

南黄海中部隆起 CSDP-2 井 中—古生界烃源岩精细评价

肖国林^{1,2,3}, 蔡来星^{2,3}, 郭兴伟^{1,2,3},
吴志强^{1,2,3}, 董贺平^{1,2,3}, 李宝刚⁴

(1 国土资源部海洋油气资源与环境地质重点实验室, 青岛 266071;

2 青岛海洋科学与技术国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266237;

3 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071;

4 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580)

摘要: CSDP-2 井是在南黄海中部隆起上首钻的全取心深钻, 在新近系之下钻遇下三叠统青龙组—上奥陶统多套碎屑岩和碳酸盐岩地层。钻井揭示的烃源岩有机质丰度、类型、热演化程度、可溶有机物分析及生烃强度计算证实, 中部隆起发育倾油型的青龙组上段灰岩、上奥陶统—下志留统上部泥岩、油气型的石炭系中—上部灰岩 3 套有效烃源岩; 生气为主的有效烃源岩主要为大隆组—龙潭组泥岩和炭质泥岩、栖霞组上部富含炭质的臭灰岩、石炭系中—下部灰岩和底部炭质泥岩。目前钻井揭示的中—古生界总生烃强度是 $(20.7619 \sim 31.2839) \times 10^8 \text{ m}^3 \text{ 气当量/km}^2$, 与国内外大中型气田分布区域的生气强度相当。其中, 油源岩的总生油强度为 $(43.076 \sim 55.30) \times 10^4 \text{ t/km}^2$, 气源岩的总生气强度为 $(16.4543 \sim 25.7539) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; 同时, 烃源岩的总生气强度是生油强度的 4~5 倍, 碎屑岩的生烃强度是灰岩的 2 倍以上。巨大的生烃强度和多源层供烃为形成大—中型的油气聚集和成藏提供了充分的物质基础, 显示了南黄海中部隆起中—古生界良好的油气勘探前景。

关键词: 南黄海中部隆起; CSDP-2 井; 中—古生界; 烃源岩精细评价

中图分类号: P736.1

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2017.12004

1 样品及方法

CSDP-2 井是由中国地质调查局青岛海洋地质研究所实施的“大陆架科学钻探项目”, 以在南黄海中部隆起探查中—古生代地层、地质结构和

油气地质条件为目标的第 1 口全取心科学探井, 位于中部隆起西部东西向的 XQ09-2 和南北向的 XQ09-4 地震测线交点处(图 1)。钻井揭示了海相碎屑岩和碳酸盐岩 2 类烃源岩, 并在南黄海中部隆起海相地层中首次钻遇油气显示^[1]。

本次研究共取 63 个泥岩和 17 个碳酸盐岩烃源岩样品, 经长江大学、中国石油大学(华东)地球化学实验室通过岩石热解、色谱—质谱、有机碳、全岩显微组分等一系列分析, 系统研究烃源岩的地球化学特征, 进一步厘定了主力生烃源岩并评价其生烃潜力。

收稿日期: 2017-08-28

基金项目: 国家海洋地质专项“大陆架科学钻探”(GZH201100202); 国家海洋地质专项(DD20160147)

作者简介: 肖国林(1962—), 男, 博士, 研究员, 主要从事海洋石油地质方面的研究工作。E-mail: XGL253@163.com

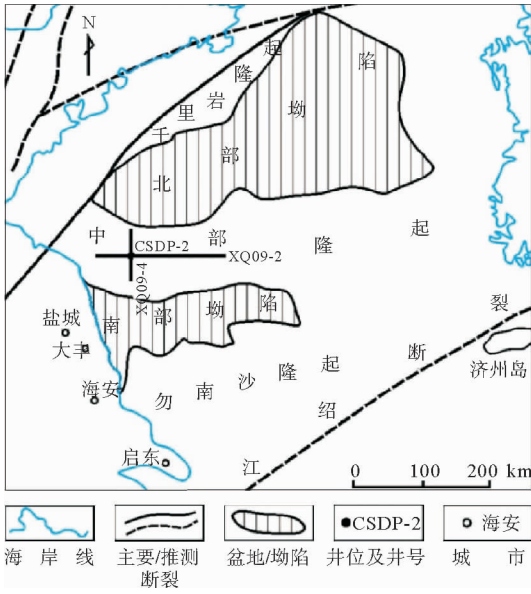


图 1 南黄海盆地构造单元划分及 CSDP-2 井位置 (据文献[2])

Fig. 1 Tectonic subdivision of the South Yellow Sea Basin and location of well CSDP-2 (from reference [2])

2 中部隆起钻遇中—古生界特征

综合钻获的岩心观察、古生物鉴定结果和区域地层对比发现, CSDP-2 井自 629.0~2 843.4 m 井段钻遇中—古生界海相层系, 主要包括三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系以及志留系和奥陶系(未钻穿)。

三叠系青龙组 厚 231 m(629~860 m), 以大套深灰色灰质泥岩、泥晶灰岩和红褐色泥岩为主, 下部见红褐色含灰泥岩与白色薄层链条状灰岩混层^[2]。

二叠系大隆组 厚 55 m(860~915 m), 岩性主要为灰色、深灰色粉—细砂岩、灰黑色泥岩、杂色泥岩夹薄煤层^[2]。

二叠系龙潭组 厚 721 m(915~1 636 m), 岩性主要为灰黑色泥岩、灰色粉—细砂岩互层夹薄煤层, 煤系地层较发育, 见大量陆地高等植物碎屑。

二叠系孤峰组 仅钻厚 12 m(1 636~1 648 m), 岩性为黑色硅质、炭质泥(页)岩, 顶底分别与龙潭组和栖霞组呈整合接触。

二叠系栖霞组 厚 96 m(1 648~1 744 m), 自上至下为灰黑色灰岩(臭灰岩)、灰白色灰岩, 见

珊瑚或苔藓虫化石。

石炭系 厚 279 m(1 744~2 023 m), 迄今尚未无准确的古生物分层资料, 仅依据钻井岩性组合进行划分, 见典型的船山组灰色球粒状生物碎屑灰岩、黄龙组肉红色泥晶灰岩、高骊山组紫红色砾岩、粉砂质泥岩。

泥盆系五通群 厚 337 m(2 023~2 360 m), 以深灰色石英砂岩和粉—细砂岩夹泥岩为主。

上奥陶统一下志留统(暂定, 下同) 厚 483.4 m(2 360~2 843.4 m, 未钻穿), 钻遇大段深灰色—灰黑色泥岩, 迄今尚无明确的古生物分层资料。据钻井岩性和区域对比分析, 上部以泥岩为主, 顶部砂泥岩互层夹—薄层灰岩, 推测为志留系茅山组、坟头组和高家边组; 下部为砂岩、粉砂岩及黑色泥岩, 近井底见晚奥陶纪藻类化石, 推测为上奥陶统。

3 中—古生界烃源岩特征

CSDP-2 井揭示了海相碎屑岩和碳酸盐岩 2 类烃源岩, 分别为上二叠统(大隆组、龙潭组和孤峰组), 泥盆系五通群, 上奥陶统一下志留统泥岩; 下三叠统青龙组、下二叠统栖霞组和石炭系(船山组和黄龙组)灰岩。

3.1 烃源岩有机质丰度

碎屑岩类烃源岩丰度评价主要参考我国海相泥质烃源岩质量分级标准^[3](下称标准 1, 表 1), 而碳酸盐岩烃源岩的丰度下限值迄今尚未统一^[4-10]。陈建平^[11]曾建立海相碳酸盐岩及泥岩烃源岩按有机碳含量的分类标准(下称标准 2); 秦建中等^[12]通过模拟实验, 测得碳酸盐岩排烃下限值为有机碳含量介于 0.06%~0.12%之间, 并参考国内外已有的评价标准, 综合有机质类型、成熟度等因素, 提出了碳酸盐岩烃源岩的有机质丰度评价标准, 未熟—成熟碳酸盐岩烃源岩有机碳丰度下限值为 0.2%~0.4%, 高成熟—过成熟碳酸盐岩烃源岩有机碳丰度下限值为 0.1%~0.25%(下称标准 3); 钟宁宁^[7]对渤海湾盆地碳酸盐岩烃源岩进行系统研究后, 归纳总结出碳酸盐岩油源岩和气源岩的分级评价标准, 认为碳酸盐岩作为成熟油源岩的有 TOC 下限值为

0.18%，相同有机质类型时，作为成熟气源岩所对应的 TOC 下限值约为 0.13%^[13]；张善文等^[14]通过对渤海湾盆地不同有机质丰度的碳酸盐岩样品开展热模拟实验表明，碳酸盐岩作为有效油源岩

