟组沉积一期、三期和五期为含盐含膏湖相;马家沟组沉积二期、四期和六期为开阔海相。马一段、马三段、马五段以硬石膏岩、石盐岩沉积为主,次为白云岩,与鄂尔多斯盆地西南部有较大差异;马二段、马四段、马六段以灰泥石灰岩或各种含颗粒灰泥石灰岩为特征,主要是开阔海台地沉积,与鄂尔多斯盆地西南部相似<sup>[16]</sup>。周进高等<sup>[18]</sup>对盆地东部榆 9 井的单井相分析表明,奥陶系马三段和马五段为咸化潟湖沉积,由大套盐岩夹白云质硬石膏岩、膏质白云岩、泥质白云岩及少量页岩组成;马二段和马四段为海侵期沉积,主要由泥晶白云岩,泥、粉晶灰岩、硬石膏岩及泥岩组成。

史基安等<sup>[19]</sup>研究认为,鄂尔多斯盆地东部在奥陶系马家沟组的马一段、马三段、马五段沉积时期,气候干热,海平面下降,盆地东部龙探 1 井区一带发

育了膏盐岩和盐岩的台地蒸发岩相沉积,其周边则发育了一套白云岩夹薄层硬石膏岩的含膏云坪相沉积,在盆地东部周边地区主要沉积了泥质白云岩、白云质灰岩和细晶白云岩的云灰坪。马二段和马四段沉积时期气候湿热,海平面上升,鄂尔多斯盆地东部地区主要发育了石灰岩夹少量白云岩的开阔海相沉积,周缘地区发育了白云岩和灰岩互层的云灰坪或白云岩为主的局限海相沉积。

上述研究均表明,鄂尔多斯盆地中东部马家沟组沉积环境与鄂尔多斯盆地西部和南部差异明显,鄂尔多斯盆地西南部以开阔海相沉积为主,鄂尔多斯盆地中东部则以咸化潟湖或台地蒸发岩相沉积为主。

## 2 样品及实验条件

在鄂尔多斯盆地南部岐山、段家峡、铁瓦殿 3 个剖面采集了奥陶系马家沟组岩石样品 22 个,进行了有机碳分析、有机溶剂抽提与族组分分离和饱和烃色谱—质谱分析。

岩石样品清洗去除表面污染物后,粉碎到 100 目以下。岩石有机碳分析用 CS-344 型碳硫测定仪测试。有机溶剂抽提用氯仿在索氏抽提器上抽提 72h。氯仿沥青“A”沉淀沥青质后,采用活化 4h 后的氧化铝和硅胶的混合充填层析柱,用精制石油醚分离饱和和烃,二氯甲烷分离芳烃,甲醇分离非烃。有机质含量见表 1。为对比分析,作者收集了文献中鄂尔多斯盆地中东部(表 2)、南部与西部奥陶系马家沟组碳酸盐岩有机碳丰度资料。采样及对比研究剖面和部分钻井位置分布见图 1。

对饱和烃进行了 GC-MS 分析。所用气相色谱—质谱联用仪为 6890N-GC/5973N-MSD,分析条件为:色谱柱为 HP-5(30m×0.25mm×0.25 μm)弹性石英毛细管柱;载气为高纯氮,载气流量为 1.2mL/min,色谱柱进样口温度为 280℃,程序升温起始温度 80℃,以 4℃/min 的升温速率升至 290℃,恒温 30min;质谱离子源为 EI 源,离子源温度为 230℃,离子源电离能为 70eV。化合物根据色谱保留时间、质谱图标准图谱以及文献资料对比确定。生物标志化合物参数见表 3。

## 3 马家沟组有机质丰度特征

有机质在高—过成熟条件下,总有机碳(TOC)含量是评价烃源岩的主要指标。对碳酸盐岩,国内外很多学者提出了不同的有机碳丰度下限。彭平安等<sup>[20]</sup>认为碳酸盐岩最低和有效气源岩 TOC 值下限

可能在 0.1%~0.3% 左右,大规模油气田形成的 TOC 值应在 1% 以上。秦建中等<sup>[21]</sup>认为可形成具有商业价值油气藏的碳酸盐岩有机碳下限值可能为 0.1%~0.25%。

鄂尔多斯盆地南部岐山、段家峡、铁瓦殿 3 个剖面奥陶系马家沟组碳酸盐岩,残余有机质丰度普遍

较低,TOC 值在 0.01%~0.36% 之间,其中超过 40% 的样品 TOC 值低于 0.1%,有 40% 的样品 TOC 值在 0.2%~0.3% 之间,仅有不到 5% 的样品 TOC 值高于 0.3%。若按有效气源岩 TOC 值下限 0.3% 为标准,鄂尔多斯盆地南部岐山等剖面奥陶系马家沟组碳酸盐岩仅有约 5% 可视为有效气源岩。

表 1 鄂尔多斯盆地南部剖面奥陶系马家沟组可溶有机质组成

Table 1 Composition of dissolved organic matter of Ordovician Majiagou Formation in the north sections of the Ordos Basin

采样地点	样品编号	岩性	层位	TOC/%	氯仿沥青“A” /(×10 <sup>-6</sup> )	氯仿沥青“A”族组分/%			
						饱和烃	芳烃	非烃	沥青质
段家峡	DJX-1	灰岩	马一	0.29	53.1	46.99	12.92	27.61	12.48
	DJX-2	灰岩	马一	0.19	68.3	50.8	9.93	26.99	12.28
	DJX-3	灰岩	马一顶	0.22	31.3	39.67	14.67	19.83	25.83
	DJX-4	灰岩	马二	0.11	26.8	58.67	14.02	27.31	
	DJX-5	灰岩	马三	0.27	53.3	50.46	9.13	31.02	9.39
	DJX-6	灰岩	马四	0.06	10.2	50.48	25.48	24.04	
	DJX-7	灰岩	马四	0.36	47.1	47.68	9.48	33.66	9.18
	DJX-8	灰岩	马三	0.27	52.0	59.71	14.45	16.35	9.49
	DJX-9	泥质灰岩	马三	0.21	30.4	43.00	14.85	22.35	19.80
铁瓦殿	TWD-1	角砾白云岩	马一	0.01	10.7	59.85	20.07	20.08	
	TWD-2	白云岩	马二	0.03	12.6	15.95	28.41	55.64	
	TWD-3	灰岩	马三	0.08	5.9	52.55	32.85	14.60	
	TWD-4	灰绿色泥岩	马三	0.09	13.6	49.12	29.68	21.20	
	TWD-5	灰岩	马四	0.02	11.2	51.98	20.22	27.80	
	TWD-6	粉砂质泥岩	马三	0.03	7.8	41.76	32.94	25.30	
	TWD-7	黑灰色泥岩	马三	0.23	9.4	51.22	26.83	21.95	
岐山	QS-1	黑色灰质泥岩	马六底	0.18	10.7	50.92	24.31	24.77	
	QS-2	黑色灰质泥岩	马五顶	0.12	8.8	61.11	20.00	18.89	
	QS-3	黑色灰质泥岩	马五顶	0.28	13.2	50.20	21.29	28.51	
	QS-4	黑色灰质泥岩	马五顶	0.24	11.9	64.26	17.02	18.72	
	QS-5	灰岩	马五	0.01	6.3	29.22	27.92	42.86	
	QS-6	灰岩	马五底	0.02	7.2	41.24	30.51	28.25	

