

文章编号: 1001-6112(2006)06-0574-07

# 胶莱盆地烃源岩分布及有机地球化学特征

刘 华<sup>1,2</sup>, 李 凌<sup>2</sup>, 吴智平<sup>3</sup>

(1. 中国科学院 广州地球化学研究所, 广州 510640;

2. 胜利油田 地质科学研究院, 山东 东营 257015;

3. 中国石油大学(华东), 山东 东营 257061)

**摘要:** 胶莱盆地为一中生代陆相残留盆地, 其暗色泥页岩主要发育于莱阳组水南段。运用野外露头、地震、钻井等资料, 综合沉积相、古水流方向的研究, 对水南段暗色泥页岩的展布特征进行了分析; 在此基础上, 应用多项分析测试技术, 分别对胶莱盆地莱阳凹陷、平度—夏格庄凹陷、高密—诸城凹陷 3 个构造单元水南段暗色泥页岩的有机质丰度、类型和热演化程度特征进行了详细分析。研究表明, 莱阳凹陷和平度—夏格庄凹陷是胶莱盆地源岩发育最好的区域, 有机质丰度可达好、较好烃源岩标准, 类型以 I 型、II<sub>1</sub> 型为主, 且处于热演化成熟阶段, 因此是胶莱盆地油气勘探的有利区域。

**关键词:** 烃源岩; 有机质丰度; 热演化; 胶莱盆地

**中图分类号:** TE122.1

**文献标识码:** A

胶莱盆地为一受中生代中、晚期断裂活动控制和改造的中生代陆相残留盆地, 位于鲁东隆起区中部, 北与胶北隆起呈超覆接触关系, 南部以五莲—荣城断裂为界与胶南隆起相邻, 西与郯庐断裂带相接, 东北部延伸入黄海与千里岩断裂和千里岩隆起相连。由于构造抬升, 地层遭受强烈剥蚀, 盆地面貌保存不完整。人们根据盆地现今基底起伏、白垩系厚度、断层的分割控制作用和断块构造特征等, 将胶莱盆地划分为 7 个次级构造单元, 即: 诸城凹陷、柴沟地垒、高密凹陷、大野头凸起、莱阳凹陷、牟平—即墨断裂带和海阳凹陷, 其中高密凹陷又进一步划分为夏格庄洼陷、平度洼陷、李党家—马山凸起、高密洼陷 4 个相对独立的构造单元<sup>[1~4]</sup>(图 1)。

胶莱盆地已有 40 多年的勘探历史, 尽管人们认为胶莱盆地具有良好的烃源岩及生储盖组合, 经历了生排烃的过程, 有着丰富的油气显示<sup>[5,6]</sup>, 但至今对该区油气资源量、勘探方向等问题的认识尚浅, 油气勘探未取得大的突破。笔者认为关键是对烃源岩的数量(源岩的展布、丰度)和质量(有机质类型、热演化程度)问题认识不清。前人研究表明, 烃源岩主要发育于莱阳组下部的道仙庄段和中部的的水南段<sup>[6~8]</sup>。但是, 由于道仙庄段分布范围局限, 沉积厚度较小<sup>[6]</sup>, 而且就地化特征而言, 道仙庄段有机质丰度中等, 类型以混合型和腐殖型(II<sub>2</sub>—III 型)为主, 热演化程度较

高( $R_o$  值大于 1.00%)<sup>[7]</sup>, 所以认为道仙庄段不是胶莱盆地的主要生油层系。为此, 本文从烃源岩的展布和地球化学特征入手, 对胶莱盆地水南段烃源岩做进一步剖析, 旨在深化对该区油气前景的认识, 进而较为具体地指出油气勘探的有利区域。

## 1 水南段暗色泥岩分布特征

水南段是盆地发育鼎盛时期的产物, 为典型湖泊相沉积, 沉积物色调暗, 粒度细, 岩性以深灰色、灰黑色页岩、粉砂质泥岩为主, 含有丰富的动植物化石。本文通过对 20 余条野外剖面的实测、踏勘, 结合地震钻井资料, 综合沉积相、古水流方向的研究, 认为在莱阳组沉积期, 胶莱盆地可以分为莱阳凹陷、平度—夏格庄凹陷、高密—诸城凹陷和海阳凹陷 4 个相对独立的沉积单元, 在此基础上, 绘制了水南段暗色泥岩等厚图(图 1)。从图中可以看出, 莱阳凹陷和平度—夏格庄凹陷是胶莱盆地暗色泥页岩最发育的地区, 累计厚度可达 200 m; 高密—诸城凹陷尽管湖盆面积大, 但由于沉积速率大于基底的沉降速率<sup>[9]</sup>, 深湖—半深湖相不发育, 主要以粗碎屑沉积为主, 暗色泥页岩分布局限, 且厚度小; 牟即断裂带内暗色泥页岩的分布主要集中在北部地区, 最大厚度在 150 m 左右; 海阳凹陷目前资料较少, 推测其暗色泥页岩的最大厚度在 150~200 m 之间。