和有效气源岩的有机碳丰度下限值分别为 TOC > 0.35% 和 TOC > 0.25%，而形成中、大规模油气田的有效烃源岩 TOC 下限值分别是 0.35% 和 1.0%。

表 1 海相泥质烃源岩分类评价标准(据文献[3])

Table 1 Classification and evaluation standard of marine hydrocarbon source rocks (from reference [3])

岩性	评价级别	最好	好	中等	差	非烃源岩
泥岩	有机碳/%	>2.0	1.0~2.0	0.6~1.0	0.4~0.6	<0.4
	氯仿沥青"A"/%	>0.2	0.1~0.2	0.05~0.1	0.015~0.05	<0.015
	总烃/10 ⁻⁶	>1 000.0	500.0~1 000.0	200.0~500.0	100.0~200.0	<100.0
	生烃潜力 S ₁ +S ₂ /(mg/g)	>20.0	6.0~20.0	2.0~6.0	1.0~2.0	<1.0
炭质泥岩	有机碳/%	>10.0	4.0~10.0	2.0~4.0	0.7~2.0	<0.7
	氯仿沥青"A"/%	>0.15	0.065~0.15	0.035~0.065	0.015~0.035	<0.015
	总烃/10 ⁻⁶	>350.0	200.0~350.0	150.0~200.0	70.0~150.0	<70.0
	生烃潜力 S ₁ +S ₂ /(mg/g)	>20.0	6.0~20.0	2.0~6.0	0.5~2.0	<0.5

3.1.1 碳酸盐岩烃源岩

(1)三叠系青龙组 泥质灰岩共测试 7 个样品，其有机质丰度见图 2 和表 2。

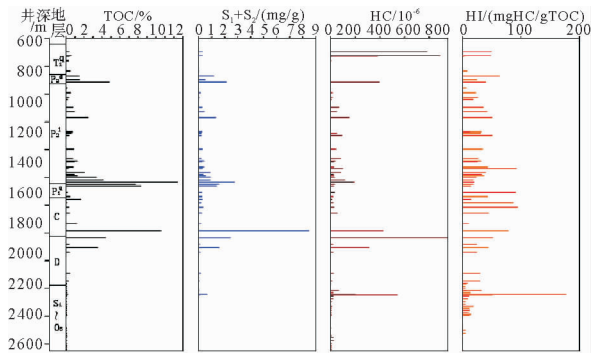


图 2 CSDP-2 井烃源岩有机质丰度单井纵剖面
Fig.2 Organic matter abundance of hydrocarbon source rock of well CSDP-2

7 个泥质灰岩样品的 TOC 变化在 0.254 1% ~ 0.645% 之间，平均值为 0.4% (表 2)，均达到有效油源岩和有效气源岩及形成中型油气田的有机碳含量下限值。据标准 2，应属好—非常好的碳酸盐岩烃源岩；而按标准 3，有机质以 II₂ 型为主，部分 III 型泥质灰岩的 TOC 介于 0.4% ~ 0.7% 之间的差烃源岩占 42.85%，而 TOC < 0.4% 的非烃

源岩占 57.15%。

总烃含量 HC 在 (2.81~887.12) × 10⁻⁶ 范围内变化，均值为 370.13 × 10⁻⁶ (表 2)。按标准 3，HC 介于 500~1 000 之间的好的烃源岩和 HC < 150 的差的烃源岩样品数均为 3 个，各占 42.85%；HC 介于 (150~500) × 10⁻⁶ 之间的中等的烃源岩样品 1 个，占 14.30% (图 3)。

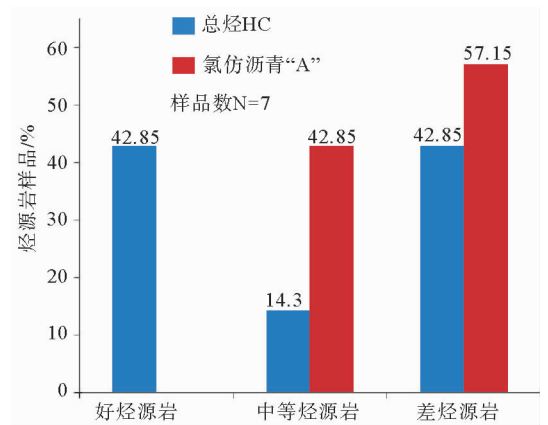


图 3 青龙组泥质灰岩总烃和氯仿沥青“A”含量分类统计

Fig.3 Total hydrocarbon and chloroform "A" in muddy limestone of the Lower Triassic Qinglong Formation

表 2 CSDP-2 井烃源岩有机质丰度及有效性评价简表

Table 2 Organic matter abundance and effectiveness evaluation of hydrocarbon source rocks of well CSDP-2

有机地化指标 地层岩性		有机质 类型	TOC 含量/%	氯仿沥青 “A”含量/%	产油潜力 (S ₁ +S ₂)/(mg/g)	总烃/10 ⁻⁶	镜质体 反射率 Ro/%	烃源岩 有效性评价	
碳酸盐岩	青龙组 泥质灰岩	Ⅱ ₂ 为主, 部分Ⅲ	$\frac{0.25\sim 0.65}{0.40(7)}$	$\frac{0.000\ 9\sim 0.116\ 4}{0.046\ 31(7)}$	$\frac{0.001\sim 0.310}{0.126\ 1(7)}$	$\frac{2.81\sim 887.12}{370.13(7)}$	$\frac{0.64\sim 0.75}{0.683(7)}$	低成熟—成熟,近 60%为中等—好,其 余为差—非烃源岩	
	栖霞组 灰岩	Ⅱ ₂ 及Ⅰ	$\frac{0.22\sim 0.49}{0.355(2)}$	$\frac{0.004\sim 0.008\ 6}{0.006\ 3(2)}$	$\frac{0.25\sim 0.28}{0.265(2)}$	$\frac{22.47\sim 34.70}{28.585(2)}$	$\frac{0.82\sim 1.13}{0.975(2)}$	成熟,中等—差,部 分为非烃源岩	
	石炭系	1 757.5 m、 1 857.78 m 灰岩	Ⅰ	$\frac{0.43\sim 1.64}{1.035(2)}$	$\frac{0.003\ 3\sim 0.007\ 9}{0.005\ 6(2)}$	$\frac{0.25\sim 0.29}{0.27(2)}$	$\frac{13.55\sim 55.73}{34.64(2)}$	$\frac{0.65\sim 0.70}{0.675(2)}$	低成熟,中等和最好 烃源岩
		石炭系 泥质灰岩	Ⅲ	$\frac{0.16\sim 1.20}{0.567(3)}$	$\frac{0.001\ 5\sim 0.010\ 3}{0.005\ 9(3)}$	$\frac{0.16\sim 0.37}{0.237(3)}$	$\frac{2.776\sim 29.66}{18.58(3)}$	$\frac{1.10\sim 1.21}{1.155(3)}$	成熟,非均质性,强, 部分中等、部分差— 非烃源岩
		泥盆系底部 灰色灰岩	Ⅱ ₂	0.28(1)	0.003 4(1)	0.08(1)	16.24(1)	0.84(1)	非烃源岩
碎屑岩	石炭系底部 炭质泥岩	Ⅲ	10.59(1)	0.114 6(1)	8.49(1)	427.92(1)	0.77(1)	低熟,好—最好烃源 岩	
	大隆组 泥岩	Ⅱ ₁	$\frac{1.48\sim 4.85}{2.62(3)}$	$\frac{0.043\ 4\sim 0.087\ 7}{0.062\ 17(3)}$	$\frac{0.52\sim 2.14}{1.283(3)}$	395.28(1)	$\frac{0.71\sim 0.807}{0.758\ 5(2)}$	成熟,总体为好烃源 岩,下部优于中上部	
	龙潭组 泥岩	Ⅲ 为主, 部分Ⅱ ₂	$\frac{0.18\sim 4.18}{1.145(22)}$	$\frac{0.001\ 5\sim 0.048\ 9}{0.012\ 45(20)}$	$\frac{0.01\sim 1.32}{0.397\ 7(22)}$	$\frac{4.62\sim 154.18}{54.29(20)}$	$\frac{0.62\sim 1.52}{0.975(20)}$	总体成熟,上部 120 m 差—非烃源岩,中 部近 500 m 地层 烃源岩以中等为主,夹 80 余米好—最好 烃源层,下部发育 32 m 优质烃源岩	
	龙潭组—孤峰组 炭质泥岩	Ⅱ ₁	12.41(1)	0.025 5(1)	2.79(1)	190.48(1)	/	成熟,好烃源岩	
	栖霞组顶部富含 炭质臭灰岩	Ⅱ ₂	$\frac{7.77\sim 8.36}{8.065(2)}$	$\frac{0.005\ 9\sim 0.006\ 7}{0.006\ 3(2)}$	$\frac{1.39\sim 1.56}{1.475(2)}$	$\frac{25.48\sim 35.87}{30.675(2)}$	$\frac{1.09\sim 2.02}{1.555(2)}$	成熟—过成熟,好 烃源岩	
	泥盆系 五通群	上部 2 034.80 m 和 2 104.65 m 处 灰黑色泥岩	Ⅲ	$\frac{3.56\sim 4.43}{3.995(2)}$	$\frac{0.074\ 9\sim 0.279\ 4}{0.177\ 2(2)}$	$\frac{1.58\sim 2.45}{2.015(2)}$	$\frac{312.86\sim 1\ 317.93}{815.40(2)}$	$\frac{1.32\sim 1.51}{1.415(2)}$	成熟—高成熟,好— 最好,部分优质 烃源岩
		中—下部深灰 色泥岩	Ⅱ ₂ 及Ⅲ	$\frac{0.41\sim 0.47}{0.437(3)}$	$\frac{0.003\ 8\sim 0.004\ 8}{0.004\ 23(3)}$	$\frac{0.10\sim 0.15}{0.12(3)}$	$\frac{19.25\sim 24.71}{21.66(3)}$	$\frac{0.82\sim 1.34}{1.103(3)}$	成熟,差—非烃源 岩
	上奥陶统 — 下志留统	2 414.6~ 2 446.6 m 井 段 3 个泥岩样 品	Ⅱ ₂	$\frac{0.16\sim 0.24}{0.193(3)}$	$\frac{0.01\sim 0.073}{0.036\ 4(3)}$	$\frac{0.06\sim 0.69}{0.85(3)}$	$\frac{69.35\sim 543.85}{277.32(3)}$	$\frac{0.75\sim 0.82}{0.796(3)}$	成熟,中等—好 烃源岩,局部为差— 非烃源岩
	2 455.4~ 2 839.6 m 井 段 28 个深灰 色—灰黑色泥 岩样品	Ⅱ ₂ 为主, 少数Ⅲ, 极少Ⅱ ₁	$\frac{0.08\sim 0.17}{0.138(28)}$	$\frac{0.000\ 4\sim 0.003\ 4}{0.001\ 8(28)}$	$\frac{0\sim 0.03}{0.008\ 9(28)}$	$\frac{2.0\sim 23.18}{9.88(28)}$	$\frac{0.71\sim 0.96}{0.864(28)}$	低成熟—成熟,非 烃源岩	

