

文章编号: 0253-2697(2013)S2-066-08 DOI: 10. 7623/syxb2013S2008

北部湾盆地乌石凹陷流沙港组油页岩发育的主控因素

徐新德 张迎朝 黄义文 熊小峰 李旭红

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院 广东湛江 524057)

摘要:北部湾盆地乌石凹陷流沙港组油页岩具有良好的生油潜力,但由于其发育条件和空间分布不清,造成生烃潜力评价存在困难。为此,在油页岩地化特征评价的基础上,对乌石凹陷和涠西南凹陷流沙港组油页岩发育的古湖泊学特征及主控因素开展了对比分析。研究结果认为,在流沙港组油页岩沉积时期,湖泊藻类爆发性繁盛,为油页岩的形成提供了充足的物质条件;而较强的水体还原环境为有机质提供了良好的保存条件;不同的古湖泊演化历史,导致了乌石凹陷和涠西南凹陷流沙港组油页岩发育特征和空间分布存在差异。乌石凹陷内部较为复杂的构造沉降和沉积古地貌、分割性沉积水体,是流沙港组油页岩发育与分布规律性不强的根本原因。

关键词:油页岩;富有机质;流沙港组;乌石凹陷;涠西南凹陷;北部湾盆地

中图分类号:TE112.116

文献标识码:A

Major controlling factors for development of oil shale in Liushagang Formation of Wushi sag, Beibuwan Basin

XU Xinde ZHANG Yingzhao HUANG Yiwen XIONG Xiaofeng LI Xuhong

(Research Institute of Zhangjiang Branch, CNOOC China Limited, Zhanjiang 524057, China)

Abstract: Oil shale in the Liushagang Formation of Wushi sag has great potential for oil generation. However, it remains difficult to evaluate the oil shale's potential for hydrocarbon generation due to a lack of knowledge regarding its developmental condition and spatial distribution. Based on geochemical characteristic analysis, a comparative study is carried out on the paleolimnological characteristics and major controlling factors for the development of oil shale in Liushagang Formation between Wushi sag and Weixinan sag. Results show that in the depositional period of oil shale of the Liushagang Formation, planktonic algae thrived explosively and provided adequate material condition for oil shale formation, whereas the strong reducing environment was favorable for conserving organic matter. Different paleolimnological evolution resulted in various characteristics of oil shale development and distribution in the Liushagang Formation of Wushi sag and Weixinan sag. Then it is concluded that complex tectonic subsidence, depositional paleotopography and disjunctive water body in Wushi sag were fundamental causes for the complex characteristics of oil shale development and distribution in the Liushagang Formation.

Key words: oil shale; organic-rich; Liushagang Formation; Wushi sag; Weixinan sag; Beibuwan Basin

乌石凹陷位于北部湾盆地南部坳陷的东北部,其北边以企西隆起南缘为界,西边、南边以流沙凸起与海头北凹陷和迈陈凹陷分隔,东边以⑦号断层与流沙凸起相邻。凹陷总面积为2560 km²,被凹中构造脊分成东洼和西洼。迄今为止乌石凹陷发现了WX17-2等5个含油构造或油田,显示该凹陷良好的含油气远景,这也进一步佐证了该凹陷是北部湾盆地除涠西南凹陷之外的又一个富生烃凹陷。乌石凹陷主力烃源岩为始新统流沙港组湖相地层,以湖盆鼎盛时期的流沙港组二段为主^[1-2]。

目前在乌石凹陷WX17-2构造多口井钻遇流沙港组二段中下部油页岩,厚度为35~180 m,平均厚度131 m,在附近的WX16-1构造则未钻遇该套地层,因此,流沙港组二段油页岩分布较为复杂,从而造成油页岩发育的主控因素不清,生烃潜力评价较为困难。

在涠西南凹陷的流沙港组二段顶、底部也发育一套油页岩,且分布稳定,为此,在油页岩地化特征评价的基础上,对比分析乌石凹陷与涠西南凹陷在浮游生物组成、水体环境以及沉降演化上的差异,进而探讨乌石凹陷流沙港组油页岩发育的主控因素。

1 样品选取

选取乌石凹陷WX17-2构造W-1、W-4、W-5等3口井流沙港组二段中下部17个油页岩样品(图1),开展乌石凹陷油页岩的有机质丰度、有机质类型及生源构成分析。同时,等间距(约20 m)采集乌石、涠西南凹陷流沙港组和涠洲组岩屑样品242个(其中乌石凹陷W-1井61个,W-2井92个,涠西南凹陷W-3井89

基金项目:国家重大科技专项“近海富生烃凹陷资源潜力再评价和新区、新领域勘探方向”(2011ZX05023-001-007)资助。

第一作者及通信作者:徐新德,男,1970年7月生,1994年毕业于大庆石油学院,1997年获石油大学(北京)硕士学位,现为中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院高级工程师,主要从事油气地球化学与成藏研究。Email: xuxd@cnooc.com.cn