**收稿日期:** 2006-01-21; **修订日期:** 2006-09-30。

**作者简介:** 刘 华(1962—), 男(汉族), 四川新都人, 高级工程师, 主要从事油气勘探领域的研究。

**基金项目:** 国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(1999043304)。

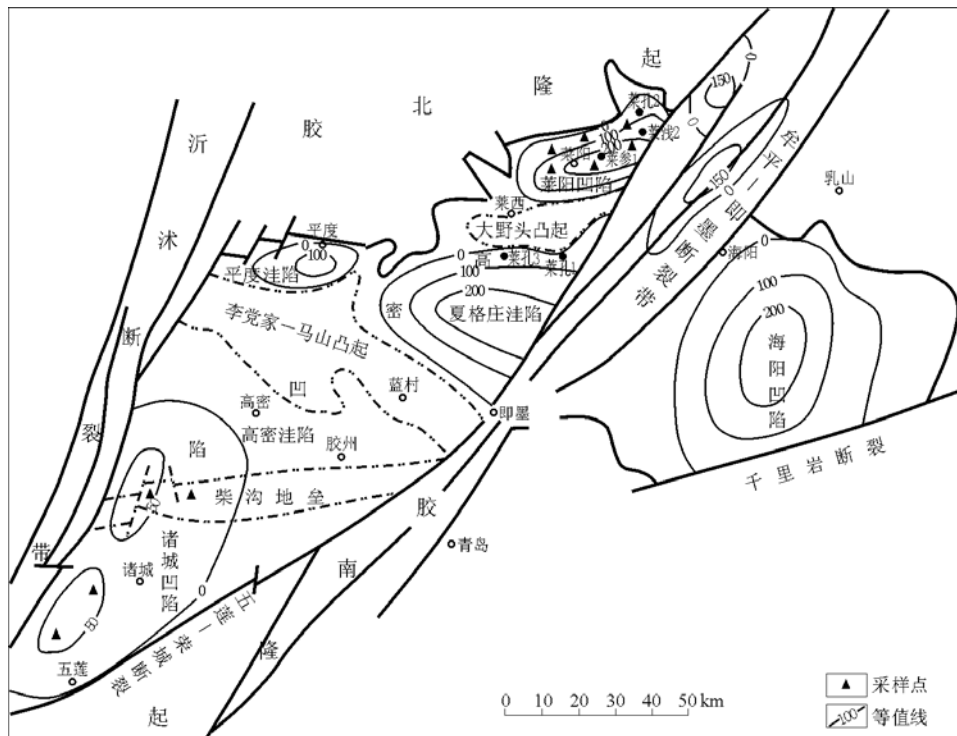


图1 胶莱盆地构造分区及水南段暗色泥页岩厚度等值线

Fig. 1 Tectonic units and contour of the dark mudshales thickness in Shuinan Member, the Jiaolai Basin

## 2 烃源岩有机地球化学特征

### 2.1 样品采集和实验

本次研究样品均采自莱阳组水南段。井下样品采自莱阳凹陷的莱孔2井、莱参1井、莱浅2井、平度—夏格庄凹陷的莱孔1井、莱孔3井,露头样品采自各野外实测剖面(图1)。对这些样品进行了有机质丰度、类型、热演化特征分析,分析项目包括有机碳分析,氯仿沥青“A”抽提测定,干酪根显微组分鉴定,镜质体反射率测定,热解分析,生物标志物色谱—质谱分析。

采用CS—444型有机碳分析仪测定有机碳含量;采用YS—全自动多功能抽提仪测定氯仿沥青“A”含量;采用Leica DMRXP荧光显微镜测试岩样,鉴定显微组分,并进行类型划分;采用UMSP—50显微光度计进行镜质体反射率测定;采用ROCK—EVAL6型岩石热解仪进行热解分析;生物标志物色谱—质谱分析仪器为Agilent 6890 GC/5973N MSD 色谱连用仪,色谱柱为DB5—MS,柱长60 m,内径0.25 mm,柱前压170 kPa,分流比20:1,气化室温度310℃,传输管线温度310℃,柱起始温度100℃,升温速率4.0℃/min,恒温20 min,离子源温度250℃,载气为氦气,线速30 cm/s,采集方式为全扫描(SCAN)/多离子检测(SIM)。

### 2.2 烃源岩有机质丰度特征

有机质丰度是烃源岩的数量特征,是形成油气的物质基础。目前常用的有机质丰度指标主要包括有机碳含量、氯仿沥青“A”含量、生烃潜量和总烃含量等<sup>[10]</sup>。本文主要依据黄第藩等<sup>[11]</sup>提出的我国陆相烃源岩有机质丰度的分级评价标准,并结合前人的研究成果,分别对胶莱盆地各凹陷源岩的有机质丰度特征进行了分析。

#### 2.2.1 莱阳凹陷

有机碳含量:井下样品119块,达到好或较好烃源岩标准的51块,占43%;较差烃源岩17块,占14%。露头样品86块,达到好或较好烃源岩标准的样品有35块,占41%;较差烃源岩10块,占12%(图2)。

氯仿沥青“A”含量:井下样品41块,达到好或较好烃源岩标准的样品有26块,占63%;较差烃源岩9块,占22%。露头样品24块,达到好或较好烃源岩标准的样品有8块,占33%;较差烃源岩13块,占54%(图3)。