奥陶系马家沟组碳酸盐岩的氯仿沥青“A”含量也普遍较低。其中:段家峡剖面在(10.2~68.3)×10<sup>-6</sup>之间,平均为 41.4×10<sup>-6</sup>;铁瓦殿剖面在(5.9~13.6)×10<sup>-6</sup>之间,平均为 10.2×10<sup>-6</sup>;岐山剖面在(6.3~13.2)×10<sup>-6</sup>之间,平均为 9.7×10<sup>-6</sup>(表 1)。

露头剖面奥陶系马家沟组碳酸盐岩有机碳含量和氯仿沥青“A”含量低,与露头样品遭受风化作用有关,因此,以露头样品来评价烃源岩,应适当降低 TOC 值下限。若按有效气源岩 TOC 值下限 0.2% 为标准,则鄂尔多斯盆地南部岐山等剖面奥陶系马家沟组碳酸盐岩有 40% 可视为有效气源岩。

图 2 为所统计的鄂尔多斯盆地中东部钻井岩心

(表 2)(大致在靖边以东,米脂以西,延安以北,榆林以南的区域内)<sup>[5,11,13,22]</sup>、南部钻井岩心(延安以南)<sup>[23-24]</sup>、桌子山剖面<sup>[24]</sup>和所分析岐山、段家峡、铁瓦殿剖面奥陶系马家沟组碳酸盐岩有机碳含量分布图。其中南部钻井岩心样品有 50% 的 TOC 值高于 0.2%,有约 12% 的样品 TOC 值高于 0.3%。南部钻井岩心样品 TOC 值高于南部岐山等剖面样品 TOC 值,反映露头样品遭受风化作用使 TOC 值降低。桌子山剖面有约 32% 的样品 TOC 值在 0.2%~0.3% 之间,有 20% 左右的样品 TOC 值高于 0.3%。而中东部钻井岩心有 70% 的样品 TOC 值高于 0.2%,有 40% 的样品 TOC 值高于 0.3%。若按有

效气源岩 TOC 值下限 0.3% 为标准,鄂尔多斯盆地西部奥陶系马家沟组碳酸盐岩有约 20% 可视为有效气源岩,中东部有约 40% 可视为有效气源岩,南部仅 5%~12% 可视为有效气源岩。

表 2 鄂尔多斯盆地中东部钻井岩心奥陶系马家沟组 TOC 含量

Table 2 TOC content of drilled rock samples of Ordovician Majiagou Formation in the central and east of the Ordos Basin

井号	层位	岩性	深度/m	TOC/%	备注
榆 9	O <sub>1</sub> m	泥质云岩	/	0.49	
榆 9	O <sub>1</sub> m	含泥云灰岩	/	0.31	
榆 9	O <sub>1</sub> m	膏云岩	/	0.12	文献[22]
陕参 1	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	泥质云岩	/	0.25	
陕参 1	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	膏云岩	/	0.10	
陕 144	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	泥质灰岩	3 356	0.86	
陕 124	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	云岩	3 344	0.70	
陕 188	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	泥质云岩	3 514	0.10	文献[11]
陕 177	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	泥质云岩	3 379	0.46	
陕 188	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	云质泥岩	3 548	0.16	
榆 9	O <sub>1</sub> m <sub>5</sub>	粉晶云岩	2 327	0.26	
米 1	O <sub>1</sub> m	云岩	/	0.29(15)	
米 1	O <sub>1</sub> m	灰岩	/	0.25(19)	文献[13]
陕 102	O <sub>1</sub> m	云岩	/	0.30(10)	
陕 15	O <sub>1</sub> m	云岩	/	0.16(5)	
榆 9	O <sub>1</sub> m <sub>2</sub>	灰岩	2 328.9	0.37	文献[5]
榆 9	O <sub>1</sub> m <sub>2</sub>	泥灰岩	2 330.47	0.89	

中东部钻井岩心样品较高的 TOC 含量,与其沉积环境有关。如上所述,鄂尔多斯盆地中东部以咸化潟湖沉积为主<sup>[18]</sup>,咸化潟湖环境易形成厌氧条件,缺氧环境是有机质保存的重要条件<sup>[25]</sup>。夏新宇等<sup>[10]</sup>统计了鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组一段至六段有机碳含量与沉积环境的关系,其中膏盐湖相 TOC 值平均在 0.21%~0.25% 之间,膏云坪相 TOC 值平均在 0.20%~0.21% 之间,云坪相 TOC 值平均在 0.12%~0.17% 之间,开阔海相 TOC 值在 0.10%~0.17% 之间。朱创业等<sup>[14]</sup>对鄂尔多斯盆地马家沟组各段碳酸盐岩有机碳含量统计表明,盆地中部马二段局限台地相沉积碳酸盐岩,TOC 值为 0.22%~0.25%,马三段和马五段蒸发台地相沉积碳酸盐岩,TOC 值分别为 0.25%~0.27% 和 0.24%~0.49%;而盆地西部和南部开阔台地相沉积碳酸盐岩,TOC 值均低于 0.18%。可见,鄂尔多斯盆地中东部奥陶系马一段、马三段、马五段膏盐湖相沉积,有机碳含量相对较高,而鄂尔多斯盆地西部和南部奥陶系马家沟组为开阔海相沉积,有机碳含

量普遍较低。

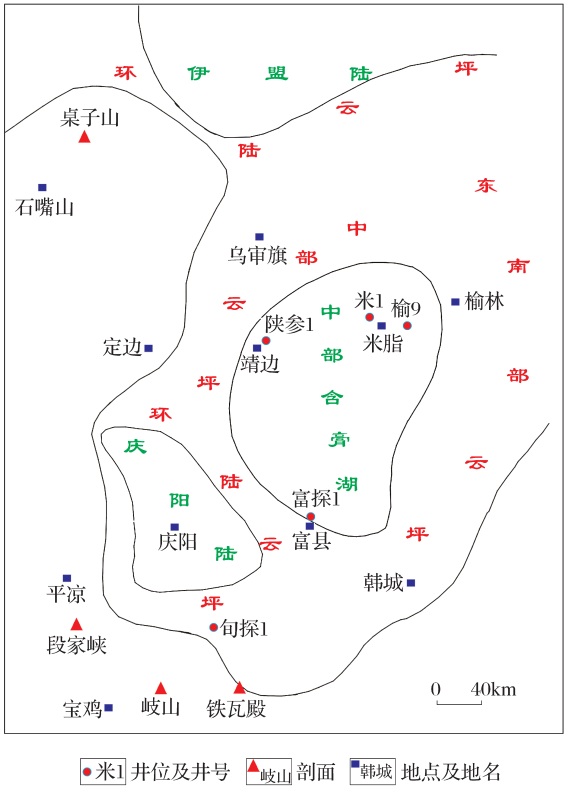


图 1 采样剖面 and 鄂尔多斯盆地马家沟组 3 期岩相分布示意 (据文献[16]改编)

Fig. 1 Sketch map of sampling sections and distribution of lithofacies of Majiagou phase 3 of Ordos Basin

鄂尔多斯盆地中东部奥陶系广泛分布于地下<sup>[16]</sup>,且中东部钻井岩心样品数量有限,在整个盆地样品数量统计中所占比例小,造成鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组碳酸盐岩有机碳含量低的认识,笔者认为与以往大量研究均在周缘露头取样也有关。而露头样品由于遭受了风化作用,有机碳含量普遍偏低。