个),挑选暗色泥岩或油页岩样品,针对有机壁微体化石(主要是孢粉和浮游藻类)、植物碎屑(主要包括未降解木质、降解木质、煤质、角质和壳质)和无定形有机质

开展孢粉相和浮游藻类分析,以研究油页岩/泥岩中有机质来源、沉积水体特征等^[3-6]。其中,孢粉和藻类实验在同济大学海洋地质国家重点实验室完成。

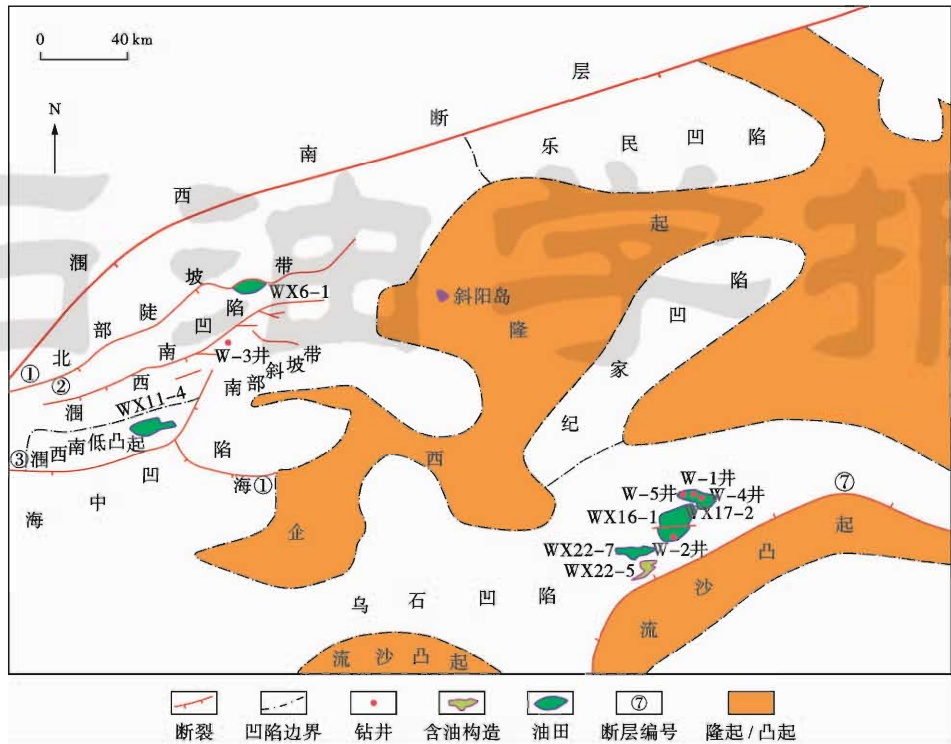


图 1 北部湾盆地乌石凹陷和涠西南凹陷构造区划

Fig.1 Tectonic framework of Wushi sag and Weixinan sag, Beibuwan Basin

2 油页岩地球化学

乌石凹陷流沙港组二段中下部油页岩有机碳含量(TOC)为 2.84%~14.77%,平均 5.83%;生烃潜量

(S₁ + S₂) 在 8.59~102.59 mg/g,平均 29.02 mg/g;氢指数(HI)为 162~664 mg/g,平均 461 mg/g;氯仿沥青“A”在 0.150 0%~1.040 4%,平均 0.440 0%;有机质类型为 I—II₁ 型(表 1)。从生物标志化合物特征可以

表 1 乌石凹陷流沙港组二段中下部油页岩地球化学特征

Table 1 Geochemical characteristics of oil shale in middle-lower part of second member of Liushagang Formation, Wushi sag

井号	样品号	深度/m	TOC/%	(S ₁ + S ₂)/ (mg·g ⁻¹)	HI/ (mg·g ⁻¹)	“A”/%	有机质 类型
W-1	WS-1	2 140~2 145	4.86	26.10	515.43	0.407 5	I + II ₁
	WS-2	2 170	4.14	14.13	326.57	—	
	WS-3	2 195~2 200	4.75	22.26	448.63	0.498 2	
	WS-4	2 235	5.82	37.63	621.13	—	
	WS-5	2 250	4.47	27.87	581.43	0.573 5	
	WS-6	2 280~2 285	14.77	102.59	663.64	0.832 1	
	WS-7	2 335~2 340	12.81	71.91	545.67	0.436 2	
W-4	WS-8	2 070~2 074	5.61	19.80	323.71	0.449 9	I + II ₁
	WS-9	2 130~2 134	2.84	5.59	278.52	0.256 9	
	WS-10	2 168~2 172	4.59	14.06	263.18	0.670 3	
	WS-11	2 210~2 214	12.07	24.25	162.14	1.040 4	
W-5	WS-12	2 320~2 325	2.88	12.99	425.00	0.151 6	I + II ₁
	WS-13	2 330~2 335	5.09	32.95	618.66	0.349 2	
	WS-14	2 366~2 368	3.28	17.41	499.39	0.218 5	
	WS-15	2 374~2 376	3.06	16.41	508.17	0.184 3	
	WS-16	2 394~2 396	3.41	19.22	532.84	0.251 8	
	WS-17	2 410~2 412	4.60	25.21	516.30	0.335 1	