生烃潜量:井下样品54块,全部来自莱孔2井,达到好或较好烃源岩标准的样品有35块,占65%;较差烃源岩2块,占4%。露头样品57块,达到好或较好烃源岩标准的样品有7块,仅占12%;较差烃源岩8块,占14%(图4)。

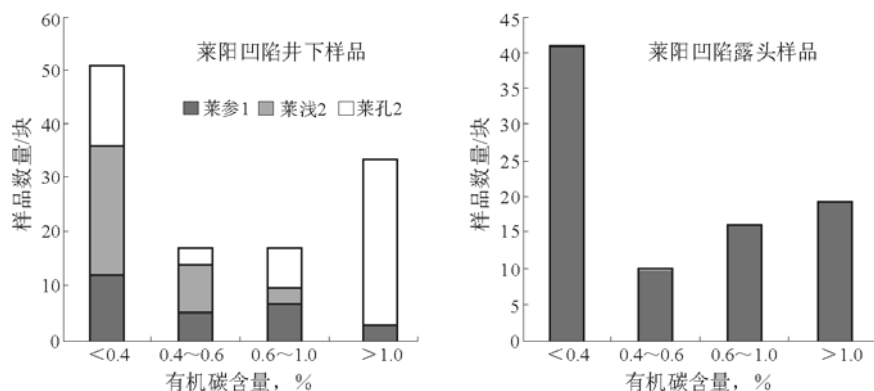


图 2 胶莱盆地莱阳凹陷烃源岩有机碳含量

Fig. 2 Histogram of organic carbon content of the hydrocarbon source rocks in the Laiyang Sag, the Jiaolai Basin

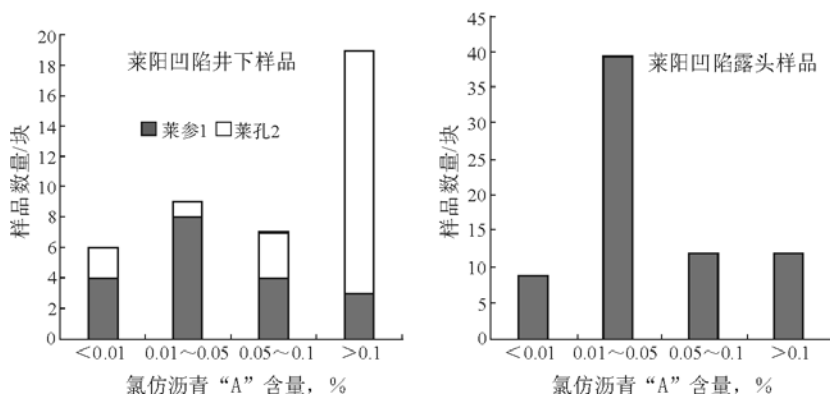


图 3 胶莱盆地莱阳凹陷烃源岩氯仿沥青“A”含量

Fig. 3 Histogram of chloroform asphalt “A” content of the hydrocarbon source rocks in the Laiyang Sag, the Jiaolai Basin

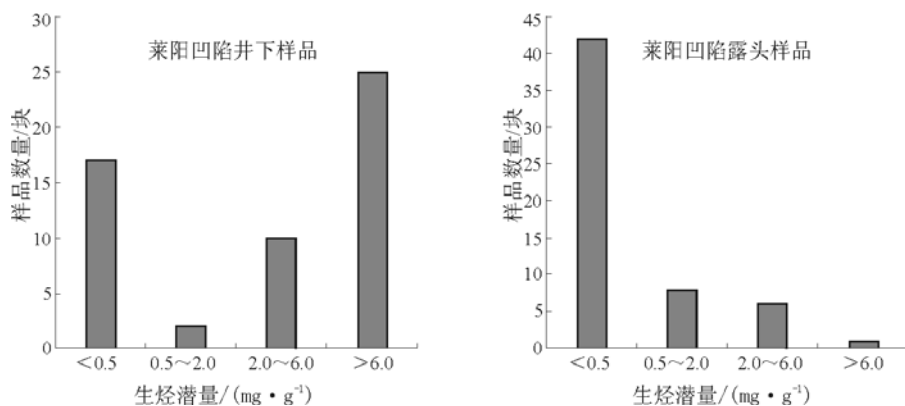


图 4 胶莱盆地莱阳凹陷烃源岩生烃潜量

Fig. 4 Histogram of hydrocarbon generation potential of the source rocks in the Laiyang Sag, the Jiaolai Basin

就莱阳凹陷而言,采集的样品既有井下样品,也有露头样品,尽管它们之间不存在严格的对应关系,但我们可以对其进行统计学上的比较。从有机碳含量来看,在露头样品和井下样品中,好、较好、较差烃源岩、非烃源岩样品在各自样品总数中所占

的百分比大致相同(图 2);但从氯仿沥青“A”含量和生烃潜量这 2 个参数来看,井下样品中好、较好烃源岩的数量要明显地高于露头样品,这可能是露头样品遭受风化淋漓的结果。由于水南段烃源岩在胶莱盆地中出露不均衡,有的地区只有露头样品