注:最小值—最大值
平均值(样品数)

氯仿沥青“A”含量变化在 0.000 9% ~ 0.116 4%之间,均值为 0.046 31%(表 2)。按评价标准 3,沥青“A”含量为 0.05%~0.15%的中等烃源岩占 42.85%,沥青“A”含量<0.05%的差烃源岩占 57.15%(图 3);产油潜量 $S_1 + S_2$ 变化在 0.001~0.31 mg/g 之间,均值为 0.126 1 mg/g (表 2),均属非烃源岩。

综上可见,不同地球化学指标对青龙组泥质灰岩的评价结果差异较大,按标准 2 的有机碳指标评价结果最乐观,均属好—非常好的烃源岩;按标准 3 总烃含量指标评价结果次之,好烃源岩占 42.85%,中等烃源岩占 14.30%,即近 60%的样品达到中等—好烃源岩等级;而产油潜量 $S_1 + S_2$ 指标的评价结果最悲观,均属非烃源岩。综合考虑有效油源岩和气源岩有机碳含量下限值和上述各指标的评价结果表明,青龙组泥质灰岩近 60%的样品属中等—好烃源岩。

(2)二叠系栖霞组 4个烃源岩样品中,中一下部 2个为灰白色灰岩,顶部 2个为富含炭质的臭灰岩,有机质丰度见单井剖面(图 2)和表 2。

2个灰岩样品的 TOC 变化在 0.22%~0.49%之间,均值为 0.355%(表 2),按评价标准 3,含 I 型有机质,TOC=0.49%的灰岩属中等烃源岩,另一个含 II₂ 型有机质,TOC=0.49%的灰岩属非烃源,即中等和非烃源岩各占一半;总烃含量 HC 为 $(22.47 \sim 34.70) \times 10^{-6}$,均值为 28.585×10^{-6} ;沥青“A”含量为 0.004%~0.006 8%,均值为 0.006 3%;产油潜量 $S_1 + S_2$ 为 0.25~0.28 mg/g,均值为 0.265 mg/g(表 2),均显示属非烃源岩。

综上可见,栖霞组 2个灰岩样品有机碳含量虽达到有效油源岩和气源岩有机碳含量下限值,并且其中 1个含 I 型有机质的灰岩样品达到中等烃源岩标准,但有机碳含量之外的其他指标均显示为非烃源岩,综合评价栖霞组中一下部灰白色灰岩属中等—差,部分为非烃源岩。

栖霞组顶部 2个富含炭质的臭灰岩样品,TOC 为 7.77%~8.36%,平均值为 8.065%,按评价标准 1 可达到好烃源岩级别;以有机碳含量作为主要指标,综合考虑其他指标和岩性的非均质性、以及有机质达成熟—过成熟演化阶段等特点,综合评价属好烃源岩(表 2)。

(3)石炭系 共分析测试 6个烃源岩样品中—上部 5个为灰岩,底部 1个为灰黑色炭质泥岩,有机质丰度见单井剖面(图 2)和表 2。

中—上部 5个灰岩样品中,1 757.5 m 和 1 857.78 m 处含 I 型有机质的 2个深灰色灰岩,TOC 为 0.43%~1.64%,均值为 1.035%,按评价标准 3,分属 TOC>1.4%和 TOC 为 0.4%~0.7%的最好和中等烃源岩。其余 3个含 III 型有机质的灰岩样品,TOC 为 0.16%~1.2%,平均值为 0.567%(表 2),其中 1个样品达到 TOC 为 0.7%~1.4%的中等级别烃源岩,另 2个样品的 TOC<0.40%,为非烃源岩。

5个灰岩总烃含量 HC 为 $(2.78 \sim 55.73) \times 10^{-6}$,均值为 25.0×10^{-6} ;沥青“A”含量为 0.001 5%~0.010 3%,均值为 0.005 8%;产油潜量 $S_1 + S_2$ 为 0.16~0.37 mg/g,均值为 0.25 mg/g。按评价标准 3,均属差—非烃源岩。

综上,以有机碳含量作为主要指标,石炭系 5个灰岩样品非均质性较强,最好烃源岩占 20%,中等烃源岩占 40%,即 60%的烃源岩达到中等—最好烃源岩,其余 40%属差—非烃源岩。石炭系底部的 1个炭质泥岩样品 TOC=10.59%,总烃含量 HC = 427.92×10^{-6} ,属最好烃源岩;沥青“A”含量=0.114 6%,产油潜量 $S_1 + S_2 = 8.49$ mg/g,达到好烃源岩级别,综合评价属好—最好级别烃源岩(表 2、图 4)。

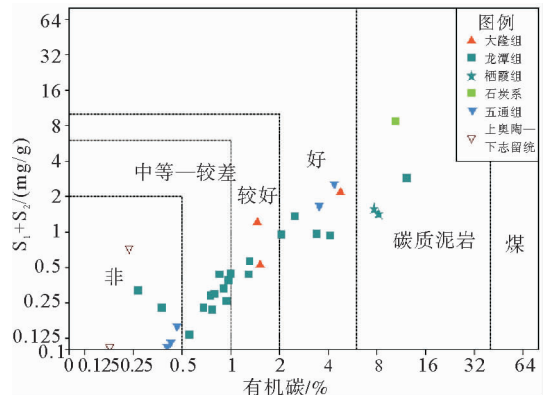


图 4 泥岩烃源岩质量与有机碳含量分类评价

Fig. 4 Classification and evaluation by content of $(S_1 + S_2)$ and TOC in mudstone hydrocarbon source rocks