图 3 为所统计的鄂尔多斯盆地中东部钻井岩心<sup>[26]</sup>、南部钻井岩心<sup>[23-24]</sup>、桌子山剖面<sup>[24,27]</sup>和所分析岐山、段家峡、铁瓦殿剖面奥陶系马家沟组碳酸盐岩氯仿沥青“A”含量分布图。鄂尔多斯盆地马家沟组碳酸盐岩氯仿沥青“A”含量普遍较低,超过 60% 的样品氯仿沥青“A”含量低于  $30 \times 10^{-6}$ 。其中岐山等剖面仅有不到 20% 的样品氯仿沥青“A”含量高于  $50 \times 10^{-6}$ 。南部钻井岩心、中东部钻井岩心以及岐山等剖面马家沟组碳酸盐岩氯仿沥青“A”含量高于  $60 \times 10^{-6}$  的样品不到 10%;虽然中东部钻井岩心和西部剖面氯仿沥青“A”含量有高于  $120 \times 10^{-6}$  的样品,但所占比例甚低。

岩石中氯仿沥青“A”含量相当于岩石吸附烃和

表 3 鄂尔多斯盆地南部剖面奥陶系马家沟组可溶有机质生物标志化合物参数

Table 3 Biomarker redox of dissolved organic matter of Ordovician Majiagou Formation in the North sections of the Ordos Basin

采样 地点	样品 编号	层位	Pr/Ph	Pr/ <i>n</i> C <sub>17</sub>	Ph/ <i>n</i> C <sub>18</sub>	CPI	OEP	$\frac{\sum nC_{21}^-}{\sum nC_{22}^+}$	$\frac{Ts}{(Tm+Ts)}$	$\frac{C_{32}\alpha\beta}{S/(S+R)}$	$\frac{C_{29}\alpha\alpha\alpha}{S/(S+R)}$	$\frac{C_{29}\alpha\beta\beta/}{(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)}$	$\frac{\text{三环萜}}{\text{五环萜}}$
段家峡	DJX-1	马 1	1.45	0.25	0.20	1.03	1.01	2.02	0.41	0.63	0.39	0.41	0.57
	DJX-2	马 1	1.30	0.20	0.18	0.89	0.92	1.95	0.28	0.61	0.36	0.40	0.35
	DJX-3	马 1 顶	1.20	0.34	0.30	1.03	0.99	0.75	0.40	0.67	0.38	0.40	0.58
	DJX-4	马 2	1.09	0.70	0.85	1.01	0.96	1.94	0.23	0.56	0.40	0.43	0.67
	DJX-5	马 3	1.42	0.25	0.20	1.03	0.99	3.53	0.29	0.58	0.38	0.41	0.91
	DJX-6	马 4	0.95	0.78	0.88	1.13	1.02	0.34	0.29	0.55	0.36	0.39	0.30
	DJX-7	马 4	1.46	0.28	0.20	1.10	0.96	1.20	0.42	0.56	0.39	0.44	3.57
	DJX-8	马 3	1.05	0.30	0.34	1.39	0.99	1.81	0.25	0.50	0.38	0.43	0.66
	DJX-9	马 3	1.23	0.33	0.34	1.00	0.99	2.48	0.40	0.59	0.38	0.40	3.97
铁瓦殿	TWD-1	马 1	1.32	0.86	0.80	1.11	1.04	0.93	0.26	0.58	0.37	0.40	0.33
	TWD-2	马 2	1.05	0.39	0.63	1.07	1.02	0.55	0.59	0.60	0.41	0.40	1.33
	TWD-3	马 3	1.00	0.95	1.08	1.01	1.02	0.63	0.41	0.61	0.38	0.41	2.74
	TWD-4	马 3	1.13	0.69	0.64	1.12	1.05	0.89	0.47	0.57	0.45	0.50	0.85
	TWD-5	马 4	1.20	0.73	0.66	1.03	1.10	1.31	0.53	0.57	0.43	0.49	1.46
	TWD-6	马 3	0.88	0.74	1.00	0.93	0.97	0.54	0.53	0.60	0.40	0.49	2.12
	TWD-7	马 3	1.00	0.85	1.10	1.10	1.02	0.41	0.46	0.59	0.39	0.42	1.75
岐山	QS-1	马 6 底	1.13	0.97	0.97	1.14	1.13	0.60	0.35	0.59	0.41	0.40	1.06
	QS-2	马 5 顶	1.00	0.77	0.86	1.09	1.03	0.71	0.35	0.57	0.37	0.41	0.80
	QS-3	马 5 顶	1.00	0.73	0.79	1.24	1.15	0.47	0.37	0.58	0.38	0.41	1.00
	QS-4	马 5 顶	1.13	0.88	0.84	1.08	0.99	0.88	0.35	0.61	0.38	0.41	0.70
	QS-5	马 5	0.83	1.11	0.80	1.33	1.47	0.40	0.48	0.61	0.44	0.43	0.63
	QS-6	马 5 底	1.00	0.50	0.42	1.07	1.01	0.41	0.56	0.62	0.45	0.52	0.55

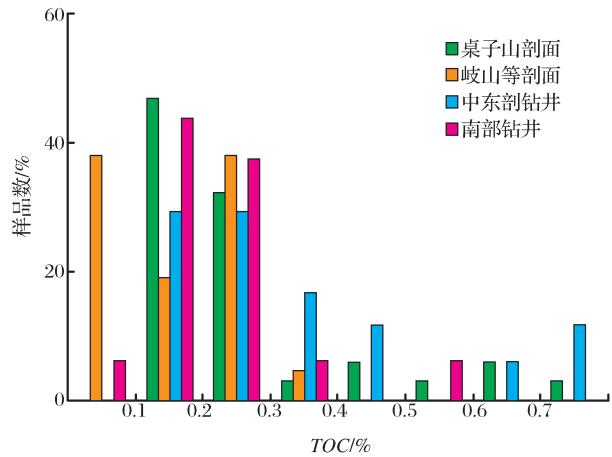


图 2 马家沟组碳酸盐岩有机碳含量分布  
(中东部钻井数据引自文献[5,11,13,22];桌子山剖面数据引自文献[24];南部钻井数据引自文献[23-24])  
Fig. 2 Distribution of TOC of Majiagou Formation carbonate rocks

残留烃的含量,由于鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组碳酸盐岩热演化程度很高,中东部钻井样品  $R_o$  值普遍高于 2.0%<sup>[22]</sup>,岩石吸附烃和残留烃可能发生

裂解而使氯仿沥青“A”含量降低。

## 4 马家沟组可溶有机质的生物标志化合物特征

### 4.1 正构烷烃

段家峡剖面马家沟组灰岩及灰质泥岩中,正构烷烃碳数分布范围为  $nC_{14}$ — $nC_{33}$ ,多数样品正构烷烃呈前高后低单峰型分布(图 4), $\sum nC_{21}^-/\sum nC_{22}^+$  值为 0.34~3.53,以低碳数正构烷烃占优势。CPI 值和 OEP 值分别为 0.89~1.39 和 0.96~1.02,无明显的奇偶碳数优势(表 3)。岐山剖面和铁瓦殿剖面马家沟组白云岩、灰岩及灰质泥岩中,正构烷烃碳数分布范围为  $nC_{15}$ — $nC_{31}$ ,多数样品呈后峰大于前峰的双峰型分布(图 4), $\sum nC_{21}^-/\sum nC_{22}^+$  值分别为 0.41~1.31 和 0.40~0.88,以高碳数正构烷烃占优势。CPI 值和 OEP 值分别为 0.93~1.33 和 0.97~1.47,也无明显的奇偶碳数优势(表 3)。