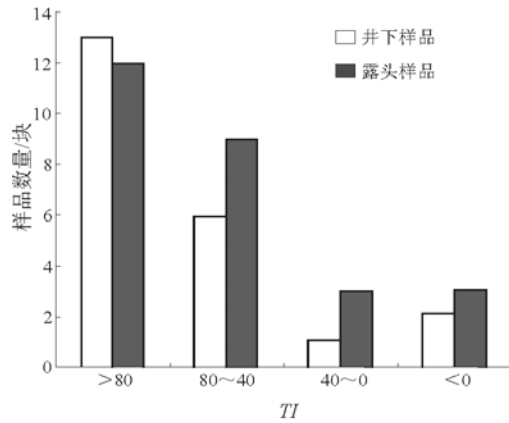


图 5 胶莱盆地莱阳凹陷烃源岩类型指数

Fig. 5 Histogram of type index of hydrocarbon source rocks in the Laiyang Sag, the Jiaolai Basin

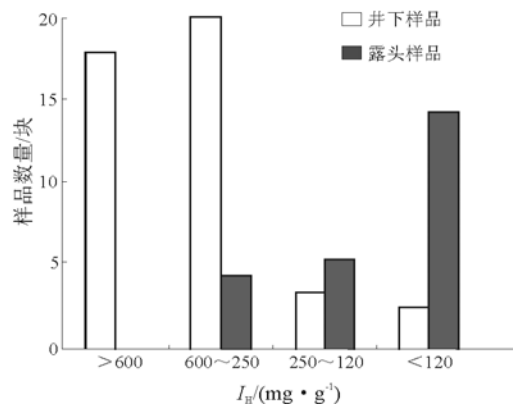


图 6 胶莱盆地莱阳凹陷烃源岩热解氢指数

Fig. 6 Histogram of hydrogen index of hydrocarbon source rocks in the Laiyang Sag, the Jiaolai Basin

或只有井下样品,因此为了更准确地对比各凹陷中源岩的有机质丰度,可以选择有机碳含量作为标准。

### 2.2.2 平度—夏格庄凹陷

在 13 块井下样品中,有机碳含量相对较低。有 6 块样品的有机碳含量小于 0.4%,有 3 块样品达到较差烃源岩标准,另外 4 块样品达到较好烃源岩标准。

### 2.2.3 高密—诸城凹陷

在 19 块露头样品中,只有 1 块样品的有机碳含量达到较好烃源岩标准,1 块样品达到较差烃源岩标准,其余均为非烃源岩。

## 2.3 烃源岩有机质类型特征

有机质类型综合地反映了沉积有机质的母质来源、组成特征及生烃潜力,是烃源岩评价的重要因素和依据之一。本次研究主要应用于酪根显微组分、热解氢指数、氯仿沥青“A”族组分、生物标志化合物等指标判断有机质的类型。

### 2.3.1 莱阳凹陷

类型指数(TI):依据干酪根各显微组分的百分含量,采用类型指数 TI 划分有机质类型是较为常用的一种方法。一般认为, TI > 80 为 I 型, TI 在 80~40 为 II<sub>1</sub> 型, TI 在 40~0 为 II<sub>2</sub> 型, TI < 0 为 III 型<sup>[12]</sup>。在莱阳凹陷 27 块露头样品中,有 12 块样品为 I 型,占 44%, 9 块样品为 II<sub>1</sub> 型,占 33%;井下样品以莱孔 2 井为例,在 22 块样品中,有 13 块样品为 I 型,占 59%, 6 块样品为 II<sub>1</sub> 型,占 27%(图 5)。

热解氢指数(I<sub>H</sub>):43 块井下样品来自莱孔 2 井,23 块露头样品来自各野外剖面。井下样品中有 88% 的样品氢指数大于 250 mg/g,有机质类型

属于 I 型或 II<sub>1</sub> 型;而野外露头样品中有 83% 的样品氢指数小于 250 mg/g,属于 II<sub>2</sub> 型或 III 型(图 6)。

氯仿沥青“A”族组分:莱孔 2 井 18 块样品的氯仿沥青“A”族组分较一致,饱和烃含量一般为 40%~60%,芳烃含量为 15%~25%,而非烃和沥青质的含量多为 25%~40%(图 7);饱芳比为 1.7~3.6,平均 2.4,表明有机质类型以 I 型、II<sub>1</sub> 型为主。莱参 1 井 14 块样品中有 10 块样品的饱芳比大于 2.5,有机质以 I 型为主;另有 4 块样品的饱芳比明显小于 1.5,应属 II<sub>2</sub> 型或 III 型有机质。

生物标志化合物:通常用规则甾烷化合物组成判断有机质来源,一般认为 C<sub>27</sub> 和 C<sub>28</sub> 甾烷主要来源于低等水生藻类,而 C<sub>29</sub> 甾烷既可来源于藻类也可来源于高等植物<sup>[7]</sup>。莱参 1 井、莱浅 2 井及露头

