

文章编号:1009-2722(2015)04-0028-07

下扬子地块 2 个古生界地质剖面的 烃源岩特征及其对南黄海盆地的意义

许红^{1,2},张柏林^{2,3},俞昊⁴,杨艳秋^{1,2},施剑^{1,2},刘志飞⁴,
赵新伟^{2,5},朱玉瑞^{2,5},李建委^{2,6},卢树参^{1,3},张海洋^{1,3}

(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 青岛海洋地质研究所,青岛 266071;
3 中国地质大学(武汉),武汉 43005;4 中石化华东分公司石油勘探开发研究院,南京 210036;
5 中国石油大学(华东),青岛 2665807;6 山东科技大学,青岛 266510)

摘要:针对南黄海海域油气勘探缺乏揭示古生界钻井样品资料的窘况,对邻近陆区 2 个典型露头剖面进行了调查研究。这 2 个剖面分别为南京幕府山的下古生界寒武系陆相泥岩和安徽巢湖的上古生界二叠系海相灰岩,都呈深灰黑色;前者是当前下扬子陆区页岩气勘探重点研究层系;后者出露面积较大,似臭鸡蛋味浓烈,为含硅碳酸盐岩,俗称“臭灰岩”。通过系统油气地球化学测试,证实其均为优质烃源岩;岩石物性测试结果表明,后者还可为优质储集岩。由于古生代下扬子地块具有地台性质,沉积体系向南黄海海区自然延伸沉积,因此,利用这些来自陆区露头地质剖面的珍贵样品推测,二者均可作为南黄海盆地尤其是南部拗陷的潜在主力烃源岩,以期为相应的油气勘探评价提供借鉴。

关键词:油气地球化学;烃源岩;二叠系臭灰岩;寒武系泥岩;古生界;下扬子地块;南黄海
中图分类号:P618.13 **文献标识码:**A **DOI:**10.16028/j.1009-2722.2015.04005

南黄海盆地合计钻井 26 口,钻井揭示的最古老地层为石炭系。古生界被认为是主要勘探目的层^[1]之一。笔者通过精心研究毗邻南黄海下扬子陆区露头地质剖面特征,有针对性地选择上下古生界多条不同露头剖面实施调查,通过测试分析评价获得的珍贵数据弥补了海区钻井实物资料及测试数据的不足。

本次野外地质调查路线(图 1)为:青岛—连云港—南京—巢湖—泾县—宁国—长兴,实际在连云港、南京、巢湖、泾县—宁国、长兴等 5 大预选

调查区观察野外露头剖面 25 条,实测剖面 1 条。据前人研究,苏北幕府山组生烃层系指标很好,被认为是苏北页岩气勘探有利层系^[2];巢湖二叠系为一套浅海相泥页岩及海陆过渡相含煤岩系^[3-5],栖霞组深灰色灰岩有机碳含量高,综合评价为中等烃源岩^[6]。

本次选择性研究了位于南京寒武系幕府山剖面和安徽巢湖平顶山二叠系栖霞组臭灰岩剖面调查的成果,结果与前人有所不同。前人测试评估栖霞组灰岩的生储能力低、寒武系幕府山组深灰黑色泥岩的生烃潜量指标低^[2-19]。

1 地质构造背景与调查研究意义

下扬子地块位于扬子地台东北缘陆区,西以郯庐断裂为界,西北与鲁苏—千里岩隆起相连,西

收稿日期:2015-01-05

基金项目:中国地质调查局项目(GZH201200510);国家重点基础发展研究计划(973 计划)(2012CB956004);国家自然科学基金(41106064,49206061)

作者简介:许红(1957—),男,博士,研究员,主要从事海域油气成藏与资源勘探评价方面的研究工作。E-mail:qdxhong@163.com



图 1 下扬子陆区野外地质剖面调查路线及剖面位置(C为南京;D为巢湖剖面)

Fig. 1 Geological excursion route and field sections studied(C for Nanjing, D for Chaohu section)

南到九江,以赣江断裂为界与中扬子地区相邻,南及东南以江绍断裂为界伸入南黄海,面积为 $36 \times 10^4 \text{ km}^2$ [20]。本次调查研究区位于下扬子陆区地块中北部(图 2),可代表直接延伸进入南黄海海区苏皖北次地块的地质沉积岩石性质的特征。因