上述特征表明,所分析样品都已达到成熟演化阶段以上,段家峡剖面马家沟组灰岩及灰质泥岩的

热演化程度,高于岐山剖面 and 铁瓦殿剖面马家沟组白云岩、灰岩及灰质泥岩。

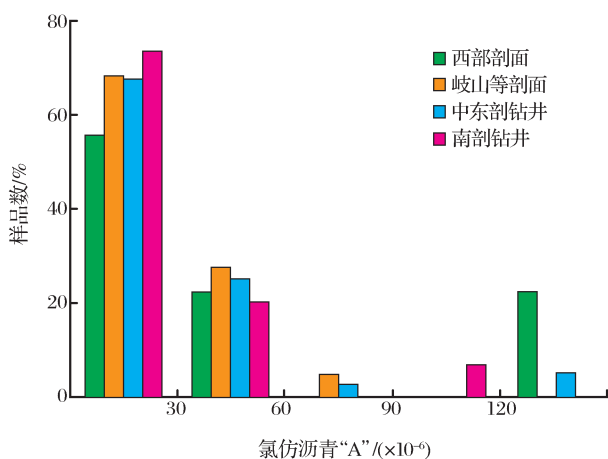


图3 马家沟组碳酸盐岩氯仿沥青“A”含量分布  
(中东部钻井数据引自文献[26];西部剖面数据  
引自文献[24,27];南部钻井数据引自文献[23-24])

Fig. 3 Distribution of chloroform asphalt “A” of Majiagou  
Formation carbonate rocks

## 4.2 类异戊二烯烷烃

姥鲛烷和植烷是常用的沉积环境标志物,在强还原的沉积环境中,常呈现强烈的植烷优势。岐山、铁瓦殿和段家峡等剖面马家沟组灰岩及灰质泥岩 Pr/Ph 值为 0.88~1.46(表 3),显示弱还原—弱氧化的沉积环境。而东部钻井岩心马家沟组碳酸盐岩 Pr/Ph 值为 0.34~0.92<sup>[26]</sup>,主体低于岐山等剖面碳酸盐岩 Pr/Ph 值(图 5),显示强还原的沉积环境。

## 4.3 三环萜烷与藿烷

原油与沉积物中的三环萜烷,被认为来源于细菌或藻类;而藿烷则来源于细菌,如蓝细菌、真细菌以及厌氧细菌<sup>[28]</sup>。随着烃源岩成熟度增加,三环萜烷/藿烷值不断升高<sup>[29]</sup>。该值的升高是因为成熟度升高时,由于酪根释放的三环萜烷高于藿烷<sup>[30]</sup>。

岐山、铁瓦殿和段家峡等剖面马家沟组灰岩及灰质泥岩中,有丰富的三环萜烷与藿烷(图 6),三环萜烷/藿烷值为 0.42~3.24,主峰分布在 0.5~1.5 之间。其中岐山剖面平均为 0.94,铁瓦殿剖面平均为 2.03,段家峡剖面平均为 0.68。而中东部钻井岩心马家沟组碳酸盐岩三环萜烷/藿烷值为 0.25~8.38<sup>[26]</sup>,主峰分布于小于 0.5 的范围,但也有三环萜烷/藿烷值较高的样品(图 7)。较高的三环萜烷/藿烷值可能反映了以原生动动物及藻类为主的有机质输入或较高的热演化程度,表明东部咸化潟湖沉积环境,利于原始藻类有机质保存。低的三环萜烷/藿

烷值可能反映了以细菌为主的有机质输入。

$C_{32}$  升藿烷的异构体比值 $[22S/(22S+22R)]$ 值是常用的成熟度参数<sup>[31]</sup>。其热平衡值在 0.57~0.62 之间<sup>[32]</sup>。岐山、铁瓦殿和段家峡等剖面马家沟组白云岩、灰岩及灰质泥岩  $C_{32}$  升藿烷  $22S/(22S+22R)$  值分别为 0.58~0.62、0.55~0.60 和 0.55~0.61(表 3),均达到了热平衡值。中东部钻井岩心马家沟组碳酸盐岩  $C_{32}$  升藿烷  $22S/(22S+22R)$  值为 0.37~0.62<sup>[25]</sup>,大部分达到了热平衡值。

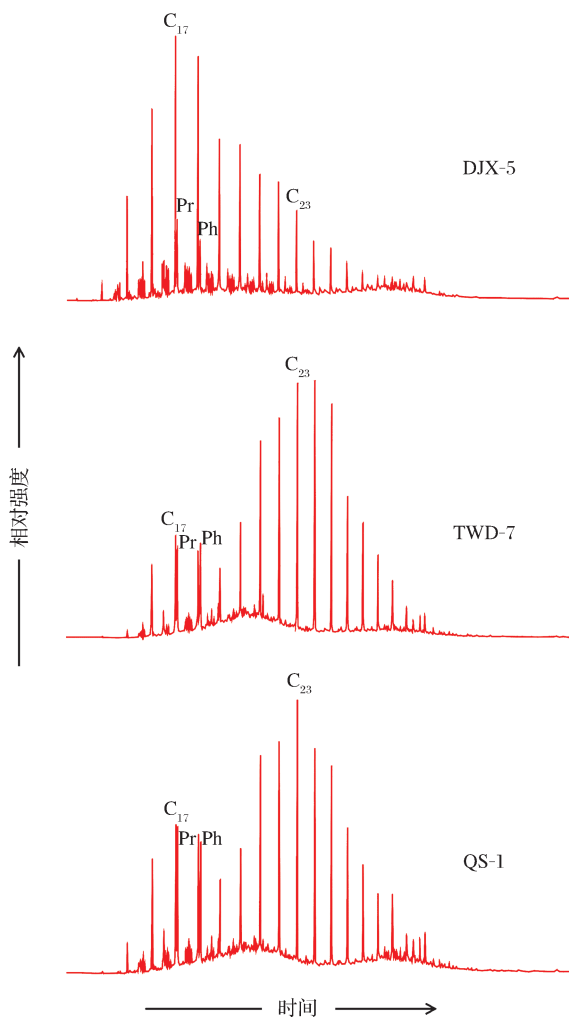


图4 马家沟组碳酸盐岩饱和烃总离子流图

Fig. 4 TIC of saturated hydrocarbons in carbonate rocks  
of the Majiagou Formation

## 4.4 甾烷

$C_{29}$  甾烷的异构体比值 $[20S/(20S+20R)]$ 值和  $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$  值也是常用的成熟度参数<sup>[31]</sup>。 $20S/(20S+20R)$  值的平衡值为 0.52~0.55,  $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$  值的平衡值为 0.67~0.71<sup>[33-34]</sup>。岐山、铁瓦殿和段家峡等剖面马家沟组样品中均检出了  $C_{27}$ — $C_{29}$  常规甾烷、 $C_{21}$ — $C_{22}$  孕甾烷(图 8),

其 $C_{29}$ 甾烷  $20S/(20S+20R)$ 值和 $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ 值分别为  $0.37\sim0.45$  和  $0.38\sim0.52$ ;中东部钻井岩心马家沟组碳酸盐岩  $C_{29}$ 甾烷  $20S/(20S+20R)$ 值和 $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ 值分别为  $0.39\sim0.52$  和  $0.20\sim0.53$  [26],多数样品高于岐山、段家峡和铁瓦殿等剖面马家沟组碳酸盐岩的上述值(图 9)。