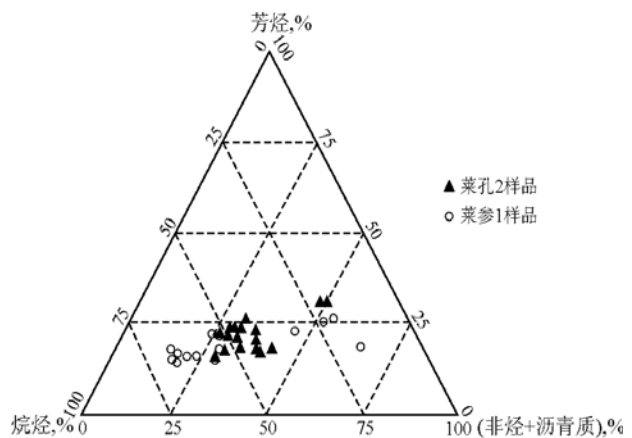


图 7 胶莱盆地莱阳凹陷井下样品氯仿沥青“A”族组分三角图

Fig. 7 Triangular diagram of chloroform asphalt 'A' group composition of downhole samples in the Laiyang Sag, the Jiaolai Basin

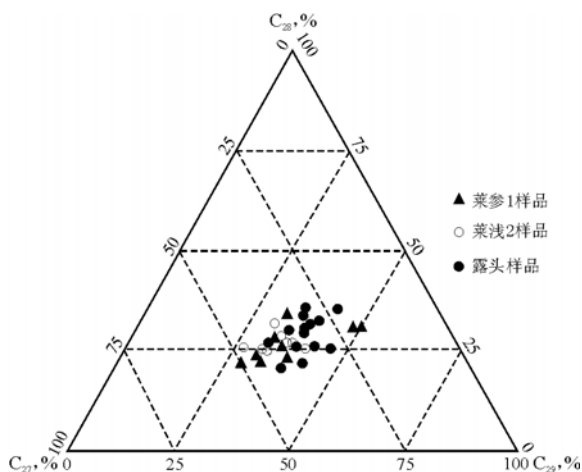


图8 胶莱盆地莱阳凹陷规则甾烷组成三角图  
Fig. 8 Triangular diagram of relative ingredient of regular sterane in Laiyang Sag, Jiaolai Basin

样品的源岩有机质主要源自低等水生藻类,混杂有陆源高等植物(图8)。此外,在莱参1井的2个样品(深度分别为222.9 m和234.8 m)中检测到了较高含量的胡萝卜烷和伽马蜡烷,表征源岩形成于强还原、半咸水—咸水沉积环境。

综合上述分析,莱阳凹陷烃源岩类型以I型、II<sub>1</sub>型为主,其有机质主要来源于低等水生藻类,混杂有陆源高等植物,形成于强还原、半咸水—咸水

沉积环境。此外,除了岩石热解氢指数之外,其余各参数露头样品与井下样品均表现出了良好的一致性,因此在采用露头样品评价源岩有机质类型时,应避免用岩石热解氢指数,可采用类型指数、生物标志化合物作为标准,这样可避免由于露头样品遭受风化淋漓作用给源岩有机质类型评价带来的误差。

### 2.3.2 平度—夏格庄凹陷

选择莱孔1井中的2块样品,对其进行色谱—质谱分析。这2块样品的  $m/z \approx 217$  和  $m/z \approx 191$  质量色谱图表明,甾烷、三环萜烷和藿烷系列化合物十分丰富(图9)。根据实验测得的数据对烃源岩的生物标志化合物特征进行分析,计算出各类地化指标(表1)。

一般认为姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)的比值能够反映沉积环境。这2个样品均具有植烷优势,反映烃源岩形成于还原环境中<sup>[13]</sup>;重排甾烷/规则甾烷的比值分别为0.132和0.159,孕甾烷/C<sub>29</sub>甾烷20R的比值分别为0.194和0.153,表明水质的咸化程度较高;2个样品的伽马蜡烷/C<sub>30</sub>藿烷值分别为0.289和0.185,亦表明该沉积期水体盐度较高。

所分析的2个样品的(C<sub>27</sub>+C<sub>28</sub>)含量明显多于C<sub>29</sub>的含量,因此,有机质主要来源于低等水生生物。

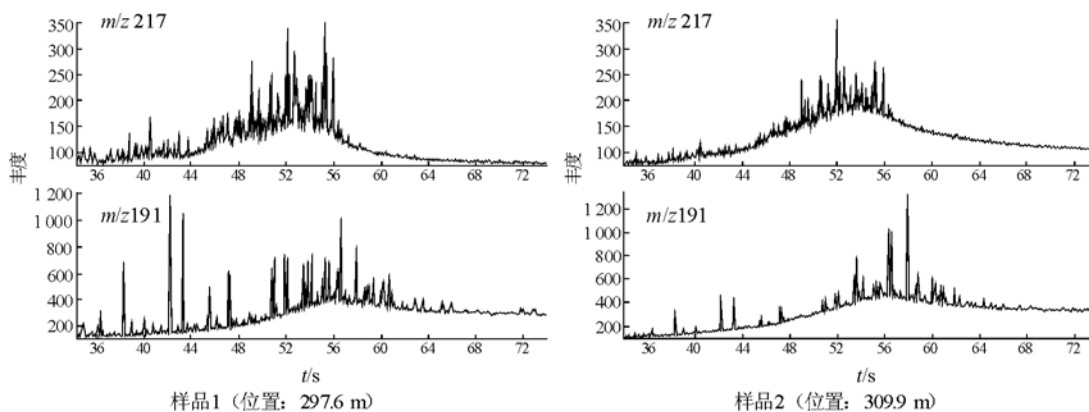


图9 胶莱盆地莱孔1井样品甾烷( $m/z \approx 217$ )和萜烷( $m/z \approx 191$ )质量色谱图  
Fig. 9 Sterane( $m/z \approx 217$ ) and terpane( $m/z \approx 191$ ) mass chromatogram of the samples in Well Laikong 1 in the Jiaolai Basin