3.1.2 碎屑岩烃源岩

(1)大隆组泥岩 目前获得 3个样品的测试

结果,有机质丰度见单井剖面(图2)和表2。据评价标准1,下部的一个灰黑色泥岩样品,TOC=4.85%,达到TOC>3.0%^[15]的优质烃源岩级别,总烃含量HC=395.28×10⁻⁶,达到中等级别;中—上部2个泥岩样品,TOC为1.48%~1.54%,均值为1.51%,到达好烃源岩标准,沥青“A”含量为0.0434%~0.0877%,均值为0.0656%,产油潜量S₁+S₂为0.52~1.19 mg/g,均值为0.855 mg/g。以有机碳含量指标为主,综合其他指标衡量,中—上部2个泥岩样品属较好(中等)烃源岩(图4)。

综上,大隆组泥岩下部为最好—优质、中—上部总体属好、部分为较好(中等)烃源岩,下部优于中—上部。

(2)龙潭组—孤峰组泥岩 共测试23个样品,其中22个为深灰色泥岩,底部1个为灰黑色炭质泥岩。22个深灰色泥岩样品的TOC为0.18%~4.18%,平均值为1.145%;TOC>3.0%和TOC为2.0%~3.0%的优质和最好烃源岩各2个,TOC为1.0%~2.0%的好烃源岩3个,TOC为0.6%~1.0%的中等烃源岩9个,TOC为0.4%~0.6%的差烃源岩仅1个,TOC<0.40%的非烃源岩5个。

总烃含量HC为(4.62~154.18)×10⁻⁶,均值为54.29×10⁻⁶;沥青“A”含量为0.0015%~0.0489%,均值为0.01245%;产油潜量S₁+S₂为0.01~1.32 mg/g,均值为0.3977 mg/g。按评价标准1,部分属中等—差烃源岩,部分属非烃源岩(表2)。

底部1个炭质泥岩样品TOC=12.41%,按评价标准1达到最好烃源岩级别,总烃含量HC=190.485×10⁻⁶,产油潜量S₁+S₂=2.79 mg/g,均属中等烃源岩。以有机碳为主要指标,综合其他指标特征认为,该炭质泥岩属好烃源岩(表2)。

综上所述,二叠系龙潭组23个样品中,好—优质烃源岩占34.58%,中等烃源岩占39.13%,非烃源岩占21.73%,差烃源岩仅占4.35%(图4、5)。

(3)泥盆系五通群 共获得6个样品的测试结果,有机质丰度见单井剖面(图2)和表2。上部的2个灰黑色泥岩样品的TOC为3.56%~4.43%,均值为3.995%,达到优质烃源岩^[15]级

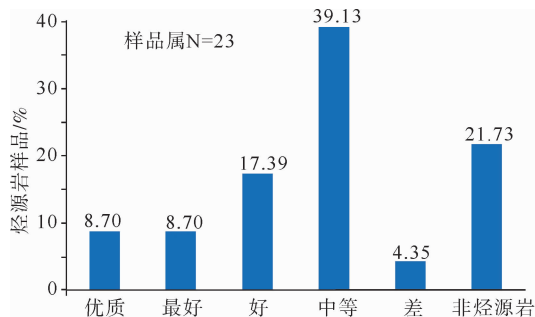


图5 二叠系龙潭组暗色泥岩烃源岩有机碳含量分类统计

Fig. 5 TOC distribution of dark mudstone hydrocarbon source rocks for the Longtan Formation of Permian

别,总烃含量HC为(312.86~1 317.93)×10⁻⁶,均值为815.40×10⁻⁶,沥青“A”含量为0.0749%~0.2794%,平均值为0.1772%,达到好—最好烃源岩级别;产油潜量S₁+S₂为1.58~2.45 mg/g,平均值为2.015 mg/g,刚达到中等烃源岩标准。综合考虑上述各指标特征,五通群上部2个泥岩烃源岩样品属好—最好,部分为优质烃源岩;中—下部3个深灰色泥岩样品,TOC为0.41%~0.47%,均值为0.437%,总烃含量HC为(19.25~24.71)×10⁻⁶,均值为21.66×10⁻⁶,沥青“A”含量为0.0038%~0.00048%,均值为0.00423%;产油潜量S₁+S₂在0.1~0.15 mg/g之间,均值为0.12 mg/g,综合评价属差—非烃源岩;底部1个含II₂型有机质的灰岩样品,TOC=0.28%,总烃含量HC=16.24×10⁻⁶,沥青“A”含量=0.0034%,产油潜量S₁+S₂=0.08 mg/g。按评价标准3应属非烃源岩^[12],以有机碳含量为评价标准,则属中等—好烃源岩^[11];该灰岩样品有机碳含量仅达到有效生气源岩标准,但其成熟度仅达到Ro=0.84%的低成熟阶段。综合考虑上述各评价参数认为,该灰岩样品属非烃源岩(表2、图4)。

(4)上奥陶统一志留统泥岩 31个深灰色—灰黑色泥岩样品测试结果显示,仅在该地层上部井深2 414.60 m处和2 442.30~2 446.60 m井段内的3个深灰色泥岩样品分别获得氯仿沥青“A”含量为0.01%和0.0263%~0.073%,其中2个样品分别达到沥青“A”含量>0.015%和>0.05%的差和中等烃源岩下限值;总烃含量

HC 为 69.35×10^{-6} 和 $(200.77 \sim 543.85) \times 10^{-6}$, 平均值为 277.32×10^{-6} , 其中 2 个样品分别达到总烃含量 $HC > 200 \times 10^{-6}$ 和 500×10^{-6} 的中等和好烃源岩级别下限值, 3 个样品总烃含量平均值达到中等烃源岩标准。综合总烃和氯仿沥青“*A*”含量指标特征, 上述井段深灰色泥岩达到中等—好烃源岩级别, 局部属差—非烃源岩(表 2); 中—下部的 28 个灰色、深灰色泥岩样品, 氯仿沥青“*A*”含量为 0.000 4% ~ 0.003 4%, 均值为 0.001 8%; 总烃含量 HC 为 $(2.0 \sim 23.18) \times 10^{-6}$, 均值为 9.88×10^{-6} ; TOC 为 0.08% ~ 0.17%, 均值为 0.138 2%; 产油潜量 $S_1 + S_2$ 为 0 ~ 0.03 mg/g, 平均值为 0.008 9 mg/g, 均属非烃源岩(表 2、图 4)。

3.2 烃源岩有机质类型

前人研究结果表明, 烃源岩的质量优劣, 除与有机质丰度有关外还与其所含有有机质的类型密切相关。母质不同的烃源岩, 在相同热演化程度下,

其生烃能力可能相差数倍、十几倍甚至更大。一定数量的有机质是成烃的物质基础, 而有机质的质量(即母质类型优劣)则决定着生烃量的大小及生成烃类的性质。

因烃源岩样品热解的 T_{\max} 偏高, $H_1 - T_{\max}$ 图解不能有效地划分有机质类型, 本文采用烃源岩干酪根镜鉴结果进行统计分类, 青龙组泥质灰岩有机质干酪根类型包括典型的腐泥型(I型)、腐殖型(III型)和腐泥—腐殖型(II₂)3种类型(下同)。图 6a 显示, 青龙组泥质灰岩有机质以 II₂ 型为主(占 57.14%), I 型(占 28.57%)其次, III 型(占 14.29%)最少。

饱和烃色谱显示其正构烷烃碳数分布在 $C_{14} - C_{26}$ 之间, 主峰为 nC_{22} , 峰型呈前单峰型(图 7); Pr/Ph 为 0.477 ~ 0.69, 轻/重烃 $\Sigma nC_{21} / \Sigma nC_{22}$ 为 0.83(表 3); 结合 Pr/ nC_{17} 与 Ph/ nC_{18} 图解(图 8)分析认为, 其母质主要来源于还原环境的海相或咸湖相低等水生生物, 同时伴有少量混源型有机质输入。