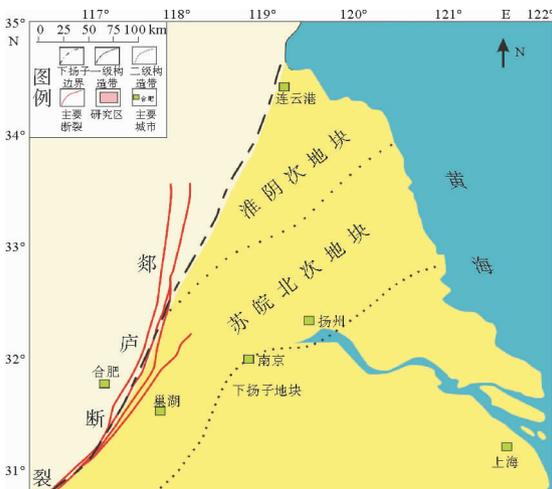


图 2 下扬子陆区南京下古生界和巢湖上古生界地质剖面构造位置

Fig. 2 The tectonic location of the field sections

此,无论对于直观研究南黄海盆地前石炭系沉积地层和岩性特征,还是补充海域极度缺乏的古生界岩石样品及其烃源岩测试评价的认识,以及海陆盆地对比,都具有实际意义。

2 地质剖面特征

2.1 南京幕府山寒武系剖面的特征

该剖面及采样点位于南京幕府山山脚。寒武系幕府山组地层是该剖面出露的两大岩性之一。沉积层大多为植被覆盖;露头无产状,深灰色、黑色,以大小无序堆积的深色泥岩间夹似煤系岩块为主,随机采集该剖面样品特征见图 3 及表 1。



图 3 江苏南京寒武系幕府山组露头剖面及黑色泥岩
Fig. 3 Outcrop section of Cambrian Mufushan Formation, Nanjing, Jiangsu and the black mudstone

表 1 南京—巢湖调查剖面样品采集数据
Table 1 Data of samples collected from Nanjing and Chaohu sections

序号	剖面名称	地质年代	海拔高度/m	岩性	采集点产状
1	幕府山组	寒武纪	95.5	泥页岩	沿山坡无序堆积
2	栖霞组	二叠纪	117	硅质灰岩	倾向 297°, 倾角 44°
3	栖霞组	二叠纪	117	硅质灰岩	倾向 297°, 倾角 44°

2.2 巢湖平顶山南二叠系剖面特征

从采石场开发出露的剖面可见,二叠系栖霞

组灰岩多呈深灰黑色(图4、5),顶部岩性即深灰黑色含燧石结核臭灰岩,臭鸡蛋味强烈,室内定名含硅质灰岩,可能白云化。



图4 安徽巢湖平顶山南二叠系栖霞组露头剖面

Fig. 4 Outcrop of Qixia Formation of Permian, Pingding Hill, Chaohu, Anhui



a 露头剖面近景



b 臭灰岩特写

图5 安徽巢湖平顶山南二叠系栖霞组剖面

Fig. 5 Outcrop of the stinking limestone of Qixia Formation of Permian, Pingding Hill, Chaohu, Anhui

3 油气地球化学测试及分析

3.1 有机质类型

3.1.1 干酪根显微组分特征及有机质类型

利用显微镜透射光和显微有机组分含量分析技术测试干酪根显微组分及有机质类型。结果涉及透射光颜色、形态及结构的特征与各类显微有机组分含量百分比等。利用干酪根类型指数计算公式: $TI = [\text{腐泥组} \times 100 + \text{壳质组} \times 50 + \text{镜质组} \times (-75) + \text{惰质组} \times (-100)] / 100$, 计算获得了 TI 值; 根据干酪根镜下特征鉴定分类(表2), 获得南黄海盆地烃源岩样品干酪根类型(表3)。

表2 干酪根镜下特征鉴定分类

Table 2 Classification of kerogen upon microscopic characteristics

类型	TI	产油气性质
腐泥型 I	>80	产油为主
含腐殖腐泥型 II ₁	80~40	产油气
含腐殖腐泥型 II ₂	40~0	产气油
腐殖型 III	<0	产气为主