看出,反映低等水生生物来源的 C_{30} -4-甲基甾烷丰富,说明低等水生生物输入高(图 2)。总体上看,流沙港

组二段中下部油页岩有机质丰度高,有机质类型好,具有良好的生油潜力。

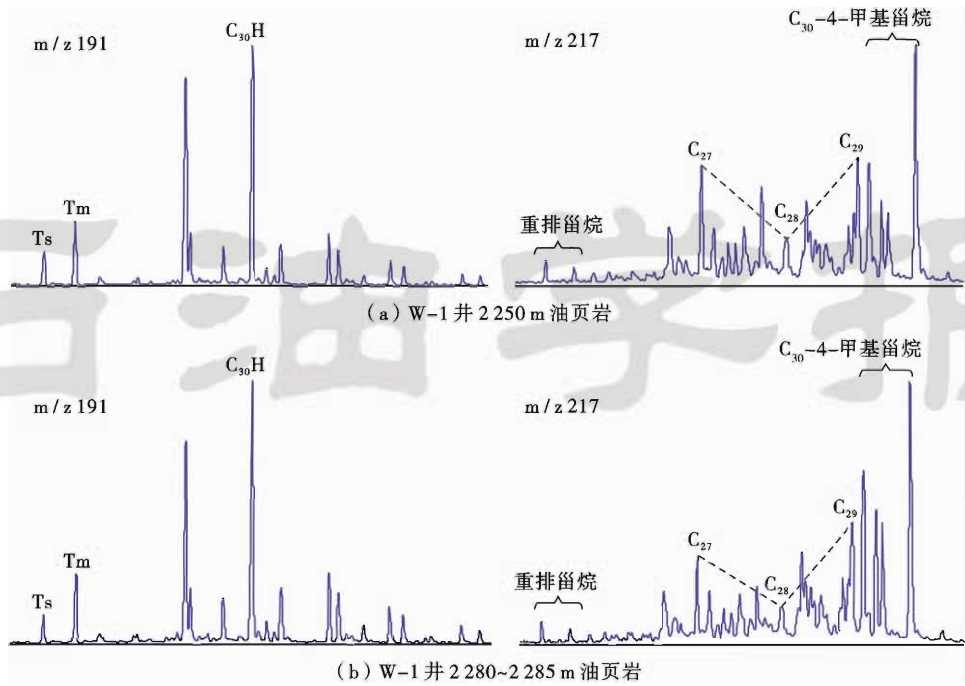


图 2 乌石凹陷流沙港组二段中下部油页岩藿烷类(m/z 191)和甾烷类(m/z 217)生物标志物特征
Fig. 2 Characteristics of hopanoid (m/z 191) and sterane (m/z 217) of oil shale in middle-lower part of second member of Liushagang Formation in Wushi sag

3 富有机质形成环境

形成湖相富有机质生油岩的必要条件有两个,其一是水体富营养物质,有利于藻类等浮游植物大量繁衍,为富有机质的形成提供物质基础;其二是湖水较深,分层性好,水底环境还原性较强,为有机质提供良好的保存条件^[7-11](图 3)。

3.1 有机质显微组成

大量繁盛的浮游植物构成了北部湾盆地流沙港组油页岩发育的重要物质条件。高丰度的浮游藻类是水体富营养化、高生产力的重要标志^[12-13]。从图 4 可以看出,W-1 井从流沙港组三段上部一二段中下部(井深 1915~2718 m),孢粉、藻类组合中浮游藻类的含量高达 35%~74%;到涠洲组浮游藻类含量急剧下降,

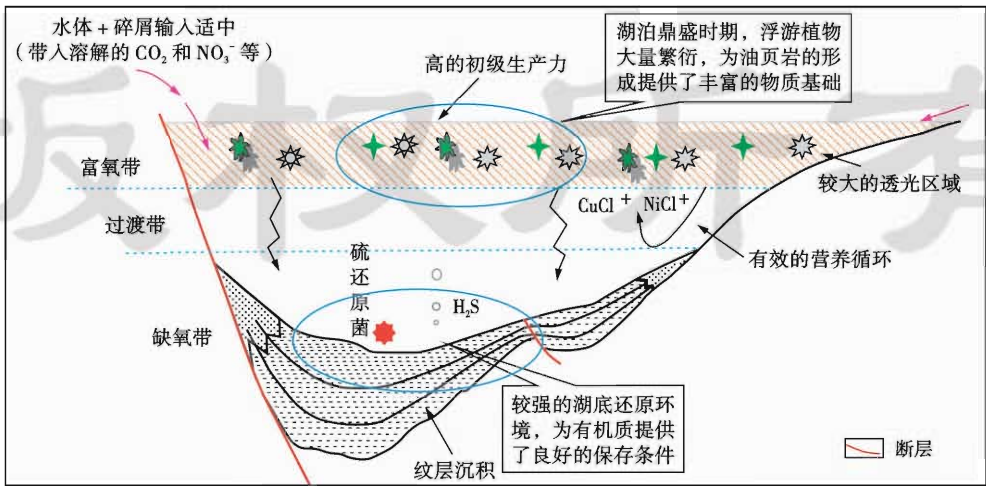
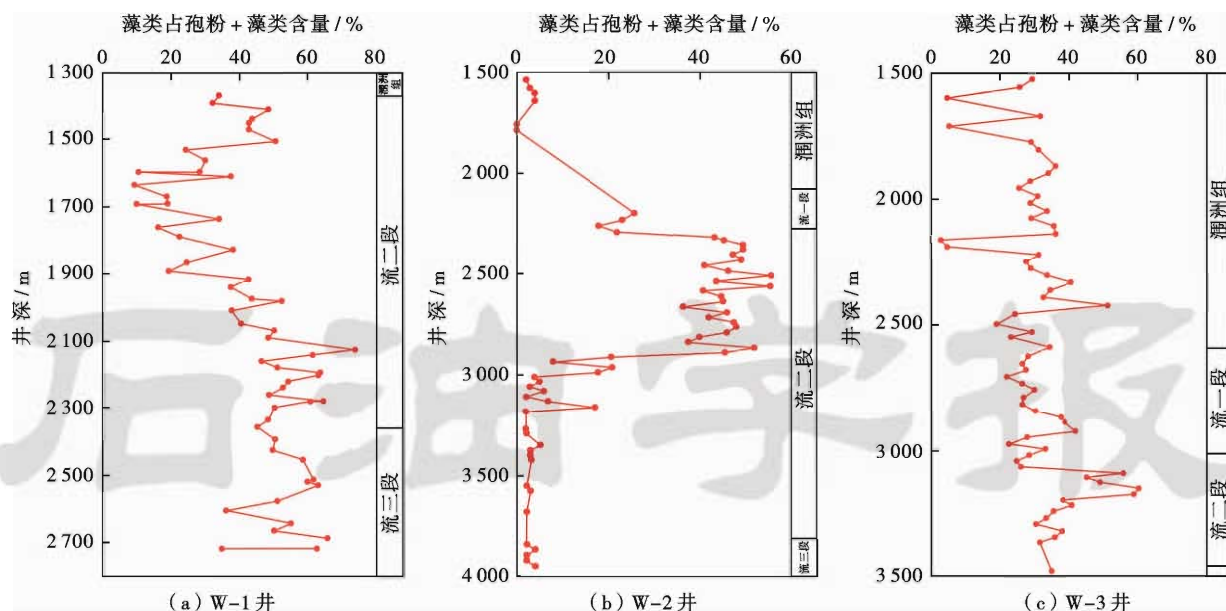


图 3 湖相含油气盆地富有机质源岩发育模式(据文献[7]修改)