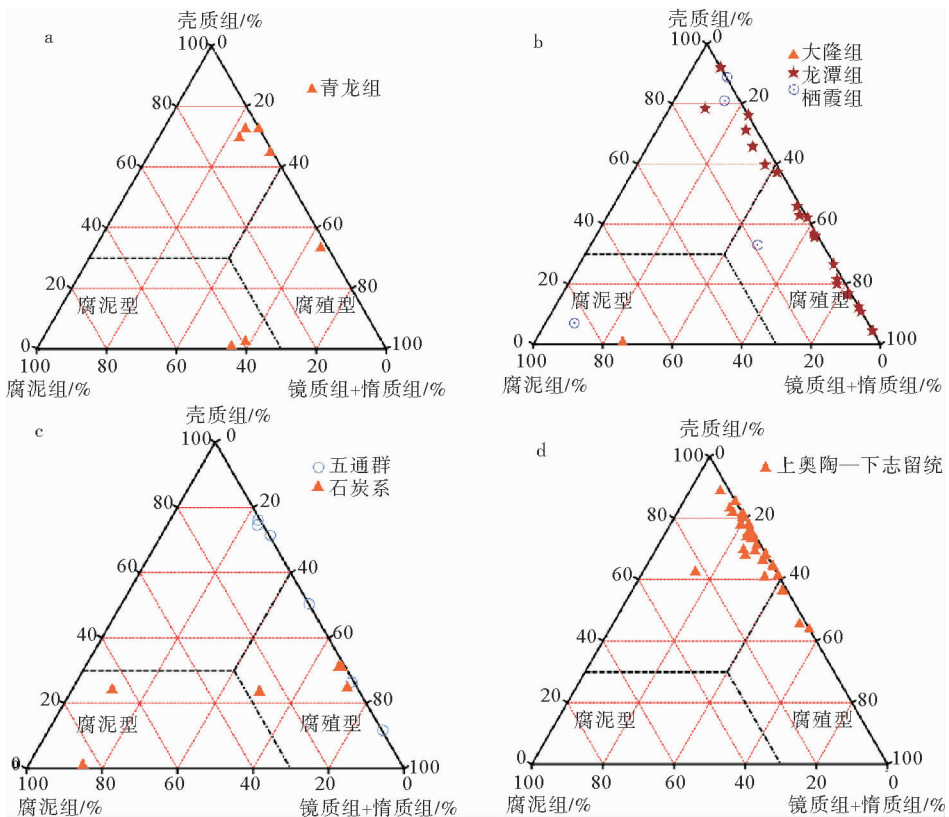


图 6 CSDP-2 井烃源岩有机质显微组分分类

Fig. 6 Classification of hydrocarbon source rocks by kerogen microscopic component of well CSDP-2

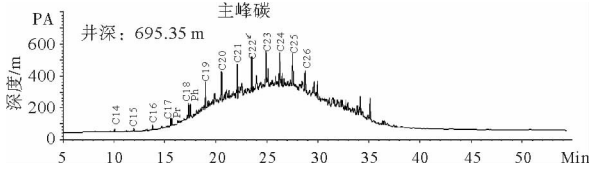


图 7 CSDP-2 井下三叠统青龙组烃源岩饱和烃气相色谱

Fig. 7 Chromatogram of saturated gas phase group of carbonate hydrocarbon source rocks in lower Triassic Qinglong Formation of well CSDP-2

表 3 CSDP-2 井烃源岩饱和烃气相色谱分析数据简表

Table 3 Chromatogram of saturated gas phase group of hydrocarbon source rocks of well CSDP-2

井深/m	碳数分布	主峰碳	Pr	Ph	Pr/Ph	C(21+22)/C(28+29)	$\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$	$\sum nC_{22-} / \sum nC_{23+}$	Pr/ nC_{17}	Ph/ nC_{18}	Pr+Ph/ $nC_{17}+nC_{18}$	CPI	OEP
695.35	C ₁₄ —C ₂₆	C ₂₂	2.87	4.14	0.69	/	0.83	1.37	1.06	0.84	0.92	0.98	0.93
726.20	C ₁₄ —C ₂₁	C ₂₁	6.56	13.98	0.47	/	/	/	0.77	1.18	1.01	/	2.21
1 298.2	C ₁₅ —C ₃₉	C ₂₂	0.27	1.91	0.14	18	0.27	0.42	0.58	0.81	0.77	1.03	0.86
1 464.6	C ₁₆ —C ₂₉	C ₂₁	0.65	3.31	0.20	7.73	0.75	1.33	0.52	0.69	0.65	1.20	0.99
1 535.1	C ₁₅ —C ₃₈	C ₂₀	1.63	5.10	0.32	2.27	0.52	0.74	0.82	0.96	0.92	1.02	0.90
1 578.3	C ₁₇ —C ₂₉	C ₂₂	0.51	3.54	0.14	2.46	0.47	0.77	0.69	1.04	0.97	1.36	0.96
1 599.2	C ₁₇ —C ₂₈	C ₁₉	1.09	9.06	0.12	4.79	0.92	1.34	0.58	1.12	1.02	1.07	1.07
1 660.6	C ₁₇ —C ₂₉	C ₂₀	0.54	4.28	0.13	1.77	0.51	0.76	0.57	1.03	0.95	1.29	0.95
1 933.1	C ₁₈ —C ₂₈	C ₂₃	/	1.34	/	4.57	0.32	0.56	/	0.67	0.67	1.28	1.10
2 414.6	C ₁₆ —C ₂₃	C ₁₈	5.34	14.48	0.37	/	5.27	13.79	0.58	0.83	0.74	/	0.83
2 446.6	C ₁₄ —C ₂₀	C ₁₈	9.50	14.18	0.67	/	/	/	0.60	0.87	0.74	/	0.93
2 530.3	C ₁₆ —C ₂₆	C ₁₈	3.47	14.29	0.24	/	1.40	2.04	0.69	1.12	1.00	1.38	0.72
2 742.9	C ₁₆ —C ₂₆	C ₁₈	4.57	18.28	0.25	/	1.81	2.84	0.80	1.36	1.19	1.36	0.76

和烃色谱显示其正构烷烃碳数分布在 C₁₅—C₃₉ 之间,主峰碳在 C₁₉—C₂₂ 之间,表现为高碳数较低碳数更丰富的后单峰型特征(表 3、图 9a),Pr/Ph 介于 0.14~0.32 之间,轻/重烃 $\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$ 介于 0.27~0.92 之间,Pr/ nC_{17} 介于 0.527~0.82 之间、Ph/ nC_{18} 介于 0.697~1.12 之间,显示其生源母质以陆生植物为主,其次为含有水生生物的混源有机质,体现了海陆过渡背景下的弱氧化—弱还原环境。

栖霞组 2 个富含碳质的臭灰岩样品显微组分多为壳质组(含量 80.35%~88.41%),其次为镜质组+惰质组(含量 11.59%~14.85%),属 II₂ 型干酪根(图 6b);2 个灰岩和泥质灰岩样品的有机质干酪根分别属 I 型和 III 型(图 6b);饱和烃色谱显示正构烷烃碳数分布在 C₁₇—C₂₉ 之间,主峰碳为 C₂₀,峰型为后单峰型(表 3、图 9b),Pr/Ph=0.13,

图 6b 为二叠系深灰色泥岩和炭质泥岩有机质干酪根类型三角分类图。大隆组的 1 个灰黑色泥岩样品显微组分中腐泥无定形体占 73.76%,镜质组和惰质组占 25.74%,属 I 型干酪根,结合 Pr/ nC_{17} 与 Ph/ nC_{18} 图解(图 8)分析,其生源母质主要来源于弱还原条件下海相或咸湖相低等水生生物。

龙潭组大多数样品(占 71.43%)有机质干酪根为 III 型,部分(占 28.57%)为 II₁;5 个样品的饱

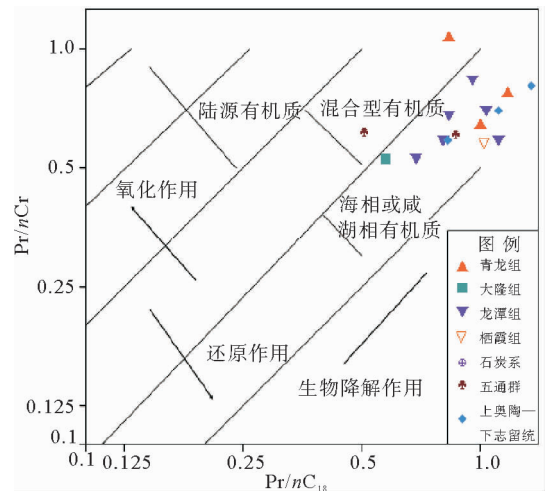
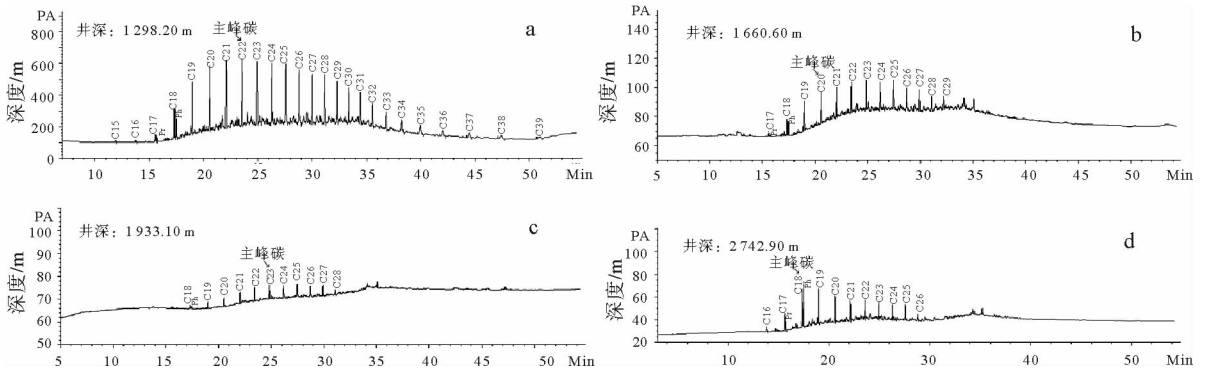