表1 胶莱盆地莱孔1井源岩样品生物标志化合物特征参数  
Table 1 Biomarker compound parameters of the hydrocarbon source rocks in Well Laikong 1 in the Jiaolai Basin

样号	Pr/Ph	规则甾烷组分相对含量, %			奥利烷/ C <sub>30</sub> 藿烷	C <sub>29</sub> 甾烷 20S/ 22(S+R)	C <sub>29</sub> 甾烷 αββ/ (ααα+αββ)	Tm/Ts
		C <sub>27</sub>	C <sub>28</sub>	C <sub>29</sub>				
1	0.875	38.7	27.4	33.9	0.057	0.404	0.587	1.173
2	0.936	39.9	28.0	32.1	0.032	0.418	0.544	1.091

C<sub>27</sub>甾烷(20R)/C<sub>29</sub>甾烷(20R)值分别为 1.259 和 1.272,表明低等水生生物占优势,但又有一定比例的高等植物输入。奥利烷被认为是白垩系或更年轻地层中出现的陆相有机质输入的标志物<sup>[7,8]</sup>,2 块样品中均检测到微量奥利烷的存在,表明高等植物对本区源岩有机质的贡献较小。

上述各项生物标志化合物指标表明,平度—夏格庄凹陷水南段烃源岩形成于较高盐度的还原环境中,有机质的输入以低等水生生物和原生生物为主,高等植物对其贡献较小。

### 2.3.3 高密—诸城凹陷

在 12 块露头样品中,干酪根显微组分以腐泥组为主,但变化范围较大,在 20.3%~98.3%之间,平均为 64.8%;其次为镜质组,在 1.7%~79.7%之间变化,平均为 35.1%;11 块样品不含壳质组和惰质组(表 2)。干酪根显微组分特征反映了水南段有机质来源复杂,既有低等植物,也有高等植物。就干酪根类型而言,既有腐泥型,

又有腐殖型。

## 2.4 烃源岩热演化程度特征

镜质体反射率(R<sub>o</sub>)目前被认为是研究有机质成熟度的最佳参数之一,一般认为,R<sub>o</sub>为 0.5%时即进入了生油门限。生物标志化合物中各种有机化学构型参数也是判断成熟度的良好指标。此外,岩石热解最高峰温(T<sub>max</sub>)也可以用于成熟度的研究,但是当源岩中热解烃含量较低时,会给热解最高峰温的取值带来较大的误差<sup>[14]</sup>。因此,本次研究主要应用镜质体反射率和生物标志化合物分析源岩的热演化程度。

### 2.4.1 莱阳凹陷

从镜质体反射率直方图(图 10)中可以看出,在 41 块井下样品中,达到成熟热演化阶段的样品有 40 块,其中 20 块样品处于低成熟阶段;在 17 块露头样品中,处于热演化成熟阶段的样品有 14 块,占样品总数的 82.4%,其中低成熟样品 9 块,占样品总数的 52.9%。

表 2 胶莱盆地高密—诸城凹陷露头样品干酪根显微组分及类型划分

Table 2 Microcomponents and types of kerogen of the outcrop samples in the Gaomi-Zhucheng Sag, the Jiaolai Basin %

样品编号	腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组	类型指数	类型
ZC2-6	56.0	0.0	44.0	0.0	23.0	II <sub>2</sub>
ZC2-15	98.3	0.0	1.7	0.0	97.1	I
ZC2-18	93.0	0.0	7.0	0.0	87.8	I
ZC2-24	87.7	0.0	12.3	0.0	78.4	II <sub>1</sub>
ZC3-26	27.7	0.0	72.3	0.0	-26.6	III
ZC3-29	29.7	0.0	70.3	0.0	-23.1	III
ZC3-32	66.0	0.0	32.3	1.7	40.1	II <sub>1</sub>
ZC3-33	86.3	0.0	13.7	0.0	76.1	II <sub>1</sub>
ZC3-34	82.0	0.0	18.0	0.0	68.5	II <sub>1</sub>
ZC3-37	20.3	0.0	79.7	0.0	-39.4	III
ZC3-39	91.0	0.0	9.0	0.0	84.3	I
ZC3-46	39.3	0.0	60.7	0.0	-6.2	III