Fig. 3 Depositional model of organic-rich source rocks in lacustrine hydrocarbon-bearing basin



注:流三段—流沙港组三段;流二段—流沙港组二段;流一段—流沙港组一段。

图4 北部湾盆地典型井古近系浮游藻类含量变化

Fig. 4 Variation of Paleogene planktonic algae content of three typical wells in Beibuwan Basin

基本上未发现[图4(a)]。W-2井中流沙港组三段—二段下部,浮游藻类含量低;而流沙港组二段中上部(井深2317~2887m)浮游藻类含量急剧上升,孢粉、藻类组合中的浮游藻类含量可高达56%;浮游藻类从流沙港组一段上部开始减少,在涠洲组含量更低[图4(b)]。涠西南凹陷W-3井孢粉、藻类组合中浮游藻类的含量较高,普遍超过20%,最高可达61%,整体为富藻层;从流沙港组二段到涠洲组,浮游藻类含量大体呈下降趋势;极富藻沉积层位于流沙港组二段上部(井深3094~3176m),厚度不大,浮游藻类含量为46%~61%[图4(c)]。

通过对乌石凹陷油页岩及暗色泥岩的全岩显微组分检测发现,油页岩与泥岩在有机质组成上存在明显差异。油页岩中富有机质纹层富集,其内部发育大量层状藻,并含有较多具有荧光显示的沥青质。暗色泥岩中虽然含有机质,但富有机质纹层不发育,显微组分以发荧光的矿物沥青基质为主,可见分散的孢子体或藻类体,层状藻不发育(图5)。油页岩中富含层状藻,显示其具有良好的生油能力。

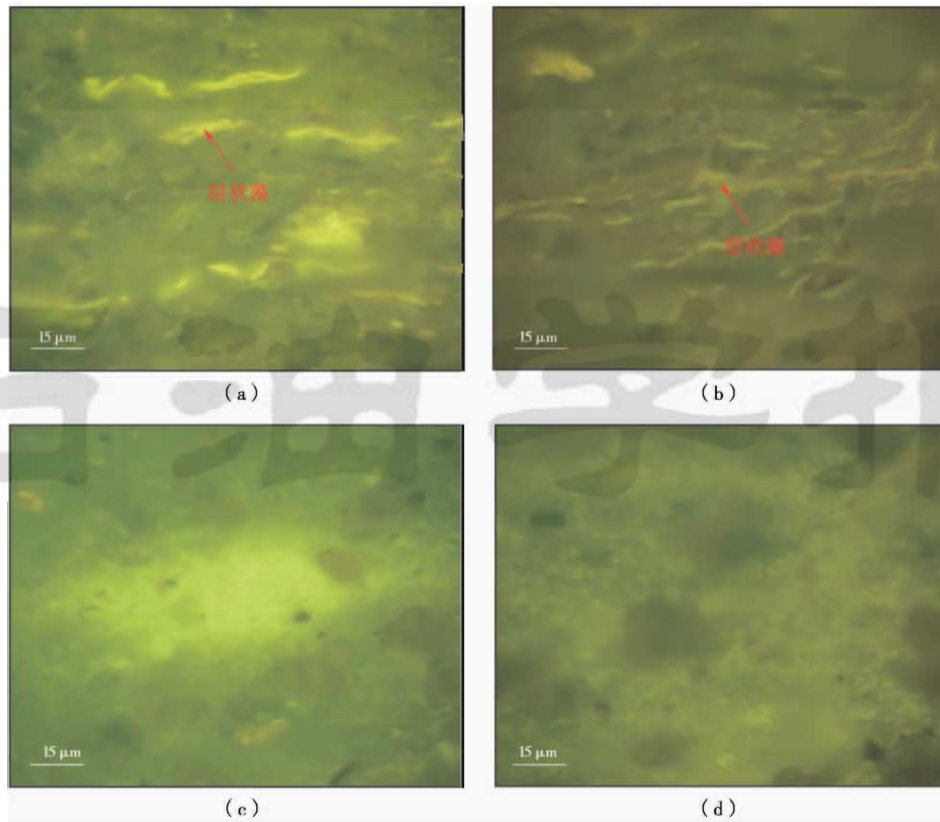
3.2 氧化还原条件

还原性较强的沉积水体有利于有机质的保存。烃源岩中还原硫含量高低可以较好反映其沉积环境还原性的强弱,还原硫含量越高,沉积环境的还原性越强^[14]。乌石凹陷流沙港组油页岩中还原硫的含量较暗色泥岩高,反映油页岩的形成环境较暗色泥岩具有较强的还原性(图6)。此外,微量元素比值也可以判别烃源岩沉积时的水体环境^[15-16]。 $V/(V+Ni)$ 比值

大于0.50代表厌氧环境, $V/(V+Ni)$ 比值为0.45~0.60指示贫氧环境, $V/(V+Ni)$ 比值小于0.45表示富氧环境^[17-20]。乌石凹陷流沙港组油页岩 $V/(V+Ni)$ 比值分布在0.70~0.80,表明其沉积环境为厌氧环境,水体还原性较强;涠西南凹陷流沙港组油页岩 $V/(V+Ni)$ 比值在0.44~0.54,显示其为贫氧环境,水体还原性较乌石凹陷弱。

3.3 富有机质形成环境

有机显微组分中,无定形有机质既包括藻类(腐泥)无定形有机质,又包括腐殖无定形有机质,前者主要来源于低等水生生物(大多为浮游生物),后者主要来源于陆源高等植物^[21]。对3口典型井岩屑样品有机显微组分分析显示,无定形有机质在透射光下基本呈黄色、橙色或棕色,形态呈不规则微粒,具有渐变的模糊边缘,形成混合状、斑点状或凝块状集合体[图7(a)、图7(b)];同时,在高无定形含量层段也见到大量浮游藻类[图7(c)、图7(d)]。不同井富浮游藻类层段与富无定形有机质层段具有较好的对应关系,如W-1井富浮游藻类层段主要分布在1915~2718m,富无定形有机质层段主要分布于2125~2530m[图4(a)、图8(a)];W-2井富浮游藻类层段主要分布在2197~2962m,富无定形有机质层段主要分布于2317~2986m[图4(b)、图8(b)];W-3井富浮游藻类层段主要位于2220~3480m,富无定形有机质层段主要分布在2650~3480m[图4(c)、图8(c)]。由此可见,乌石、涠西南凹陷流沙港组油页岩和泥岩中无定形有机质主要源于藻类。