不难发现,二叠系和寒武系烃源岩以腐泥型干酪根为主,主要属于产油母岩;但在演化程度高的情况下,该母岩将以产气为主。

3.1.2 岩石热解参数划分有机质类型

评价有机质类型的热解参数有:氢指数(HI)和类型指数(S_2/S_3)(表4)。在高成熟—过成熟阶段,划分有机质类型的有效指标是干酪根的碳

同位素;本文根据 HI— T_{max} 有机质类型判别图划分样品的有机质类型。

利用岩石热解 HI— T_{max} 测试结果进行综合

分析,可部分反映样品有机质类型的特征。由图 6 可见,3 个样品落在 HI— T_{max} 有机质类型分析图的典型 I 型干酪根区。

表 3 南黄海盆地烃源岩样品干酪根类型

Table 3 Kerogen types of hydrocarbon source rocks from the South Yellow Sea Basin

原始样品编号	地区/井号	层位	岩性	TI 值	干酪根类型	备注
No. 13	下扬子地区	二叠系	深灰黑色硅质灰岩	98.3	I	大块状
No. 14			深灰黑色硅质灰岩	98.3	I	
No. 15	下扬子地区	寒武系	深灰黑色泥岩	96.5	I	碎屑状

表 4 岩石热解参数划分有机质类型标准

Table 4 Classification of rock pyrolysis parameters on different standard

参数/类型	I	II ₁	II ₂	III
HI	>500	500~350	350~100	<100
Cp/TOC	>50	50~30	30~10	<10
S ₂ /S ₃	>20	20~5	5~2.5	<2.5

表 5 研究区烃源岩样品族组分含量统计

Table 5 Strain composition of hydrocarbon source rocks in the study area

原编号	层位	族组分				饱/芳	(饱+芳)/%
		烷烃 /%	芳烃 /%	非烃 /%	沥青 质/%		
No. 13	二叠系	9.86	21.13	42.25	26.76	0.47	30.99
No. 14		13.44	25.54	41.67	8.06	0.53	38.98
No. 15	寒武系	28.83	28.63	9.68	19.76	1.01	57.46

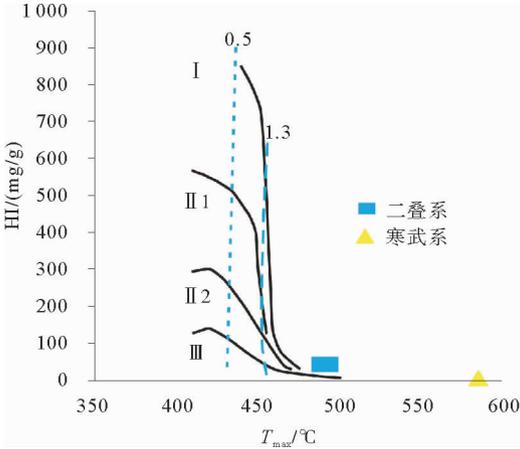


图 6 下扬子地区烃源岩样品

HI— T_{max} 有机质类型判别图

Fig. 6 HI— T_{max} type of organic matters in the hydrocarbon source rock samples, lower Yangtze area

3.1.3 以氯仿沥青“A”族组分判断有机质类型

根据饱/芳比值大小与(饱+芳)相对含量可区分 4 种干酪根类型;有机质的(饱+芳)含量 > 60%, 饱/芳 > 3 为 I 型, 饱/芳 < 3 或者有机质(饱+芳)含量 < 10% 为 III 型。根据测试结果(表 5), 样品饱/芳和(饱+芳)数据居于 I—II 型干酪根之间。

3.2 有机质丰度

有机质丰度是衡量和评价岩石生烃能力的重要参数。目前有机质丰度指标主要有总有机碳含量(TOC, %)、氯仿沥青“A”、总烃含量(HC, %)、岩石热解参数(S₁+S₂, mg/g)等。