图 8 CSDP-2 井烃源岩有机质来源 Pr/ nC_{17} 与 Ph/ nC_{18} 区分图解

Fig. 8 Pr/ nC_{17} and Ph/ nC_{18} diagrams of well CSDP-2 showing source of organic matters of hydrocarbon source rocks



(a)二叠系龙潭组暗色泥岩;(b)二叠系栖霞组富含碳质臭灰岩;(c)石炭系灰岩;(d)上奥陶统一下志留统暗色泥岩

图9 CSDP-2井烃源岩饱和烃气相色谱

Fig. 9 Chromatogram of saturated group of gas-phase in hydrocarbon source rock of well CSDP-2

$Pr/nC_{17} = 0.57$ 、 $Ph/nC_{18} = 1.03$ ，轻/重烃的 $\sum nC_{21}^- / \sum nC_{22}^+$ 为 0.51，表明栖霞组烃源岩的生源母质主要源于含陆生植物的海相或咸湖相有机质（图 8），源于陆生植物的高碳部分和源于低等水生生物的低碳部分大致相当，较低的 Pr/Ph 值体现了还原性较强的沉积环境。

石炭系和泥盆系深灰色泥岩和碳质泥岩样品有机质干酪根分类见图 6c。

在石炭系上部和中部的 2 个样品的显微组分中，无定形体占 65.2%~84.45%，壳质组占 0.71%~24.0%，镜质组和惰质组占 10.8%~14.84%，属 I 型干酪根（占 33.33%），其余 4 个样品均属 III 型干酪根（占 66.67%）；饱和烃色谱显示正构烷烃碳数分布在 C_{18} — C_{28} 之间，主峰碳为 C_{23} ，峰型为较对称单峰型（表 3、图 9c），轻/重烃 $\sum nC_{21}^- / \sum nC_{22}^+$ 为 0.32， $Ph/nC_{18} = 0.67$ ，表明其生源母质来源于低等水生生物略占优势的陆生植物和海相或咸湖相低等水生生物的混源输入。

在泥盆系（五通群）上部 2 034.8~2 104.65 m 井段近 70 m 的地层段，在 2 个泥岩样品有机质显微组分中壳质组占 11.07%~50.0%，镜质组和惰质组占 50.0%~88.93%，腐泥无定形体仅占 0~0.90%，属 III 型干酪根（图 6c），显示其生源母为弱氧化环境下来源于陆生植物占优势的陆生植物和水生生物的混合输入；在下部 2 138.5~2 347.0 m 井段厚达 208.5 m 的地层段，在 3 个泥岩样品有机质显微组分中壳质组占 70.96%~75.54%，镜质组和惰质组占 23.53%~29.04%，

腐泥无定形体仅占 0~1.82%，属 II₂ 型干酪根；底部 1 个灰岩样品，属偏 II₂ 型干酪根（图 6c），显示其生源母质为弱还原环境下来源于藻类为主的海相或咸湖相低等水生生物（图 8）。

在上奥陶统（？）一下志留统的 2 361.1~2 839.6 m 井段共取 31 个深灰色泥岩样品，其中 27 个样品（占 87.1%）的有机质显微组分壳质组占 60.42%~88.49%，镜质组和惰质组占 8.99%~38.8%，腐泥无定形体仅占 0~5.94%（仅 1 个样品达到 22.7%），即 87.1% 样品的干酪根属 II₂ 型，其余 4 个样品有机质属 III 型（图 6d），可见，该井段地层深灰色泥岩的干酪根以 II₂ 型占绝对优势，III 型的较少（占 12.9%）。饱和烃色谱显示正构烷烃碳数分布在 C_{14} — C_{26} 之间，主峰碳为 C_{18} ，峰型为后单峰型（表 3、图 9d）， $Pr/nC_{17} = 0.58 \sim 0.80$ ， $Ph/nC_{18} = 0.83 \sim 1.36$ ，轻/重烃 $\sum nC_{21}^- / \sum nC_{22}^+$ 为 1.40~5.27，显示其生源母质主要来自陆生植物和海相或咸湖相有机质的混源输入（图 8）， $Pr/Ph = 0.24 \sim 0.67$ ，体现了弱还原—弱氧化的沉积环境。

3.3 烃源岩有机质成熟度

有机质的热成熟演化是烃源岩研究的重要指标。由于本次测试获得的热解峰温 T_{max} 值普遍偏高且有的存在两极分化现象，不能客观正确地反映有机质的真实热演化状态，本文主要采用镜质体反射率 $Ro(\%)$ ，同时参考正构烷烃碳数分布优势参数综合衡量有机质热演化程度。

3.3.1 镜质体反射率 $R_o(\%)$

CSDP-2 井烃源岩样品的实测 $R_o(\%)$ 数据表明,南黄海中部隆起中—古生界海相烃源岩的有机质热演化程度差异较大,跨越低成熟—成熟—高成熟—过成熟各阶段(表 2),其热演化单井剖面见图 10。

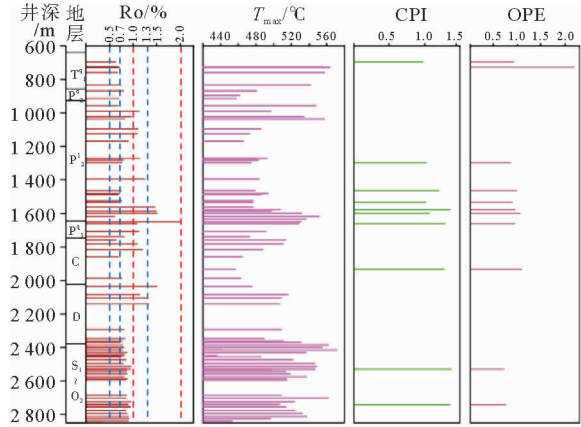


图 10 CSDP-2 井烃源岩热演化单井剖面图

Fig. 10 Diagrams of thermal evolution of well CSDP-2

下三叠统青龙组泥质灰岩, R_o 值集中在 $0.64\% \sim 0.75\%$ 范围内,均值为 0.683% ,整体处于低成熟和生烃初期阶段。

二叠系大隆组泥岩及炭质泥岩的 R_o 值变化在 $0.71\% \sim 0.807\%$ 之间,均值为 0.7585% ,整体处于成熟和大量生烃初期阶段。二叠系龙潭组泥岩和炭质泥岩的 R_o 为 $0.62\% \sim 1.52\%$,均值为 0.975% ,其中在井深 $956.3 \sim 1535.1$ m 井段, R_o 为 $0.69\% \sim 1.26\%$,均值 0.899% ,处于低成熟生烃—成熟大量生烃阶段;在 $1562 \sim 1599.62$ m 近 40 m 井段,连续出现 3 个 R_o 高值点(占总样品数 15%), R_o 为 $1.47\% \sim 1.52\%$,均值为 1.496% ,处于高成熟的凝析油—湿气演化阶段。可见,龙潭组中—上部泥岩热演化总体处于成熟和大量生烃阶段,下部泥岩则达到高成熟的凝析油—湿气阶段。

二叠系栖霞组下部的灰色灰岩的 R_o 为 $0.82\% \sim 1.13\%$,均值为 0.975% ,处于成熟和大量生烃阶段,上部富含炭质的臭灰岩的 R_o 为 $1.09\% \sim 2.02\%$,均值为 1.555% ,处于成熟—高成熟的生烃高峰和凝析油—湿气阶段,局部达到

过成熟的干气阶段。

石炭系灰岩和泥质灰岩的 R_o 为 $0.65\% \sim 1.21\%$,均值为 0.886% ,其中井深 1757.5 、 1857.78 m 处的纯灰岩样品的 R_o 为 $0.65\% \sim 0.70\%$,均值为 0.675% ,处于低成熟—成熟生烃初期,中部的 2 个泥质灰岩样品的 R_o 为 $1.10\% \sim 1.21\%$,均值为 1.155% ,处于成熟和生烃高峰阶段,石炭系底部的 1 个炭质泥岩样品的 R_o 为 0.77% ,处于成熟和大量生烃初始阶段。