(a) 灰黑色油页岩, 含富有机质纹层, 内含大量层状藻, W-1 井 2 154~2 160 m; (b) 灰褐色油页岩, 富有机质纹层, 发育层状藻, W-1 井 2 370~2 374 m; (c) 灰色泥岩, 未见有机质富集层段, 有机质分散分布在矿物基质中, W-2 井 2 445.2 m; (d) 灰色泥岩, 未见有机质富集层段, 有机质分散分布在矿物基质中, W-2 井 2 445.2 m。

图 5 乌石凹陷流沙港组油页岩和泥岩显微组分

Fig. 5 Macerals of oil shale/mudstone of Liushagang Formation in Wushi sag

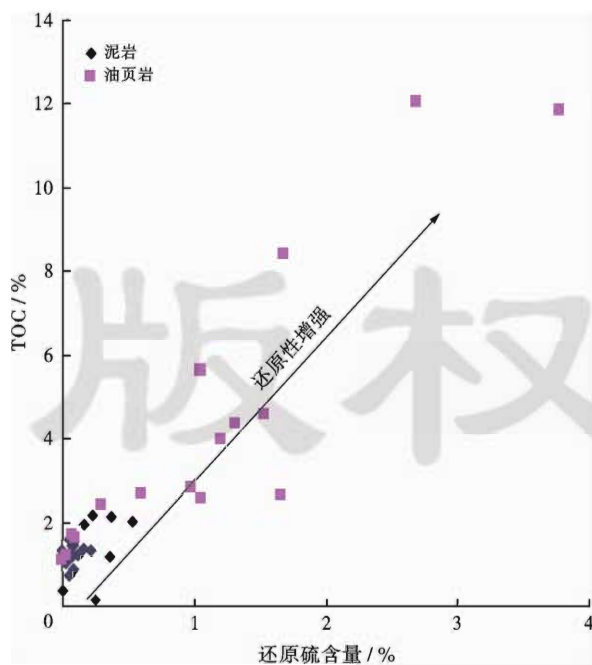


图 6 乌石凹陷油页岩和泥岩还原硫含量与 TOC 相互关系

Fig. 6 Relationship between content of reduced sulphur and TOC from oil shale/mudstone of Liushagang Formation in Wushi sag

无定形有机质含量直接反映了生产力的高低和水体氧化还原条件^[3]。中国东部陆上及近海第三纪富生油层都具有一个共同特点,即地层中普遍存在富藻、富无定形有机质泥岩层^[3]。富藻层、富无定形有机质层、富生油层三者分布上明显相关,其中富藻层的分布范围一般较广,而富无定形有机质层和富生油层对应性很好,共存于包含富藻层的特定地层组段,由此可见,藻源的富无定形有机质层可作为富油源条件指标之一^[3-9]。有机屑组分可分为煤质、木质、草质和无定形有机质 4 种类型,以含量面积图的方式可以直观地表示各井不同有机屑类型在纵向上的变化(图 8)。

从图 8(a)可以看出,乌石凹陷 W-1 井流沙港组三段上部一二段下部富含无定形有机质,含量为 40%~80%,形成超过 400 m 厚的富无定形有机质沉积层,指示在流沙港组三段沉积后期到二段沉积早期,生物生产力高,藻类大量繁盛,水体还原性强;同时,这也一定程度说明该时期 WX17-2 构造地区可能沉降幅度较大,沉积水体较深。到流沙港组二段中上部,无定形有机质含量急剧下降,而代表陆源高等植物的煤质和木质含量急剧上升,另外, WX17-2 构造地区多口井缺