3.2.1 有机碳含量

沉积物中的碳主要以有机碳和碳酸盐岩 2 种形式存在,有机碳含量是指岩石中存在于有机质中的碳含量,是有机质丰度指标中的重要指标之一。

由直方图(图 7)可知,寒武系样品 TOC >

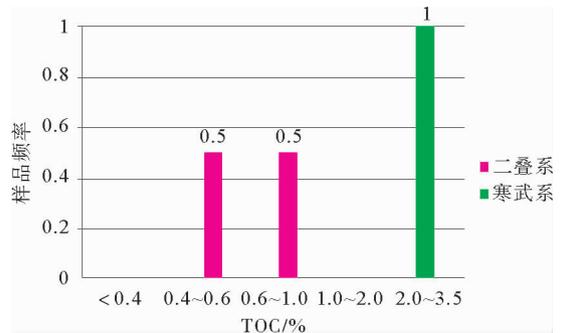


图 7 研究区烃源岩样品 TOC 分布直方图

Fig. 7 TOC distribution histogram of samples from the study area

2%,属于好烃源岩。二叠系样品为碳酸盐岩,其有机质丰度也属于好烃源岩。

3.2.2 生烃潜量

游离烃 S_1 和岩石热解过程中干酪根热解生成烃 S_2 之和(S_1+S_2)构成生烃潜量,当有机质成熟度和类型相同时,有机碳含量高,生烃潜量大,但是有机质类型不同的烃源岩,有机碳含量相同

其生烃潜力可能不同,依此评价烃源岩的生烃能力。由表 6 可知,二叠系作为碳酸盐岩,其烃源岩生烃潜量指标较泥岩要低,测试获得的结果绝对值反而较高,因此,判定为很好的烃源岩;寒武系黑色泥岩产烃率反而较低,解释为与年代久远出露地表游离烃损失殆尽有关。

表 6 生烃潜量综合测试数据

Table 6 Hydrocarbon generation potential based on test data

岩性	层位	可溶烃 S_1 /(mg/g)	热解烃 S_2 /(mg/g)	产油潜率(S_1+S_2) /(mg/g)	产率指数 PI	氢指数 HI /(mg/g)	有效碳 PC/%	降解率 D/%	烃指数 HCI /(mg/g)
深灰黑色灰岩	二叠系	0.08	0.21	0.29	0.28	41.18	0.02	4.72	15.69
深灰黑色灰岩	二叠系	0.07	0.31	0.38	0.18	39.74	0.03	4.04	8.97
深灰黑色泥岩	寒武系	0.01	0.07	0.08	0.13	2.76	0.01	0.26	0.39

3.2.3 氯仿沥青“A”

氯仿沥青“A”是岩石中可抽提有机质的丰度,反映残余可溶有机质的含量和生排烃作用的结果。在有机质相同情况下,氯仿沥青“A”含量越高,有机质向石油转化的程度越高,氯仿沥青“A”与有机碳含量之比为有机质向油气转化的指标。由样品的氯仿沥青“A”频率分布直方图(图 8)可知,二叠系为灰岩系列好烃源岩。

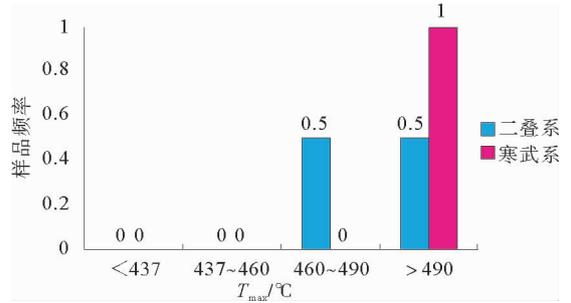


图 9 研究区烃源岩样品(二叠系、寒武系) T_{max} 分布直方图

Fig. 9 T_{max} distribution histogram of hydrocarbon source rocks samples in the study area (Permian, Cambrian)