泥盆系深灰色泥岩的 R_o 为 $0.82\% \sim 1.51\%$,均值为 1.163% ,其中上部的 $2034.8 \sim 2138.5$ m 井段的 R_o 为 $1.32\% \sim 1.51\%$,处于高成熟的凝析油—湿气阶段,而下部的 $2291.15 \sim 2347.0$ m 井段的 R_o 值仅达到 $0.82\% \sim 0.84\%$ 的成熟和大量生烃初始阶段。

在上奥陶统一志留统($2361.1 \sim 2839.6$ m 井段,下同),31 个泥岩样品的 R_o 值变化在 $0.75\% \sim 0.96\%$ 之间, R_o 值总体变化趋势随深度增加而增加,平均值为 0.86% ,处于成熟和大量生烃初始阶段。

3.3.2 正构烷烃奇碳优势(CPI)的变化

烃源岩正构烷烃的分布特征不仅具有指相意义,同时还可表征有机质的热演化程度。未成熟泥岩中有机质存在明显的奇碳优势,而随着成熟度的增加,奇碳优势逐渐消失,CPI 值逐渐减小并趋近于 1,可将 CPI 介于 $1.0 \sim 1.2$ 之间作为成熟阶段的标志(图 11)。

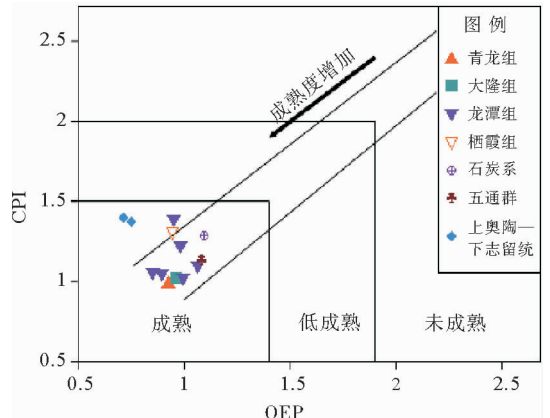


图 11 CSDP-2 井烃源岩 CPI 和 OEP 参数及成熟度特征
Fig. 11 Diagram CPI versus OEP showing maturity of hydrocarbon source rocks of well CSDP-2

目前获得的13个烃源岩样品色谱分析结果表明,下三叠统青龙组灰岩烃源岩 CPI=0.98(图10、11),正构烷烃的奇碳优势消失,表明其热演化程度相对较高,有机质基本成熟。

二叠系大隆组和龙潭组烃源岩的 CPI 为 1.02~1.36, OEP 为 0.86~1.07, 其中 80% 的样品的 CPI 值介于 1.02~1.2 之间, 正构烷烃奇碳优势(CPI)基本消失, 绝大部分为成熟烃源岩。

二叠系栖霞组顶部臭灰岩的 CPI=1.29, OEP 为 0.95, 正构烷烃奇碳优势微弱, 烃源岩处于成熟演化阶段。

在石炭系烃源岩, 仅 1 个样品进行了气相色谱分析, CPI 值为 1.28, OEP 为 1.10, 正构烷烃奇碳优势微弱, 属成熟烃源岩。

对上奥陶一下志留统深灰色泥岩的 4 个样品进行了气相色谱分析, 仅 2 个获得 CPI 值为 1.36~1.38, 4 个样品的 OEP 值在 0.72~0.93 之间变化, 正构烷烃奇碳优势微弱, 属成熟烃源岩。

3.4 烃源岩生油气潜力与勘探前景

CSDP-2 井在中—古生界钻遇多套灰岩和深灰色—灰黑色泥岩。在钻入井深 866 m 的青龙组和 885 m 的大隆组时, 实时气测录井分别获得高于 0.30% 和 0.37% 的全烃气测异常^[1], 在泥盆系、奥陶系—志留系深灰色泥岩段, 实时气测录井亦获得了较高的气测异常, 表明上述地层中存在较丰富的游离烃类, 其暗色泥岩具有良好的生烃能力。

烃源岩有机质丰度、类型、热演化程度、可溶有机物及其族组分的烷烃、芳烃含量及烷烃/芳烃比分析表明, 南黄海中部隆起目前揭示的 3 套碳酸盐岩烃源岩和 3 套碎屑岩烃源岩, 其生烃能力和烃产物差异很大。

青龙组上部为“倾油型”中等—好成熟烃源岩, 总烃含量为 $(384.21 \sim 887.12) \times 10^{-6}$, 生油能力较强, 下部“倾气型”中等—差烃源岩, 生气能力差; 栖霞组“倾气型”成熟烃源岩, 上段深灰色富含碳质的臭灰岩好烃源岩, 成熟度高, 生气能力强, 下段栖霞灰岩差烃源岩生气能力差; 石炭系“油气型”灰岩烃源岩, 非均质性强, 中—上部含 I 型有机质的低成熟中等和最好灰岩烃源岩, 具有较强的生油气能力, 下部含 III 型有机质的泥质灰岩, 有

机质虽成熟, 但丰度低, 生气能力很弱; 底部炭质泥岩好烃源岩, 总烃含量为 427.92×10^{-6} , 生油气能力较强。

大隆组深灰色泥岩和炭质泥岩总体属好烃源岩, 尤其是上部的最好“倾气型”成熟烃源岩, 总烃含量高达 395.28×10^{-6} , 生气能力很强; 龙潭组(含底部孤峰组)深灰色泥岩、炭质泥岩绝大部分属中等—好“倾气型”成熟烃源岩, 尤其是中段累计 80 余米的好—最好烃源岩及下段累计约 32 m 的优质烃源岩, 生气能力很强; 泥盆系上部深灰—灰黑色泥岩属好—最好“倾气型”成熟—高成熟烃源岩, 总烃含量高达 $(312.86 \sim 1\ 317.93) \times 10^{-6}$, 生气能力很强; 上奥陶统一志留统上部发育一套厚 5~10 m 的中等—好“倾油型”成熟烃源岩, 总烃含量 $(200.7 \sim 543.8) \times 10^{-6}$, 生油能力较强。

据钻井揭示的地层厚度、烃源岩厚度和密度、有机碳含量和降解率等参数, 采用“生烃法”模拟计算的各套烃源岩的生烃强度表明, 下三叠统青龙组浅海陆棚相灰岩、石炭系中—上部局限台地相生物碎屑灰岩和上奥陶统一志留统陆棚欠补偿盆地相深灰色泥岩属生油为主的烃源岩, 生油强度分别为 $(20.412 \sim 25.515) \times 10^4$ t/km²、 $(10.598 \sim 15.708) \times 10^4$ t/km² 和 $(12.066 \sim 14.077) \times 10^4$ t/km²; 生气为主的烃源岩, 按生气强度大小依次为上二叠统龙潭组三角洲前缘—浅海相泥岩及大隆组盆地相深灰色泥岩、石炭系中部和下部含 III 型有机质的泥质灰岩、泥盆系后滨—前滨相深灰色、灰黑色泥岩和下二叠统栖霞组局限台地—浅滩相灰岩, 生气强度分别为 $(11.365 \sim 16.286\ 3) \times 10^8$ 、 $(1.968 \sim 3.665) \times 10^8$ 、 $(2.045 \sim 3.650) \times 10^8$ 和 $(1.076\ 3 \sim 2.152\ 6) \times 10^8$ m³/km²。

综上, 该井已钻遇中—古生界的总生气强度为 $(16.454\ 3 \sim 25.753\ 9) \times 10^8$ m³/km², 总生油强度为 $(43.076 \sim 55.30) \times 10^4$ t/km², 生气强度是生油强度的 4~5 倍, 碎屑源岩的生烃强度是灰岩源岩的 2 倍以上。总生烃强度为 $(20.761\ 9 \sim 31.283\ 9) \times 10^8$ m³ 气当量/km²。据前人资料统计, 国内已发现的大中型气田均分布于生气强度 $>20 \times 10^8$ m³/km² 的区域^[16,17], 世界上最大的天然气聚集区西西伯利亚盆地, 其大部分气田集中在生气强度 $>30 \times 10^8$ m³/km² 的区带^[16,17]。类