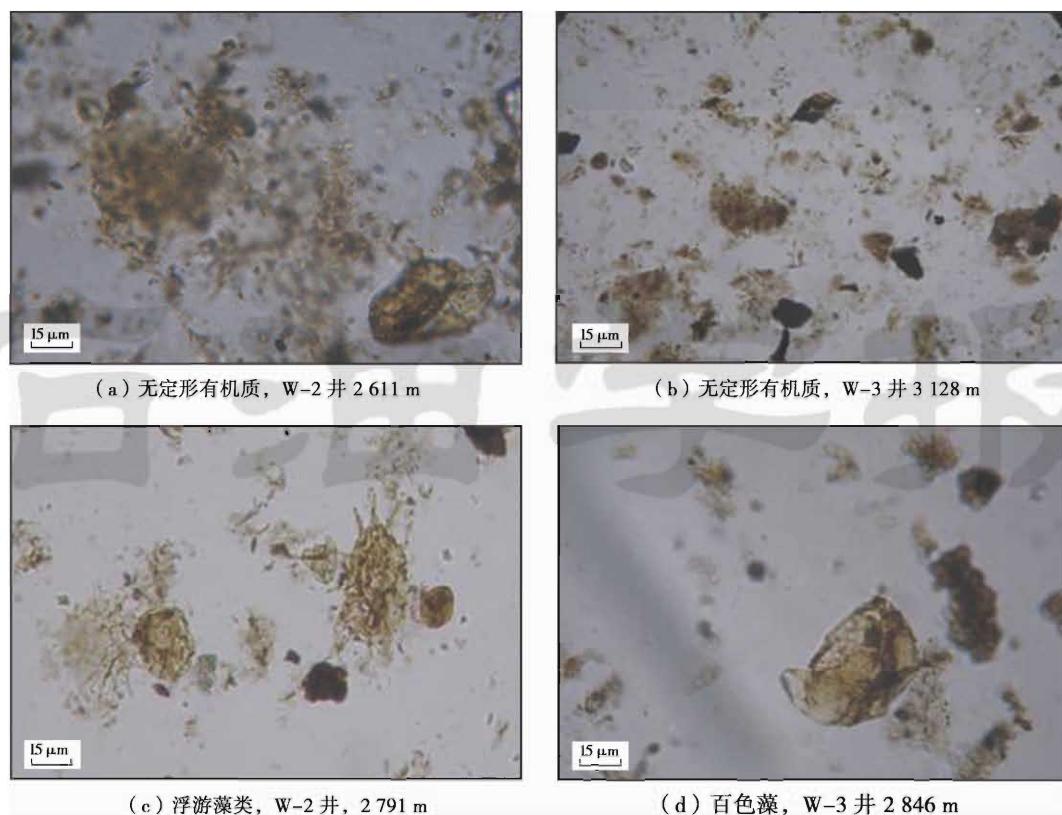
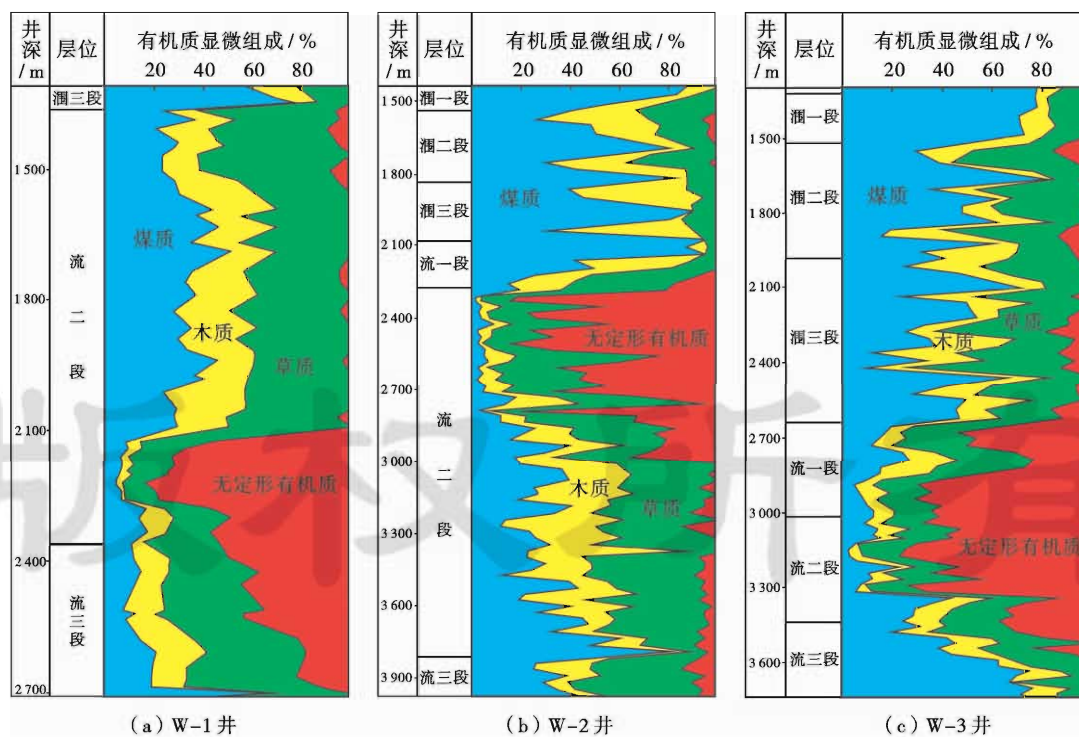


图 7 流沙港组无定形有机质及浮游藻类

Fig. 7 Photomicrographs of amorphous organic matter and planktonic algae of Liushagang Formation



注:流三段一流沙港组三段;流二段一流沙港组二段;流一段一流沙港组一段;润三段一润洲组三段;润二段一润洲组二段;润一段一润洲组一段。

图 8 北部湾盆地典型井古近系有机屑类型含量变化

Fig. 8 Content variation of Paleogene particulate organic matter in Beibuwan Basin

失流沙港组一段和涠洲组,这反映 WX17-2 构造地区在流沙港组二段沉积中后期及其之后,经历了构造抬升、陆源高等植物输入的演化过程。

从图 8(b)可以看出,乌石凹陷 W-2 井流沙港组三段上部一二段中下部无定形有机质含量非常低,煤质、木质含量较高,说明 W-2 井所处区域(WX16-1 构造地区)浮游藻类不发育,高等植物输入高;在流沙港组二段上部,无定形有机质含量升高,且呈“锯齿”状分布,形成超过 600 m 厚的无定形有机质层,表明 WX16-1 构造地区在流沙港组沉积后期,经历了沉降幅度加大、沉积水体变深的演化过程。无定形有机质含量呈“锯齿”状分布,反映该地区浮游藻类间歇性发育,这可能与频繁的湖平面升降有关。

涠西南凹陷流沙港组的富无定形有机质发育特征与乌石凹陷有较大差别[图 8(c)]。涠西南凹陷 W-3 井富无定形有机质沉积层从流沙港组三段上部一直延伸到一段顶部,显示该井区深湖沉积环境持续时间长;同时,这也可能反映涠西南凹陷古湖泊经历了与乌石凹陷不同的演化历程。

总体上看,乌石凹陷 W-1 井、W-2 井和涠西南凹陷 W-3 井流沙港组油页岩发育层段,正好对应富藻、无定形有机质富集层段,显示了极为有利的烃源条件。

4 油页岩发育差异性

乌石凹陷流沙港组油页岩空间分布复杂,如 WX17-2 构造和 WX16-1 构造相距仅约 10 km (图 1),前者钻遇油页岩,而后者却未钻遇;而同属北部湾盆地的涠西南凹陷流沙港组二段油页岩则大范围稳定分布。