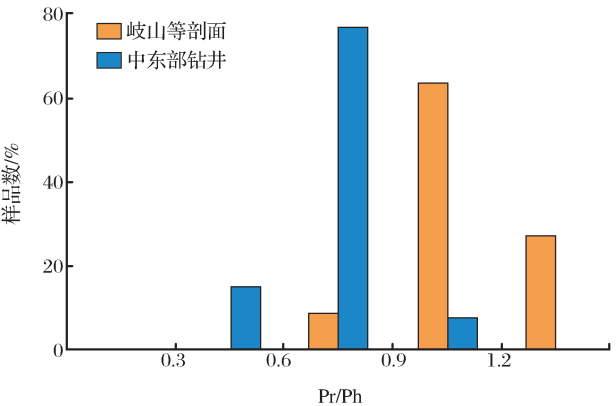


图 5 马家沟组碳酸盐岩 Pr/Ph 值分布  
(中东部钻井数据引自文献[26])

Fig. 5 Distribution of Pr/Ph ratios of Majiagou Formation carbonate rocks

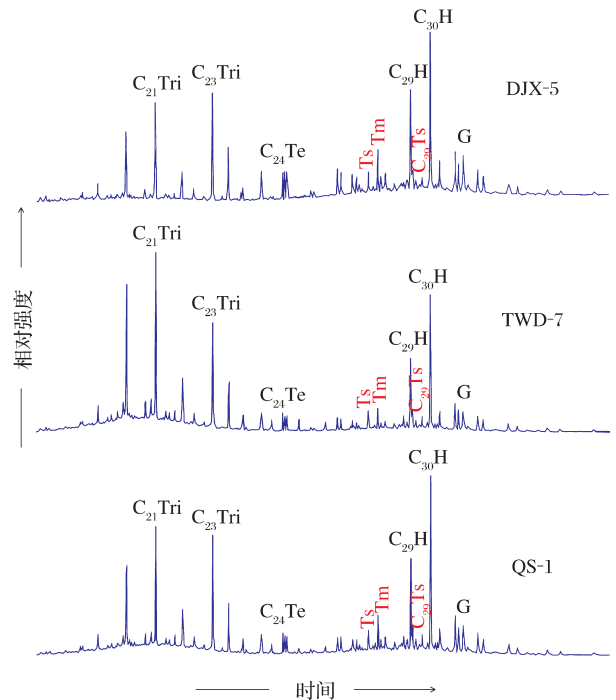


图 6 马家沟组碳酸盐岩饱和烃 m/z 191 质量色谱  
Fig. 6 M/z 191 fragmentograms of saturated hydrocarbons of Majiagou Formation carbonate rocks

Liu 等[6]研究认为,奥陶系烃源岩成熟度随深度增加而增大,热演化程度最高的地区主要分布在中南部,沥青反射率  $R_b$  值为  $2.6\%\sim3.8\%$ ,东部

$R_b$  值稳定在  $1.9\%$  以上,盆地周缘  $R_b$  值迅速下降到  $1.2\%$  以下。东部榆 9 井马家沟组镜质体反射率  $R_o$  值为  $2.15\%\sim2.34\%$  [22],南缘露头马家沟组镜质体反射率  $R_o$  值为  $0.92\%\sim1.21\%$  [35]。因此,马家沟组热演化程度在盆地中部高而周边低。

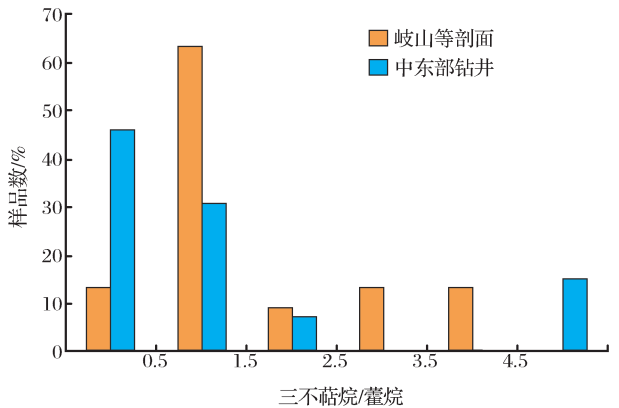


图 7 马家沟组碳酸盐岩三环萜烷/藿烷比值分布  
(中东部钻井数据引自文献[26])

Fig. 7 Distribution of tricyclic terpanes/hopanes ratios of Majiagou Formation carbonate rocks

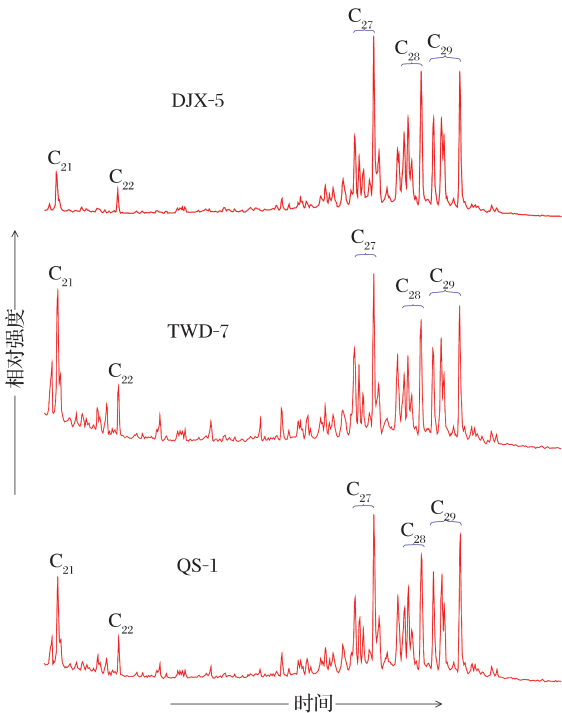


图 8 马家沟组碳酸盐岩饱和烃 m/z 217 质量色谱  
Fig. 8 M/z 217 fragmentograms of saturated hydrocarbons of Majiagou Formation carbonate rocks

#### 4.5 $\gamma$ -蜡烷与 $\beta$ -胡萝卜素

$\gamma$ -蜡烷是  $C_{30}$  的三萜类,该化合物经常出现在高盐度的陆相咸水或海相沉积物中,其前生物是四膜虫醇(*Tetrahymanol*),由生存于沉积层底部厌氧环



境中的以硫细菌为食物源的纤毛虫合成<sup>[36]</sup>。一般认为高含量的 $\gamma$ -蜡烷是高盐度水体沉积的标志<sup>[31]</sup>,也有研究认为 $\gamma$ -蜡烷是水体密度分层的标志<sup>[36]</sup>。岐山和铁瓦殿等剖面马家沟组白云岩、灰岩及灰质泥岩,普遍检出了 $\gamma$ -蜡烷(图6,化合物G),但 $\beta$ -胡萝卜素烷丰度普遍很低。 $\gamma$ -蜡烷/ $C_{30}-\alpha$ 藿烷值为0.08~0.24。鄂尔多斯盆地西部马家沟组灰岩相对较高的 $\gamma$ -蜡烷丰度,反映了偏还原的沉积环境;分布范围较大的 $\gamma$ -蜡烷/ $C_{30}-\alpha$ 藿烷值,可能反映了沉积时不同的水体分层。中东部钻井岩心马家沟组碳酸盐岩中 $\beta$ -胡萝卜素烷普遍分布, $\beta$ -胡萝卜素烷在蒸发盐沉积中含量最高,并与还原硫的含量成正相关<sup>[26]</sup>。反映了鄂尔多斯盆地中东部奥陶系马家沟组更偏还原的沉积环境。