比显示南黄海中部隆起中—古生界具备了形成大中型气田的物质基础。

4 结论与讨论

(1) CSDP-2 井揭示的烃源岩油气地球化学评价证实南黄海盆地中部隆起中—古生界分别发育下三叠统青龙组、下二叠统栖霞组和石炭系 3 套灰岩烃源岩和上二叠统大隆组—龙潭组、泥盆系和上奥陶统一下志留统三套碎屑岩烃源岩。

(2) 青龙组上部中等—好的成熟烃源岩、石炭系中—上部中等—最好的低成熟灰岩烃源岩及上奥陶统一下志留统上部的中等—好的成熟烃源岩为“倾油型”烃源岩,其生油强度分别为 $(20.412 \sim 25.515) \times 10^4$ 、 $(10.598 \sim 15.708) \times 10^4$ 和 $(12.066 \sim 14.077) \times 10^4$ t/km²。

(3) 大隆组—龙潭组深灰色泥岩和炭质泥岩为“倾气型”成熟烃源岩,尤其是大隆组下部、龙潭组中—下段累计发育厚逾 120 m 的好—最好烃源岩,生气能力极强,累计生气强度达 $(11.3650 \sim 16.2863) \times 10^8$ m³/km²; 石炭系中、下部泥质灰岩、炭质泥岩和泥盆系上部成熟—高成熟烃源岩均具有较强的生气能力,生气强度分别为 $(1.968 \sim 3.665) \times 10^8$ 和 $(2.045 \sim 3.650) \times 10^8$ m³/km²; 栖霞组下段“倾气型”成熟的灰岩烃源岩和上段富含炭质的高成熟—过成熟臭灰岩,累计生气强度 $(1.0763 \sim 2.1526) \times 10^8$ m³/km²。

(4) 中—古生界总生烃强度是 $(20.7619 \sim 31.2839) \times 10^8$ m³ 气当量/km²,其中总生气强度为 $(16.4543 \sim 25.7539) \times 10^8$ m³/km²,总生油强度为 $(43.076 \sim 55.30) \times 10^4$ t/km²,生气强度是生油强度的 4~5 倍;碳酸盐岩和碎屑岩烃源岩的总生烃强度分别为 $(6.1455 \sim 9.9401) \times 10^8$ 和 $(14.6166 \sim 21.344) \times 10^8$ m³/km²。碎屑岩烃源岩的总生烃强度是碳酸盐岩烃源岩总生烃强度的 2 倍以上。巨大的生烃强度和多源层供烃为南黄海中部隆起中—古生界形成大—中型的油气聚集成藏提供了充分的物质基础。

(5) 钻井地层中多处存在 Ro 值倒转和突变现象,如二叠系在 1 535.1~1 562.0 m 井段,其 Ro 值出现突变,烃源岩生烃倾向亦在 1 535.1 m 附近发生明显变化,其下部和上部均为“倾气型”,

1 535.1 m 附近突变为“油气型”,类似的情况还出现在井深 1 857.78 m 附近的石炭系井段和井深 2 442.3~2 446.6 m 的上奥陶统一下志留统井段,不仅 Ro 值出现突变,烃源岩生烃倾向亦由该井段上、下的“倾气型”变为“倾油型”,可能指示沉积环境的重大变化或地层存在推覆和构造倒转,有待进一步的资料证据和研究证实。

参考文献:

- [1] 郭兴伟,朱晓青,宋世杰. 大陆架科钻 CSDP-2 井在南黄海海相地层中首次钻遇油气显示[J]. 海洋地质与第四纪地质,2015,35(5):124.
- [2] 郭兴伟,朱晓青,牟林,等. 南黄海中部隆起二叠纪—三叠纪菊石的发现及其意义[J]. 海洋地质与第四纪地质,2017,37(3):21-127.
- [3] 王东良,李欣,李书琴,等. 未成熟—低成熟煤系烃源岩生烃潜力的评价——以塔东北地区为例[J]. 中国矿业大学学报:自然科学版,2001,30(3):317-322.
- [4] 郝石生,高岗,王飞宇,等. 高过成熟海相烃源岩[M]. 北京:石油工业出版社,1996.
- [5] 钟宁宁,秦勇. 碳酸盐岩有机岩石学[M]. 北京:科学出版社,1995.
- [6] 程克明,王兆云,钟宁宁,等. 碳酸盐岩油气生成理论与实践[M]. 北京:石油工业出版社,1996.
- [7] 钟宁宁,张枝焕. 石油地球化学进展[M]. 北京:石油工业出版社,1998.
- [8] 夏新宇. 碳酸盐岩生烃与长庆气田气源[M]. 北京:石油工业出版社,2000.
- [9] 梁狄刚,张水昌,张宝民,等. 从塔里木盆地看中国海相生油问题[J]. 地质前缘,2000,7(4):543-547.
- [10] 薛海涛,卢双舫,钟宁宁. 碳酸盐岩气源岩有机质丰度下限研究[J]. 中国科学(D辑),2004,34(A01):127-133.
- [11] 陈建平,梁狄刚,张水昌,等. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法[J]. 地质学报,2012,86(7):1132-1142.
- [12] 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):281-285.
- [13] 薛海涛. 碳酸盐岩烃源岩有机质丰度评价标准[M]. 北京:石油工业出版社,2010.
- [14] 张善文,隋风贵,林会喜,等. 渤海湾盆地前古近系油气地质与远景评价[M]. 北京:地质出版社,2009.
- [15] 侯读杰,冯子辉. 油气地球化学[M]. 北京:石油工业出版社,2011.
- [16] 黄保家,肖贤明,董伟良. 莺歌海盆地烃源岩特征及天然气生成演化模式[J]. 天然气工业,2002,22(1):26-32.
- [17] 黄保家. 莺—琼盆地天然气的成因特征及烃源岩生气潜力[C]//21 世纪中国油气勘探国际研讨会论文集,2002:400-409.

DETAILED ASSESSMENT OF MESO-PALEOZOIC HYDROCARBON SOURCE ROCKS: IMPLICATIONS FROM WELL CSDP-2 ON THE CENTRAL UPLIFT OF THE SOUTH YELLOW SEA BASIN

XIAO Guolin^{1,2,3}, CAI Laixing^{2,3}, GUO Xingwei^{1,2,3}, WU Zhiqiang^{1,2,3},
DONG Heping^{1,2,3}, LI Baogang⁴

(1 Key Laboratory of Marine Hydrocarbon Resource and Environmental Geology, Ministry of Land and Resource, Qingdao 266071, China;

2 Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266237, China;

3 Qingdao Institute of Marine Geology, China Geological Survey, Qingdao 266071, China;

4 School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: The well CSDP-2 is the first whole coring deep hole ever drilled on the Central Uplift of the South Yellow Sea Basin. It penetrated many sets of clastic and carbonate rocks from the Late Ordovician Formation up to the Early Triassic Qinglong Formation unconformably under the Neogene. The data of organic abundance, organic types, thermal evolution history, soluble organic matter and hydrocarbon-generating intensity of the sequence confirms that on the Central Uplift there occurs three sets of effective hydrocarbon source rocks: the lipophilic limestone of the Upper Member of the Qinglong Formation, the mudstone of the Upper Ordovician up to the upper member of the Lower Silurian and the oil-gas type limestone of the Middle and Upper Members of the Carboniferous. The effective hydrocarbon source rocks that generated gas are mainly the mudstone and carbonaceous mudstone of the Dalong Formation-Longtan Formation, the stink limestone of Upper Qixia Formation which is rich in organic, limestone of middle-lower Carboniferous and the carbonaceous mudstone in the bottom of Carboniferous. The Mesozoic and Paleozoic total hydrocarbon-generating intensity revealed by the drilling is $(20.7619-31.2839) \times 10^8 \text{ m}^3 \text{ gas equivalent/km}^2$ and its gas-generating intensity is roughly comparable to large and medium-sized gas fields of the world. According to our calculation, the total oil-generating intensity of the oil source rock is $(43.076-55.30) \times 10^4 \text{ t/km}^2$, and the total gas-generating intensity of gas source rock is $(16.4543-25.7539) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$. The total gas-generating intensity of source rocks is 4-5 times higher than the oil-generating intensity, and the hydrocarbon-generating intensity of clastic rocks is twice higher than that of limestone. High hydrocarbon-generating intensity and abundance of hydrocarbon source layers have provide sufficient materials for a medium-large oil and gas accumulation, showing a good oil and gas exploration prospect of the Mesozoic-Paleozoic in the region of the Central Uplift of the South Yellow Sea Basin.

Key words: Central Uplift of the South Yellow Sea Basin; well CSDP-2; Meso-Paleozoic; detailed assessment on hydrocarbon source rocks