从乌石凹陷和涠西南凹陷流沙港组二段地层厚度分布图上可以看出,乌石凹陷流沙港组二段在不同区域厚度变化较大[图 9(a)]。在乌石凹陷东部,南、北厚度差别较大,如 W-2 井所在的南部地区,最大厚度可达 2000 m,向北地层厚度减薄,到 W-1 井所在的 WX17-2 构造,厚度分布在 500~990 m,再往北厚度又增加到 1200 m;沿凹陷西部往西,地层厚度减薄,再往西厚度又有所增加。从厚度分布图上可以看出乌石凹陷存在多个沉积中心,说明乌石凹陷在该时期湖底地形高低错落,分割性较强,呈现“南北封隔、东西分区”的格局,不同地区水体相对封闭,水深变化较大。而涠西南凹陷则不同,其流沙港组二段在不同地区稳定分布,厚度变化较小[图 9(b)],说明涠西南凹陷湖底地形平坦,水体开阔,沉降较为稳定。另外,乌石凹陷、涠西南凹陷流沙港组二段有机屑分布特征与地层沉积厚度具有一定的耦合性,也从另一个方面反映了这两个凹陷存在不同的古湖泊演化历史。

综合分析认为乌石凹陷内部存在差异性构造沉降、复杂的沉积古地貌和分割性水体,而涠西南凹陷沉降相对稳定。这种差异性造成乌石凹陷流沙港组油页岩的分布不同于涠西南凹陷。

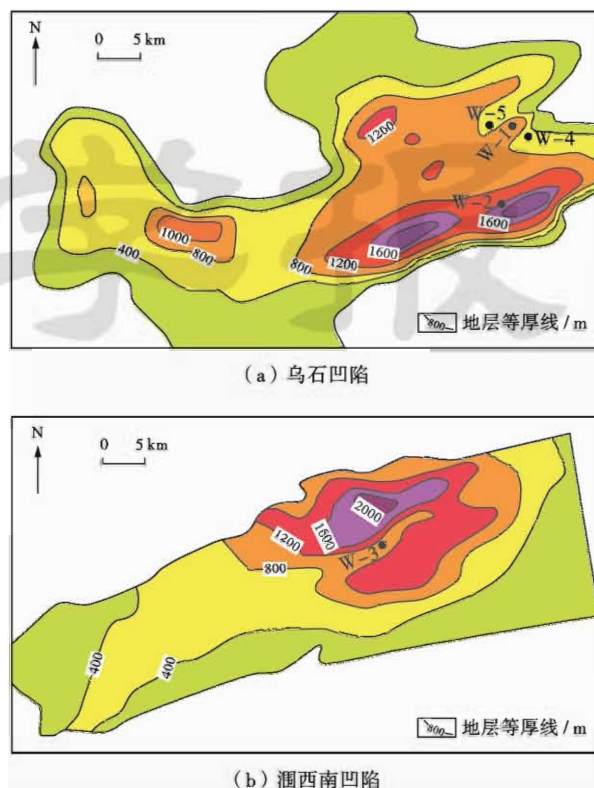


图 9 乌石凹陷、涠西南凹陷流沙港组二段地层厚度分布

Fig. 9 Thickness distribution of the second member of Liushagang Formation in Wushi sag and Weixinan sag in Beibuwan Basin

5 结 论

(1) 北部湾盆地乌石凹陷流沙港组中下部油页岩富含藻类等低等水生生物,有机质丰度高,有机质类型好,以 I—II₁ 型为主,具有良好的生油品质。

(2) 乌石凹陷流沙港组中下部油页岩的发育受生产力和保存条件控制。流沙港组沉积时期,藻类爆发性繁盛,为油页岩形成提供了物质基础;水体还原性较强,为有机质提供了良好的保存条件。

(3) 乌石凹陷、涠西南凹陷经历了不同的古湖泊演化历史,从而导致油页岩发育和分布存在较明显的差异。乌石凹陷内部较为复杂的沉积古地貌、分割性水体,是其油页岩发育与分布规律性不强的根本原因。

致谢 中国科学院广州地球化学研究所田辉研究员、程鹏博士为本研究提供了帮助,在此表示感谢!此外,特别感谢两位审稿老师提供细致且高水平的修改意见!

参 考 文 献

- [1] 张敏强. 南海北部大陆架西区北部湾盆地油气资源再评价[R].