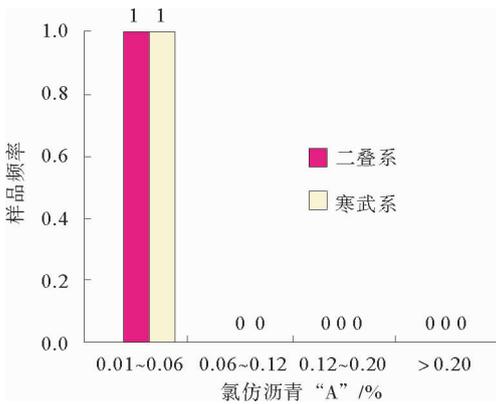


图 8 研究区氯仿沥青“A”频率分布直方图

Fig. 8 Distribution histogram of chloroform bitumen “A” in the study area

3.3 有机质成熟度

最高热解峰温(T_{max})是判断有机质成熟度主要评价指标之一,测试结果表明二叠系、寒武系样品有机质分别达到高成熟—过成熟阶段(图 9)。

3.4 岩石物性

测试结果表明,二叠系栖霞组含硅碳酸盐岩的孔隙度均为 30%,水平渗透率分别为 $(50 \sim 150) \times 10^{-3} \mu m^2$,表明成岩溶蚀作用和孔隙连通率一般,达到较好油气储层标准。

4 认识和讨论

下扬子地块苏皖次地块是南黄海盆地南部古生代次地块在陆区的延伸部分,出露多套上下古生界生烃层系。其中,寒武系幕府山组陆相黑色泥岩有机碳含量高,产烃率一般;二叠系栖霞组海相深灰黑色灰岩有机碳含量中等,产烃率较高;二

叠系深灰黑色灰岩干酪根类型Ⅰ型,寒武系黑色泥岩干酪根类型以Ⅰ型为主,含Ⅱ型干酪根;二叠系属于高成熟源岩,寒武系为过成熟源岩,总体评价为好烃源岩,分别属于上下古生界主力生烃源岩。其中,二叠系栖霞组臭灰岩既是好烃源岩又是储集岩。

寒武系生烃潜力2个指标低于二叠系臭灰岩,与其年代久远、呈碎屑状松散分布,游离烃损失殆尽有关。

该项认识恰好解释了在黄桥地区发现的二叠系栖霞组灰岩溶蚀孔缝洞储层的大型二氧化碳气田的成藏机制和模式^[19-23],二叠系灰岩具有同时作为生储盖层,形成自生自储灰岩气藏能力;但这与苏北盆地近几年在二叠系砂岩储层中发现的工业油流不一样,还达不到海域油气经济价值油气田规模的水平;但是臭灰岩却具备了这样的条件。

将此借鉴于南黄海盆地古生界油气勘探,是在推测海域同样发育苏皖次地块相近沉积岩系和该2套优质烃源岩和储集岩系并形成大气田的基础上,但海陆区的演化可能非常不同。因此,有必要进一步研究厘清南黄海盆地相接部分构造运动的历程。

参考文献:

[1] 张海敏,陈建文,李刚,等.地震调查在南黄海崂山隆起的发现及其石油地质意义[J].海洋地质与第四纪地质,2009,29(3):107-113.

[2] 刘小平,潘继平,刘东鹰,等.苏北地区下寒武统幕府山组页岩气勘探前景[J].成都理工大学学报,2012,39(2):198-205.

[3] 谢树成,殷鸿福,曹长群,等.二叠纪—三叠纪之交地球表层系统的多幕式变化:分子地球生物学记录[J].古生物学报,2009,48(3):487-496.

[4] 康玉柱.中国古生代大型油气田成藏条件及勘探方向[M].天然气工业,2007,27(8):1-6.

[5] 康玉柱,蔡希源,张传林,等.中国古生代海相油气田形成条件与分布[M].乌鲁木齐:新疆科技卫生出版社,2002.

[6] 金之钧.塔里木盆地油气富集规律的认识与大型油气田勘探方向[J].世界石油工业,2004,11(5):30-33.

[7] 秦建中,付小东,腾格尔.川东北宣汉—达县地区三叠—志留系海相优质烃源层评价[J].石油实验地质,2008,30(4):367-381.

[8] 金之钧,刘光祥,方成名,等.下扬子区海相油气勘探选区评价研究[J].石油实验地质,2013,35(5):473-486.

[9] 俞凯,郭念发.下扬子区下古生界油气地质条件评价[J].石油实验地质,2001,23(1):41-46.

[10] 陈践发,张水昌,孙省利,等.海相碳酸盐岩优质烃源岩发育的主要影响因素[J].地质学报,2006,80(3):467-472.