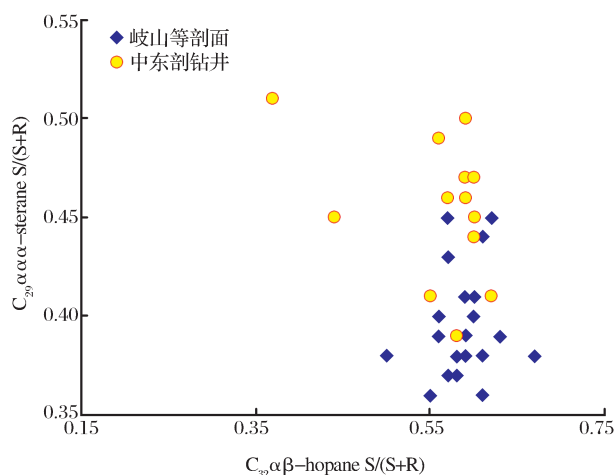


图9  $C_{32}\alpha\beta$ -藿烷  $S/(S+R)$  值与  $C_{29}\alpha\alpha$ -甾烷  $S/(S+R)$  值的关系(中东部钻井数据引自文献<sup>[26]</sup>)

Fig. 9 Relationship between  $C_{32}\alpha\beta$ -hopane  $S/(S+R)$  and  $C_{29}\alpha\alpha$ -sterane  $S/(S+R)$  ratios

## 5 中部气田气源分析

如上所述,若按有效气源岩 TOC 值下限 0.3% 为标准,鄂尔多斯盆地西部奥陶系马家沟组碳酸盐岩有约 20% 可视为有效气源岩,中东部有约 40% 可视为有效气源岩,南部仅 5%~12% 可视为有效气源岩。

鄂尔多斯盆地中东部马家沟组钻井样品较高的有机碳含量,与鄂尔多斯盆地中东部咸化潟湖相的含盐含膏沉积相吻合。生物标志化合物也反映了鄂尔多斯盆地中东部奥陶系马家沟组更偏还原的沉积环境。咸化潟湖环境易形成厌氧条件,有利于有机质保存<sup>[25]</sup>。

陈文西等<sup>[37]</sup>通过观察中东部 6 口井钻井岩心,发现奥陶系马家沟组五段和六段中,石膏中的泥质含量很高;盐岩中也有韵律性的较多泥质和膏质。谢增

业等<sup>[11]</sup>研究表明鄂尔多斯盆地中东部地区探井大部分岩心的裂缝及孔洞中有沥青存在,其中显微组分中沥青含量在 19.1%~89.7% 之间,岩石中沥青总量在 0.06~1.35% 之间;沥青在纵向上随埋深增大含量增大,在平面上,中部气田分布于沥青含量高值区。

上述有机碳含量及生物标志化合物特征,表明高有机碳烃源岩与沉积环境关系密切。鄂尔多斯盆地中东部咸化潟湖相沉积的奥陶系马家沟组,有效烃源岩比例高于鄂尔多斯盆地西部和南部开阔海相沉积的奥陶系马家沟组。因此,鄂尔多斯盆地中东部咸化潟湖相沉积的奥陶系马家沟组,很有可能是中部大气田奥陶系来源天然气,即油型气的主要烃源岩。

对鄂尔多斯盆地中部大气田天然气的来源有多种认识。李贤庆等<sup>[4]</sup>认为,中部气田奥陶系风化壳储层天然气属混合来源,其中东部区块的天然气以来源于石炭系一二叠系的煤成气为主,中部气田北部、西部及南部区块的天然气以来源于下古生界的油型气为主。区分煤成气与油型气关键的判识指标,是天然气中乙烷的碳同位素组成,即以乙烷  $\delta^{13}C$  值大于  $-28\text{‰}$  作为天然气源于煤系烃源岩的指标。然而,乙烷  $\delta^{13}C$  值有随烃源岩热演化程度增加而变大的趋势。腐泥型烃源岩在过成熟演化阶段,生成的乙烷  $\delta^{13}C$  值也可能大于  $-28\text{‰}$ 。如热模拟实验在温度高于  $550^{\circ}C$  后,腐泥型母质生成的乙烷  $\delta^{13}C$  值大于  $-28\text{‰}$ <sup>[6,38-39]</sup>。同样,在温度高于  $500^{\circ}C$  后,原油裂解产生的乙烷  $\delta^{13}C$  值也大于  $-28\text{‰}$ <sup>[40-41]</sup>。

鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组成熟度已达到高一过成熟阶段,中南部奥陶系马家沟组沥青反射率  $R_b$  值在 2.48%~3.77% 之间<sup>[23]</sup>(相当于镜质组反射率  $R_o$  值为 1.93%~2.73%)。中央古隆起奥陶系马家沟组  $R_o$  值在 2.0%~2.5% 之间<sup>[42]</sup>。东部地区奥陶系马家沟组  $R_o$  值在 2.15%~2.34% 之间<sup>[22]</sup>。奥陶系烃源岩成熟度随深度增加而增大, $R_b$  值在盆地大部分地区分布在 2.6%~3.8% 之间,表明已进入过成熟干气阶段<sup>[6]</sup>。

模拟实验研究也表明奥陶系马家沟组烃源岩以生气为主<sup>[43]</sup>。因此,奥陶系马家沟组热演化已达到干酪根裂解生气阶段,所生成的乙烷  $\delta^{13}C$  值也有可能大于  $-28\text{‰}$ 。如肖晖等<sup>[44]</sup>研究表明,余探 1 井天然气乙烷  $\delta^{13}C$  值在  $-27.3\text{‰}$ ~ $-27.2\text{‰}$  之间,该井气藏上覆奥陶系泥岩厚度大,上古生界煤成气难以混入。杨华等<sup>[8]</sup>研究表明,龙探 1 井天然气乙烷  $\delta^{13}C$  值为  $-23.8\text{‰}$ ,该井马五段储层距风化壳顶部约 250m,而且直接封盖着厚达 140m 的马六段膏岩



层,认为马五段储层中的天然气属奥陶系原生的过成熟油型气。

## 6 结论

鄂尔多斯盆地西部和南部露头剖面,奥陶系马家沟组碳酸盐岩样品 TOC 值较低,南部钻井岩心样品 TOC 值也较低,中东部奥陶系马家沟组钻井岩心样品 TOC 值相对较高;生物标志化合物特征表明,中东部奥陶系马家沟组碳酸盐岩沉积环境更偏还原,热演化程度较南部露头剖面碳酸盐岩更高。鄂尔多斯盆地中东部马家沟组碳酸盐岩相对较高的 TOC 值,与中东部奥陶纪马家沟三期和五期咸化潟湖相沉积有关。鄂尔多斯盆地中东部咸化潟湖相沉积的奥陶系马家沟组,TOC 值高于 0.3% 的有效烃源岩比例高于鄂尔多斯盆地西部和南部开阔海相沉积的奥陶系马家沟组,很有可能是中部气田奥陶系来源天然气,即油型气的主要烃源岩。