- 湛江:南海西部石油公司勘探开发科学研究所,1991:10-35.
Zhang Minqiang. Reevaluation of oil & gas resource in Beibuwan Basin, western of Northern South China Sea[R]. Zhanjiang: Research Institute of Nanhai West Oil Company, 1991:10-35.
- [2] 徐新德,李旭红,谢瑞永,等. 乌石凹陷东洼烃源条件及有利运聚带研究[R]. 湛江:中海石油(中国)有限公司湛江分公司,2009:1-7.
Xu Xinde, Li Xuhong, Xie Ruiyong, et al. Hydrocarbon generation potential and favorable abundance zone in the eastern of Wushi sag[R]. Zhanjiang: Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., 2009:1-7.
- [3] 周山富. WSH29-1A-1、WSH16-1-2、WZH11-2-1 井孢粉相、浮游藻类与烃源条件分析报告[R]. 上海:同济大学海洋地质国家重点实验室,2010:2-3.
Zhou Shanfu. Analysis of characteristics of palynofacies and planktonic algae and source rock in well WSH29-1A-1, WSH16-1-2 and WZH11-2-1[R]. Shanghai: The State Key Laboratory of Marine Geology in Tongji University, 2010:2-3.
- [4] 吴国璋,朱伟林,黄正吉,等. 湖相沉积浮游藻类及有机质类型与烃源研究[J]. 同济大学学报,1998,26(2):176-179.
Wu Guoxuan, Zhu Weilin, Huang Zhengji, et al. Research on phytoplankton and organic matter in the lacustrine sediments and hydrocarbon source conditions[J]. Journal of Tongji University, 1998, 26(2):176-179.
- [5] 黄保家,黄合庭,吴国璋,等. 北部湾盆地始新统湖相富有机质页岩特征及成因机制[J]. 石油学报,2012,33(1):25-31.
Huang Baojia, Huang Heting, Wu Guoxuan, et al. Geochemical characteristics and formation mechanism of Eocene lacustrine organic-rich shales in the Beibuwan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1):25-31.
- [6] 朱伟林. 中国近海新生代含油气盆地古湖泊学与烃源条件[M]. 北京:地质出版社,2009:122-134.
Zhu Weilin. Paleolimnology and source rock studies of Cenozoic hydrocarbon-bearing basin in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2009:122-134.
- [7] 孙永革,陈建平,张永东. 优质烃源岩有机质富集控制因素及其发育模式[R]. 库尔勒:第十二届全国有机地球化学会议,2009.
Sun Yongge, Chen Jianping, Zhang Yongdong. Controlling factors of organic matter in high quality source rocks and their development models[R]. Korla: The 12th National Meeting on Organic Geochemistry in China, 2009.
- [8] Katz B J. Factors controlling the development of lacustrine petroleum source rocks—an update[C]// Huc A Y, ed. Palaeogeography, Palaeoclimate and Source Rocks [C]. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1995:61-79.
- [9] 谢传礼,何顺利,魏俊之,等. 鄂尔多斯盆地靖安油田上三叠统延长组 6 段古湖泊学特征[J]. 石油大学学报:自然科学版,2000,24(1):18-21.
Xie Chuanli, He Shunli, Wei Junzhi, et al. Paleolimnological characteristics of member 6 of Yanchang Formation in Jingan oilfield of Ordos Basin[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2000, 24(1):18-21.
- [10] 刘传联,赵泉鸿,汪品先. 东营凹陷生油岩中介形虫氧、碳同位素的古湖泊学意义[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2001,26(5):441-445.
Liu Chuanlian, Zhao Quanhong, Wang Pinxian. Paleolimnological significance of carbon and oxygen isotopic ratios of ostracoda from oil source rocks in Dongying depression[J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2001, 26(5):441-445.
- [11] 刘传联,徐金鲤,汪品先. 藻类勃发——湖相油源岩形成的一种重要机制[J]. 地质论评,2001,47(2):207-209.
Liu Chuanlian, Xu Jinli, Wang Pinxian. Algal blooms: the primary mechanism in the formation of lacustrine petroleum source rocks [J]. Geological Review, 2001, 47(2):207-209.
- [12] 刘传联,徐金鲤. 生油古湖泊生产力的估算方法及应用实例[J]. 沉积学报,2002,20(1):144-150.
Liu Chuanlian, Xu Jinli. Estimation method on productivity of oil-producing lake and a case study[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(1):144-150.
- [13] 孟庆涛,刘招君,胡菲,等. 桦甸盆地始新世古湖泊生产力与有机质富集机制[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(5):38-44.
Meng Qingtao, Liu Zhaojun, Hu Fei, et al. Productivity of Eocene ancient lake and enrichment mechanism of organic matter in Huadian Basin[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(5):38-44.
- [14] 王争鸣. 缺氧沉积环境的地球化学标志[J]. 甘肃地质学报, 2003, 12(2):55-58.
Wang Zhengming. Geochemical indicators for diagnosing anoxic sedimentary environment[J]. Acta Geologica Gansu, 2003, 12(2):55-58.
- [15] Wright J, Holser W T. Palcoredox variations in ancient oceans recorded by rare earth elements in fossil apatite[J]. Geochemical et Cosmochimica Acta, 1978, 51:631-644.
- [16] Hatch J R, Leventhal J S. Relationship between inferred redox potential of the depositional environment and geochemistry of the upper Pennsylvanian (Missourian) stark shale member of the Dennis limestone, Wabaunsee county, Kansas, U. S. A. [J]. Chemical Geology, 1992, 99(1/3):65-82.
- [17] 黄正吉. 中国近海优质烃源岩的发育特征及古生态标志[J]. 中国石油勘探, 2012, 17(5):10-16.
Huang Zhengji. Growth and paleoecological marker of high-grade source rocks in china marginal seas[J]. China Petroleum Exploration, 2012, 17(5):10-16.
- [18] 刘占红,李思田,辛仁臣,等. 地层记录中的古气候信息及其与烃源岩发育的相关性——以渤海黄河口凹陷古近系为例[J]. 地质通报, 2007, 26(7):830-840.
Liu Zhanhong, Li Sitian, Xin Renchen, et al. Paleoclimatic information in stratigraphic records and its relation to the formation of hydrocarbon source rocks: a case study of the Paleogene strata in the Huanghekou subbasin of the Bohai Bay Basin, China[J]. Geological Bulletin of China, 2007, 26(7):830-840.
- [19] 张长江,刘光祥,曾华盛,等. 川西地区二叠系烃源岩发育环境及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4):626-635.
Zhang Changjiang, Liu Guangxiang, Zeng Huasheng, et al. Depositional environments and controlling factors of Permian source rocks in Western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4):626-635.
- [20] 陈世悦,王玲,李聪,等. 歧口凹陷古近系沙河街组一段下亚段湖盆咸化成因[J]. 石油学报, 2012, 33(1):40-47.
Chen Shiyue, Wang Ling, Li Cong, et al. The saline genesis of lacustrine basin in the lower section of the first member of Shahejie Formation in Qikou Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1):40-47.
- [21] 涂建琪,王淑芝,费轩冬. 干酪根有机质类型划分的若干问题的探讨[J]. 石油实验地质, 1998, 20(2):187-191.
Tu Jianqi, Wang Shuzhi, Fei Xuandong. Discussion on certain problems to the division of organic matter types in kerogen[J]. Petroleum Geology & Experiment, 1998, 20(2):187-191.

(收稿日期 2013-07-26 改回日期 2013-10-22 编辑 汪建国)