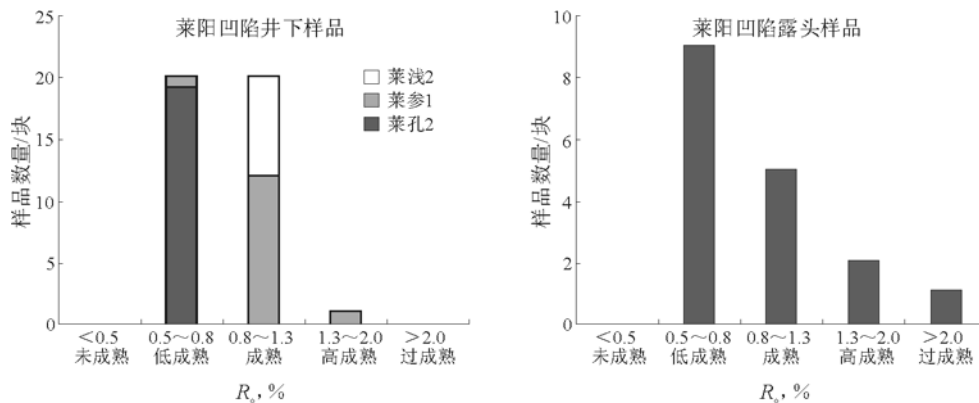


图 10 胶莱盆地莱阳凹陷烃源岩镜质体反射率

Fig. 10 Histogram of vitrinite reflectance of the hydrocarbon source rocks in the Laiyang Sag, the Jiaolai Basin

#### 2.4.2 平度—夏格庄凹陷

$C_{29}$  甾烷的  $20S/20(S+R)$  和  $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$  是常用的甾烷成熟度参数<sup>[15]</sup>。如表 1 所示, 该凹陷 2 个样品的值均大于 0.4, 表明烃源岩已进入生油门限, 但均未达到平衡值。2 个样品的  $C_{31}$  藿烷  $22S/22(S+R)$  值分别为 0.328 和 0.541,  $C_{32}$  藿烷  $22S/22(S+R)$  值分别为 0.559 和 0.583,  $T_m/T_s$  值均小于 1.5, 这些亦表明烃源岩已经达到了生油门限。

#### 2.4.3 高密—诸城凹陷

在该凹陷 10 块露头样品中, 除 1 块达到高成熟阶段 ( $R_o = 1.49\%$ ) 外, 其余样品的  $R_o$  值为  $0.72\% \sim 0.99\%$ , 表明其有机质的热演化已达到成熟阶段。

### 3 结论

从源岩分布来看, 莱阳凹陷和平度—夏格庄凹陷是胶莱盆地暗色泥页岩最发育的地区, 高密—诸城凹陷暗色泥页岩分布局限且厚度小。

从地化指标来看, 各凹陷的源岩有机质丰度、类型存在一定的差异。莱阳凹陷有机质丰度整体可达好、较好烃源岩标准, 有机质类型以 I 型、II<sub>1</sub> 型为主, 来源于低等水生藻类, 混杂有陆源高等植物, 形成于强还原、半咸水—咸水沉积环境; 平度—夏格庄凹陷有机质类型与莱阳凹陷相似, 但有机质丰度相对较低; 高密—诸城凹陷的源岩丰度和类型相对较差, 仅有少量样品的有机质丰度达到了烃源岩标准的下限, 有机质类型既有腐泥型, 又有腐殖型。就热演化程度而言, 整个胶莱盆地的水南段烃源岩都已经进入生烃门限, 处于热演化成熟阶段。

因此, 莱阳凹陷、平度—夏格庄凹陷是胶莱盆

地烃源岩发育最好的区域, 也是胶莱盆地油气勘探最有利的区域。

#### 参考文献:

- 1 胜利油田石油地质志编写组. 中国石油地质志(卷六) 胜利油田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993. 491~505
- 2 陆克政, 戴俊生. 胶莱盆地的形成和演化[M]. 东营: 石油大学出版社, 1993. 1~144
- 3 李桂群, 范德江. 胶莱盆地构造单元划分及其特征[J]. 青岛海洋大学学报, 1994, 24(2): 239~246
- 4 翟慎德. 胶莱盆地莱阳凹陷构造特征及演化[J]. 石油实验地质, 2003, 25(2): 137~142
- 5 王秉海, 钱凯. 胜利油区地质研究与勘探实践[M]. 东营: 石油大学出版社, 1992. 18~22
- 6 李桂群, 范德江, 任景民. 胶莱盆地发育演化及其油气前景探讨[J]. 青岛海洋大学学报, 1994, 24(3): 413~419
- 7 任拥军, 查明. 胶莱盆地东北部白垩纪烃源岩有机地球化学特征[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2003, 27(5): 16~20
- 8 翟慎德, 任拥军, 查明. 胶莱盆地白垩系烃源岩生物标志物[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(5): 392~395
- 9 吴智平, 李凌, 李伟等. 胶莱盆地莱阳期原型盆地的沉积格局及有利油气勘探区选择[J]. 大地构造与成矿学, 2004, 28(3): 330~337
- 10 曹高社, 柳忠泉, 刘德良等. 合肥盆地中—新生界烃源岩地球化学与构造背景分析[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3): 287~291
- 11 胡见义, 黄第藩. 中国陆相石油地质理论基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991. 181~186
- 12 陈丽华, 许怀先, 万玉金. 生储盖层评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999. 12
- 13 梁宏斌, 朱光有, 张水昌等. 冀中拗陷晋县凹陷下第三系断陷湖盆的演化与烃源岩的形成[J]. 石油实验地质, 2005, 27(6): 583~587
- 14 于会娟, 刘洛夫, 赵磊. 柴达木盆地东部地区古生界烃源岩研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2001, 25(4): 24~29
- 15 任拥军, 纪友亮, 李瑞雪. 南祁连盆地热水—默勒地区上三叠统可能烃源岩地球化学特征[J]. 西北地质, 2001, 34(2): 75~81