## 参考文献(References):

- [1] Huang Difan, Xiong Chuanwu, Yang Junjie, *et al.* Gas source discrimination and natural gas types of central gas field in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 1996, 16(6): 1-5. [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.]
- [2] Jiang Zhusheng, Hu Guoyi, Li Zhisheng, *et al.* The novel approach of the correlation between Paleozoic natural gas and source rock in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(supplement): 820-824. [蒋助生,胡国艺,李志生,等.鄂尔多斯盆地古生界气源对比新探索[J].沉积学报,1999,17(增刊):820-824.]
- [3] Chen Anding. Feature of mixed gas in central gas field of Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2): 33-38. [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.]
- [4] Li Xianqing, Hu Guoyi, Li Jian, *et al.* Geochemical indexes and evaluation of mixed origin natural gases from central gas field in the Ordos Basin[J]. Geochemica, 2003, 32(3): 282-290. [李贤庆,胡国艺,李剑,等.鄂尔多斯盆地中部气田天然气混源的地球化学标志与评价[J].地球化学,2003,32(3):282-290.]
- [5] Liu Dehan, Fu Jinhua, Zheng Congbin, *et al.* Research on hydrocarbon generation of Ordovician marine carbonatite of the Ordos Basin and genesis of Changqing Gasfields[J]. Acta Geologica Sinica, 2004, 78(4): 542-550. [刘德汉,付金华,郑聪斌,等.鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩生烃性能与中部长庆气田气源成因研究[J].地质学报,2004,78(4):542-550.]
- [6] Liu Quanyou, Chen Mengjin, Liu Wenhui, *et al.* Origin of natural gas from the Ordovician paleo-weathering crust and gas-filling model in Jingbian Gasfield, Ordos Basin, China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2009, 35(1): 74-88.
- [7] Dai Jinxing, Xia Xinyu. Research on source rock correlation of the Ordovician reservoir, Changqing gas field[J]. Earth Science Frontiers, 1999, 6(supplement): 195-203. [戴金星,夏新宇,长庆气田奥陶系风化壳气藏、气源研究[J].地学前缘,1999,6(增刊):195-203.]
- [8] 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): 8-14. [杨华,张文正,曾川莉,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):8-14.]
- [9] 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. [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.]
- [10] Xia Xinyu, Hong Feng, Zhao Lin, *et al.* Organic facies type and hydrocarbon potential of carbonates in Majiagou Formation Lower Ordovician in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(4): 638-643. [夏新宇,洪峰,赵林,等.鄂尔多斯盆地奥陶统碳酸盐岩有机相类型及生烃潜力[J].沉积学报,1999,17(4):638-643.]
- [11] Xie Zengye, Hu Guoyi, Li Jian, *et al.* A study on validity identification of source rock by new experimental techniques for Ordovician in Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2): 29-32. [谢增业,胡国艺,李剑,等.鄂尔多斯奥陶系烃源岩有效性判识[J].石油勘探与开发,2002,29(2):29-32.]
- [12] Ning Ning, Chen Mengjin, Sun Fengjin, *et al.* Determination and its significance of ancient oil pools in Ordovician weathering crust, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(2): 280-286. [宁宁,陈孟晋,孙粉锦,等.鄂尔多斯盆地奥陶系风化壳古油藏的确定及其意义[J].石油与天然气地质,2007,28(2):280-286.]
- [13] Chen Anding. Carbonate source rocks of the Ordovician in Shannan-Ning Basin and discussion on the hydrocarbon generation of carbonates[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1996, 14(supplement): 90-99. [陈安定,陕甘宁盆地奥陶系源岩及碳酸盐岩生烃的有关问题讨论[J].沉积学报,1996,14(增刊):90-99.]
- [14] Zhu Chuangye, Zhang Shouting. A study of the characteristics of the organic matter in carbonate rocks and source rocks in the Lower Ordovician Majiagou Formation of Ordos Basin[J]. Journal of Chendu University of Technology, 1999, 26(3): 217-220. [朱创业,张寿庭.鄂尔多斯盆地马家沟组碳酸盐岩有机质特征及烃源岩研究[J].成都理工学院学报,1999,26(3):217-220.]
- [15] Jin Qiang, Huang Zhi, Li Weizhen, *et al.* Sedimentary models of Ordovician source rocks in Ordos Basin and their hydrocarbon generation potential[J]. Acta Geologica Sinica, 2013, 87(3): 393-402. [金强,黄志,李维振,等.鄂尔多斯盆地奥陶系烃源岩发育模式和天然气生成潜力[J].地质学报,2013,87(3):393-402.]
- [16] Feng Zengzhao, Bao Zhidong. Lithofacies Paleogeography of Majia-

- gou Age of Ordovician in Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1999, 17(1): 1-8. [冯增昭, 鲍志东, 鄂尔多斯奥陶纪马家沟期岩相古地理[J]. 沉积学报, 1999, 17(1): 1-8.]
- [17] Hou Fanghao, Fang Shaoxian, Dong Zhaoxiong, *et al.* The developmental characters of sedimentary environments and lithofacies of Middle Ordovician Majiagou Formation in Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2003, 21(1): 106-112. [侯方浩, 方少仙, 董兆雄, 等, 鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组沉积环境与岩相发育特征[J]. 沉积学报, 2003, 21(1): 106-112.]
- [18] Zhou Jingao, Zhang Fan, Guo Qingxin, *et al.* Barria-lagoon sedimentary model and reservoir distribution regularity of Lower Ordovician Majiagou Formation in Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(1): 64-71. [周进高, 张帆, 郭庆新, 等, 鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组障壁潟湖沉积相模式及有利储层分布规律[J]. 沉积学报, 2011, 29(1): 64-71.]
- [19] Shi Ji'an, Shao Yi, Zhang Shuncun, *et al.* Lithofacies paleogeography and sedimentary environment in Ordovician Majiagou Formation, eastern Ordos Basin[J]. *Natural Gas Science*, 2009, 20(3): 316-324. [史基安, 邵毅, 张顺存, 等, 鄂尔多斯盆地东部地区奥陶系马家沟组沉积环境与岩相古地理研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 316-324.]
- [20] Peng Pingan, Liu Dayong, Qin Yan, *et al.* Low limits of organic carbon content in carbonate as oil and gas source rocks[J]. *Geochimica*, 2008, 37(4): 415-422. [彭平安, 刘大永, 秦艳, 等, 海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限问题[J]. 地球化学, 2008, 37(4): 415-422.]
- [21] Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Guo Jianying, *et al.* Discussion on the evaluation standards of carbonate source rocks[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2004, 26(3): 281-286. [秦建中, 刘宝泉, 国建英, 等, 关于碳酸盐烃源岩的评价标准[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3): 281-286.]
- [22] Li Jianfeng, Xu Zhengqiu, Ma Jun, *et al.* Study on hydrocarbon-producing potential of carbonate rocks in Ordovician of Lower Paleozoic in Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2003, 21(4): 702-706. [李剑锋, 徐正球, 马军, 等, 鄂尔多斯盆地古生界奥陶系碳酸盐岩生烃能力研究[J]. 沉积学报, 2003, 21(4): 702-706.]
- [23] Yuan Dongshan, Gao Jianjun, Zhu Jianhui, *et al.* Geochemical characteristics of Lower Palaeozoic hydrocarbon source rocks in Fuxian exploration area of Ordos Basin[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2009, 31(4): 58-62. [袁东山, 郭建军, 朱建辉, 等, 鄂尔多斯富县地区下古生界烃源岩地球化学特征[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(4): 58-62.]
- [24] Tengger, Liu Wenhui, Xu Yongchang, *et al.* Identification of effective source rocks of Ordovician marine sediments in Ordos Basin[J]. *Progress in Natural Science*, 2004, 14(11): 1249-1256. [腾格尔, 刘文汇, 徐永昌, 等, 鄂尔多斯盆地奥陶系海相沉积有效烃源岩的判识[J]. 自然科学进展, 2004, 14(11): 1249-1256.]
- [25] Jin Qiang, Zhu Guangyou, Wang Juan. Deposition and distribution of high-potential source rocks in saline lacustrine environments[J]. *Journal of China University of Petroleum*; Edition of Natural Sciences, 2008, 32(4): 19-23. [金强, 朱光有, 王娟, 咸化湖盆优质烃源岩的形成与分布[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 19-23.]
- [26] Liu Dehan, Yang Xiuzhen, Sun Yongge, *et al.* Geochemical characteristics and gas-producing rules from carbonate-evaporite formation of Lower Ordovician series in east Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1995, 13(2): 93-104. [刘德汉, 杨秀珍, 孙永革, 等, 鄂尔多斯盆地东部下奥陶统碳酸盐—蒸发盐地球化学特征和生气规律[J]. 沉积学报, 1995, 13(2): 93-104.]
- [27] Zhang Yueqiao, Guo Yanru, Hou Wei, *et al.* Geochemical characteristics and exploration potential of the Middle-Upper Ordovician source rock on the western and southern margin of Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(5): 894-904. [张月巧, 郭彦如, 侯伟, 等, 鄂尔多斯盆地西缘中上奥陶统烃源岩特征及勘探潜力[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 894-904.]
- [28] Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The Biomarker Guide [M]. 2<sup>nd</sup> edition. Cambridge: Cambridge University Press, 2005: 1-658.
- [29] Seifert W K, Moldowan J M. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1978, 42(1): 77-95.
- [30] Aquino Neto F R, Trendel J M, Restle A, *et al.* Occurrence and formation of tricyclic and tetracyclic terpanes in sediments and petroleum [C]//Bjoroy M, Albrecht C, Cornford C, *et al.* *Advances in Organic Geochemistry 1981*. New York: John Wiley and Sons Limited, 1983: 659-667.
- [31] Peters K E, Moldowan J M. The Biomarker Guide; Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments [M]. New Jersey: Prentice Hall Inc, 1993: 1-347.
- [32] Van Duin A C T, Sinninghe Damstè J S, Koopmans M P, *et al.* A kinetic calculation method of homohopane maturation: Applications in the reconstruction of burial histories of sedimentary basins[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1997, 61(12): 2409-2429.
- [33] Mackenzie A S, Patience R L, Maxwell J R, *et al.* Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France-I. Changes in the configuration of acyclic isoprenoid alkanes, steranes, and triterpanes [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1980, 44(11): 1709-1721.
- [34] Seifert W K, Moldowan J M. Use of biological markers in petroleum exploration [C]//Jonhs R B. *Methods in Geochemistry and Geophysics Vol. 24*. Amsterdam: Elsevier, 1986: 261-290.
- [35] Zhu Jianhui, Lü Jianhong, Miao Jiuju, *et al.* Hydrocarbon generation potential of lower Paleozoic source rocks in southwestern margin of Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(6): 662-670. [朱建辉, 吕剑虹, 缪九军, 等, 鄂尔多斯西南缘下古生界烃源岩生烃潜力评价[J]. 石油实验地质, 2011, 33(6): 662-670.]
- [36] Sinninghe Damstè J S, Van Duin A C T, Hollander D, *et al.* Early diagenesis of bacteriohopanepolyol derivatives; Forma-