[11] 高林,周雁.中下扬子区海相中-古生界烃源岩评价与潜力分析[J].油气地质与采收率,2009,16(6):30-33.

[12] 胡芬.南黄海盆地海相中-古生界油气资源潜力研究[J].海洋石油,2010,30(3):1-8.

[13] 胡芬,江东辉,周兴海.南黄海盆地中-古生界油气地质条件研究[J].海洋石油,2012,32(2):9-15.

[14] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等.南方四套区域性海相烃源岩的分布[J].海相油气地质,2008,13(2):1-16.

[15] 林小云,刘建,陈志良,等.中下扬子区海相烃源岩分布与生烃潜力评价[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2007,29(3):15-19.

[16] 刘金庆,许红,孙晶,等.下扬子海区南黄海盆地油气勘探的几点认识[J].海洋地质前沿,2012,28(4):30-37.

[17] 闫桂京,许红,杨艳秋.苏北—南黄海盆地构造热演化特征及其油气地质意义[J].天然气工业,2014,34(5):49-55.

[18] 马立桥,陈汉林,董庸,等.苏北—南黄海南部叠合盆地构造演化与海相油气勘探潜力[J].石油与天然气地质,2007,28(1):35-42.

[19] 傅宁,刘英丽,熊斌辉,等.CZ35-2-1井古生界烃源岩地球化学参数异常分析[J].中国海上油气(地质),2003,7(2):93-98.

[20] 蔡乾忠.中国东部与朝鲜大地构造单元对应划分[J].海洋地质与第四纪地质,1995,15(1):7-24.

[21] 杨方之,等.江苏黄桥二氧化碳气田[M].北京:石油工业出版社,2011.

[22] 任以发.黄桥二氧化碳气田成藏特征与进一步勘探方向[J].天然气地球科学,2005,16(5):622-625.

[23] 戚厚发,戴金星.我国富含二氧化碳气藏的分布及成因探讨[J].石油勘探与开发,1981,12(3):248-257.

CHARACTERISTICS OF THE SOURCE ROCKS FROM TWO PALEOZOIC GEOLOGICAL SECTIONS IN THE LOWER YANGTZE AND THE IMPLICATION FOR THE SOUTH YELLOW SEA BASIN

XU Hong^{1,2}, ZHANG Bolin^{2,3}, YU Hao⁴, YANG Yanqiu^{1,2}, SHI Jian^{1,2}, LIU Zhifei⁴,
ZHAO Xinwei^{2,5}, ZHU Yurui^{2,5}, LI Jianwei^{2,6}, LU Shushen^{2,5}, ZHANG Haiyang^{2,5}

(1 Key Laboratory of Marine Resources & Environmental Geology, MLR, Qingdao 266071, China;

2 Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao 266071, China; 3 China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China;

4 Sinopec East China Branch of Petroleum Exploration and Development Research Institute, Nanjing 210036, China;

5 China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

6 Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266510, China)

Abstract: No Paleozoic drilling samples are available in the South Yellow Sea so far. It has brought difficulties to the oil and gas exploration in the region. However, there are 2 sections in the nearby region, i. e. the Lower Paleozoic Cambrian terrigenous mudstone deposits on the Mufu mountain of Nanjing and the Paleozoic Permian marine limestone in the Chaohu region of Anhui province, and both are dark grey to black in color. The former is now the target of shale gas exploration on the Yangtze continent, and the later consisting of silicified limestone is known as the “rotten limestone” widely exposed in the Yangtze region. Oil and gas geochemical testing confirms that both of them are high quality source rocks. Test of physical properties even shows that the latter could also be high quality reservoir rocks. The Lower Yangtze region was then a platform in Paleozoic, the deposits could be extended to the South Yellow Sea. Therefore, it is reasonable to extend the research results of the samples from the outcrops of the land area, to the South Yellow Sea, in particularly the Southern Depression of the South Yellow Sea Basin as potential hydrocarbon source rocks.

Key words: oil and gas geochemistry; source rocks; Permian stink limestone; Cambrian mudstone; Palaeozoic; Lower Yangtze landmass; the South Yellow Sea