## DISTRIBUTION AND ORGANIC GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF HYDROCARBON SOURCE ROCKS IN THE JIAOLAI BASIN

Liu Hua<sup>1,2</sup>, Li Ling<sup>2</sup>, Wu Zhiping<sup>3</sup>

(1. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China;

2. Research Institute of Geological Sciences, Shengli Oilfield Corporation Ltd., SINOPEC, Dongying

Shandong 257015, China; 3. China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061, China)

**Abstract:** Based on the data of field outcrops and wells in the Jiaolai Basin, the authors believed that the dark mudshales mainly developed in Shuinan Member of Laiyang Formation. Distribution characteristics of the dark mudshales in Jiaolai Basin were analyzed on the basis of measurement and exploration of field

(to be continued on page 585)

- 7 张春明,金迪威. 塔中地区轻烃特征及其意义[J]. 石油与天然气地质,1997,18(4):332~334
- 8 Mango F D. The origin of light hydrocarbons in petroleum: A kinetic test of steady-state catalytic hypothesis[J]. Geochim Cosmochim Acta,1990,54:1315~1323
- 9 张敏,张俊. 塔中地区不同Mango轻烃参数原油的地球化学特征[J]. 断块油气田,1999,7(1):14~17
- 10 朱扬明,张春明. Mango轻烃参数在塔里木原油分类中的应用[J]. 地球化学,1999,28(1):26~33
- 11 张敏,张俊,徐中一. 轻烃星图在石油勘探中的应用[J]. 石油勘探与开发,1998,25(2):30~33
- 12 张林晔,李钜源,李祥臣等. 细菌降解气轻烃组成及气源对比[J]. 石油实验地质,1996,18(1):88~95
- 13 蒋启贵,陈伟钧,金聚畅等. 岩石低沸点轻烃指纹分析方法研究[J]. 石油实验地质,2004,26(5):493~495

## CHARACTERISTICS OF LIGHT HYDROCARBON IN OIL SEEPING ROCKS IN THE HONGHUAYUAN FORMATION OF ORDOVICIAN, HOUBA, ZUNYI

Wang Jinyi<sup>1</sup>, Gao Lin<sup>2</sup>, Yao Junxiang<sup>3</sup>, Wu Weiwen<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Geology, Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China; 2. Southern E & P Company, SINOPEC, Kunming, Yunnan 650200, China; 3. Jingzhou Research Institute of New Prospect Exploration, Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Jingzhou, Hubei 434100, China)

**Abstract:** Oil seepage and bitumen have been found in biocalcarene in the Honghuayuan Formation of Ordovician in Houba, Zunyi. Gas/source rock and bitumen/source rock comparisons have indicated that, light hydrocarbon C<sub>6+7</sub> compositions in the Sinian, Cambrian and Ordovician productive formations are almost the same. Star maps of light hydrocarbon in Ordovician oil seeping limestone, Sinian mudstone and Cambrian bitumen sandstone are similar, which means that, oil seepages in the Honghuayuan Formation mainly come from over mature and high mature marine source rocks in the Lower Palaeozoic. Petroleum migrates for a long distance and is reserved in Ordovician. A set of special oil-bearing composition and an exploration field with the O<sub>1h</sub> fossil weathered residuum reservoir as the target may exist. To the west of Xingwen-Xuyong, reservoir and cap formation are kept well in the Lower Palaeozoic. Accumulation may be found in proper tectonic traps. Light hydrocarbon C<sub>6+7</sub> compositions in Silurian and Permian are quite different from those in Sinian, Cambrian and Ordovician with incomparable star maps, indicating the differences between hydrocarbon generation parent and deposition environment.

**Key words:** gas/source rock; bitumen/source rock; light hydrocarbon in rock; oil seepage and bitumen; accumulation history; the Honghuayuan Formation of Ordovician; Guizhou Province

(continued from page 580)

sections, combining with the seismic data and the study on sedimentary facies and paleocurrent orientations. Moreover, the abundance, types and maturity of the organic matters from the dark mudshales in Shuinan Member of Laiyang Formation, which are in different tectonic units of Jiaolai Basin, such as Laiyang Sag, Pingdu-Xiagezhuang Sag, Gaomi-Zhucheng Sag, were studied by means of several analysis methods. Study results show that hydrocarbon source rocks in Jiaolai Basin mainly developed in Laiyang Sag and Pingdu-Xiagezhuang Sag. The abundance of organic matter is higher and can come up to the standard of fairly good hydrocarbon source rocks or good hydrocarbon source rocks. Most of the organic matters are type I to II<sub>1</sub>. The organic matter is in the evolution stage of maturation. So, the Laiyang Sag and Pingdu-Xiagezhuang Sag are the favorable exploration areas in the Jiaolai Basin.

**Key words:** hydrocarbon source rock; abundance of organic matter; maturity; the Jiaolai Basin