- tion of fossil homohopanooids[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, 59(24): 5141-5155.
- [37] Chen Wenxi, Yuan Heran. Regional ore-forming geological condition of the Ordovician northern Shanxi salt basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(11): 1565-1575. [陈文西, 袁鹤然, 陕北奥陶纪盐盆的区域成矿地质条件分析[J]. *地质学报*, 2010, 84(11): 1565-1575.]
- [38] Berner U, Faber E, Scheeder G, *et al.* Primary cracking of algal and land plant kerogens: kinetic models of isotope variations in methane, ethane and propane[J]. *Chemical Geology*, 1995, 126(3/4): 233-245.
- [39] Huang Difan, Liu Baoquan, Wang Tingdong, *et al.* Genetic type and maturity of Lower Paleozoic marine hydrocarbon gases in the eastern Tarim Basin[J]. *Chemical Geology*, 1999, 162(1): 65-77.
- [40] Guo Liguang, Xiao Xianming, Tian Hui, *et al.* Distinguishing gases derived from oil cracking and kerogen maturation: Insights from laboratory pyrolysis experiments[J]. *Organic Geochemistry*, 2009, 40(10): 1074-1084.
- [41] Gao Shengjun, Chen Yicai, Li Yanjun, *et al.* Pyrolysis on crude oil and characteristics of Sha 4 member cracking gas, Dongying Depression[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(1): 32-35. [高生军, 陈义才, 李延钧, 等. 东营凹陷沙四段原油裂解热模拟实验及产物特征[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(1): 32-35.]
- [42] Li Yanjun, Chen Yicai, Yang Yuancong, *et al.* Source rock evaluation and characteristics of hydrocarbon generation from lower Paleozoic carbonate in Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 1999, 20(4): 349-353. [李延钧, 陈义才, 杨远聪, 等. 鄂尔多斯下古生界碳酸盐岩烃源岩评价与成烃特征[J]. *石油与天然气地质*, 1999, 20(4): 349-353.]
- [43] Kong Qingfen, Wang Keren. Thermal simulation of Ordovician source rock of foreland Basin in western Ordos[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2006, 17(2): 187-191. [孔庆芬, 王可仁. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系烃源岩热模拟试验研究[J]. *天然气地球科学*, 2006, 17(2): 187-191.]
- [44] Xiao Hui, Zhao Jingzhou, Wang Daxing, *et al.* Geochemical characteristics of primary gas in the Ordovician and their significance for the gas source of Jingbian gas field, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(5): 601-609. [肖晖, 赵靖舟, 王大兴, 等. 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[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(5): 601-609.]

## Comparisons of Geochemical Characteristics of Ordovician Majiagou Carbonate Rocks between West and South and Central and East Regions of Ordos Basin

WANG Wan-chun, ZHENG Jian-Jing, WANG Xiao-feng, WANG Zuo-dong, LUO Hou-yong  
(Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Gansu Province, Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China)

**Abstract:** The central gas field in the Ordos Basin is one of the largest gas fields in China. The source and origin of natural gas from the Ordovician paleo-weathering crust have been studied extensively but remained unclear since the discovery of the gas field. It is of significantly importance for the source of the natural gas of the central gas field to understand whether the carbonate rocks of the Majiagou Formation of the Ordovician in the Ordos Basin are effective source rocks or not and where is the main distributing area of the effective source rocks. Comparative study of organic carbon contents, chloroform asphalt “A” contents and characteristics of biomarker compounds of saturated hydrocarbons of the carbonate rocks of the Majiagou Formation of the Ordovician in the west and south and central and east regions, and the analysis of the relationship between the geochemical characteristics and depositional environments of the Majiagou Formation of the Ordos Basin, reveal that the carbonate rocks of the Majiagou Formation in the west and south regions of the Ordos Basin, deposited mainly under open marine, weakly oxidized to weakly deoxidized environment, generally show low organic carbon content and low proportion of effective gas source rock with TOC higher than 0.3%; while the carbonate rocks of the Majiagou Formation in the central and east regions of the Ordos Basin, deposited under lagoon or platform evaporate, strong deoxidized environment, show relatively higher organic carbon content and high proportion of the effective gas source rock with TOC higher than 0.3%. It could be proposed that the carbonate rock of the Majiagou Formation in the central and east regions of the Ordos Basin is the main source rock of oil-type natural gas accumulated in the central gas field.

**Key words:** Ordos Basin; Majiagou Formation; Organic carbon; Saturated hydrocarbons; Biomarker compounds