

高顺莉, 谭思哲, 陈春峰, 等. 下扬子-南黄海二叠纪岩相古地理特征及油气勘探启示[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(4): 53-60.

下扬子-南黄海二叠纪岩相古地理特征 及油气勘探启示

高顺莉, 谭思哲, 陈春峰, 周平

(中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335)

摘要:以二叠系为研究对象, 基于野外露头、钻井资料和地震资料, 以沉积相分析为核心, 以组为单位编制了下扬子-南黄海二叠纪岩相古地理图, 并在此基础上, 预测有利烃源岩和储层分布, 分析二叠系勘探潜力及勘探方向。研究表明: 下扬子地区二叠纪为稳定的被动大陆边缘型构造背景, 其古地理特征总体呈现的地势为沿 NE-SW 向展布的轴部低、西北及东南两侧较高的沉积面貌和格局, 主要发育三角洲相、滨岸-沼泽相、局限台地相、开阔台地相和斜坡-盆地相等主要优势相; 根据烃源岩与岩相古地理之间的对应关系, 推测龙潭组煤系烃源岩主要发育于下扬子陆区的安徽东南部到江苏东南部、海区的南黄海盆地中部, 综合评价其有机质丰度高、平面分布稳定、厚度大, 是二叠系重要的烃源岩发育层段; 指出崂山隆起的东南部和东部紧邻生烃中心, 三角洲储层发育, 油气运移条件优越, 晚期保存条件好, 是利勘探靶区。

关键词:岩相古地理特征; 沉积相; 烃源岩; 勘探启示; 南黄海盆地

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2021.019

0 引言

随着我国上扬子地区陆续获得重大油气发现, 位于下扬子海域的南黄海古生代盆地勘探潜力凸显, 被称为我国油气勘探“二次创业”的重要方向^[1-10]。近年来, 中石化江苏油田在下扬子陆区苏北盆地发现了与中、古生界有关的黄桥 CO₂ 气田、朱家墩气田和句容残留古油藏^[11-13]; 中国地质调查局青岛海洋地质研究所首次在下扬子海区海相地层中发现油气显示, 共发现油气显示 62 处, 其中二叠系大隆组在 866 m 处的泥质灰岩裂隙中发现油迹, 对应的气测录井显示, 全烃体积浓度最大超过 0.30%, 荧光分析显示为“油迹—油浸”, 油气显示长度超过 10 m^[14-17]。这些成果揭示了下扬子-南黄海古生界的勘探潜力^[18-23]。

尽管下扬子-南黄海古生界油气资源丰富, 勘探

前景好, 但南黄海盆地古生界勘探面临以下 2 个主要问题, 制约了该区的勘探向前推进: ①南黄海古生界烃源岩层系岩相古地理不清楚。在下扬子陆区, 中石化等单位已经对古生界进行了多次详细研究及岩相古地理编图工作, 而在下扬子-南黄海水域仅对二级层序的沉积相进行了研究, 且各层序只明确了沉积相带, 具体的岩相古地理环境不清楚, 无法对该区烃源岩发育层段及平面有利区进行预测。②南黄海古生界储层发育层段及有利储层发育区不清。对比研究表明, 南黄海古生界发育 6 套储层, 而该研究的依据仅是少量的岩心资料, 因此, 必须结合本区内新获得的 CSDP-2 井 2 800 多米的岩心资料及陆区数口新钻井资料进行本区的岩相古地理研究, 建立各组、段的沉积层序, 预测有利储层发育层段及有利区。

本文在前人研究基础上, 以二叠系为研究对象, 基于野外露头、钻井资料和二维地震资料, 以沉积相分析为核心, 结合下扬子-南黄海盆地构造演化, 以组为单位编制了下扬子-南黄海二叠纪岩相古地理图, 并在此基础上, 预测有利烃源岩和储层分布, 分析二叠系勘探潜力及勘探方向。

收稿日期: 2021-01-29

资助项目: “十三五”国家科技重大专项(2016ZX05027-002)

作者简介: 高顺莉(1976—), 女, 高级工程师, 主要从事海上油气勘探综合研究工作。E-mail: gaoshl@cnooc.com.cn

1 地质背景与地层特征

南黄海位于黄海海域, 中国大陆东缘与朝鲜半岛之间, 海域面积约 $32 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[17]。从区域构造位置上看, 南黄海作为下扬子块体的组成部分, 位于华北、扬子和华南3大构造单元之间。北界以五莲-荣城断裂与华北板块为邻, 南界以江山-绍兴断裂与华南板块相接, 西界以郯庐断裂与中扬子板块为界, 向东越过南黄海进入朝鲜半岛, 与朝鲜半岛的临津江拗陷、京畿地块、沃川拗陷和岭南地块相对应^[24-25]。按照中、新生代陆相断陷盆地沉积范围划定, 南黄海盆地从北向南划为烟台拗陷、崂山隆起、青岛拗陷、勿南沙隆起4个构造单元^[17](图1), 其中青岛拗陷与陆上苏北盆地相接, 盆地拗陷单元范围内还发育有一系列低凸起, 整体上各构造单元线以NNE、NE走向为主, 与主断裂系走向一致, 断层多断至中、古生代地层, 并控制了中、新生代一系列断陷凹陷的形成。



图1 南黄海及邻区大地构造位置

Fig.1 Tectonic location of the South Yellow Sea and adjacent areas

南黄海海域有多个钻孔钻遇古生界二叠系, 揭露的二叠系自下而上可分为下统栖霞组、上统龙潭组和大隆组, 单井揭露的二叠系最大厚度为651 m, 其中, 上二叠统龙潭组、大隆组在青岛拗陷广泛分布, 钻孔岩心资料揭示了该套地层的完整信息。实

钻井岩性、古生物特征及与下扬子陆区苏北盆地的综合对比研究表明, 下扬子地区二叠纪总体以稳定的被动大陆边缘型沉积为主, 但海水进退较为频繁。南黄海区域早二叠世早期海水较深, 沉积了以深灰色泥晶灰岩和灰黑色泥岩为主的栖霞组。孤峰组为深灰色硅质页岩, 但分布较为局限, 海域整体缺失或仅在局部少量残留。晚二叠世早期, 海水侵入, 龙潭组沉积了一套以石英砂岩、长石砂岩夹含铁质泥岩、煤层为主的地层。随后全区变为滨岸-沼泽相, 沉积了灰黑色泥岩、黄灰色砂岩夹薄层煤层的上二叠统大隆组。

2 沉积相类型及特征

本次研究认为, 下扬子地区受构造背景的控制, 属于海陆过渡—海洋沉积体系^[26-27]。研究区处于下扬子板块东缘, 基于露头剖面、录井岩屑、钻井岩心等资料在二叠系识别出多种沉积相类型, 主要包括三角洲、滨岸-沼泽、开阔台地等沉积相。

2.1 三角洲相

三角洲沉积主要发育在上二叠统龙潭组, 见于研究区东北部区域的南部及北部边缘附近。该区带内龙潭组主要发育深灰色砂岩与灰黑色泥岩、页岩互层, 夹鲕状灰岩、钙质页岩、煤线(图2a、2b)。砂岩多为中厚层细粒长石砂岩、岩屑砂岩, 成分成熟度低并可见交错层理, 见三角洲前积结构; 页岩指示安静沉积环境, 深灰色厚层泥岩产植物化石大羽羊齿、蕉羊齿、基缩蕉羊齿、带羊齿、栉羊齿、斜羽叶, 指示为近岸环境, 综合判定为三角洲相沉积。

2.2 滨岸-沼泽

滨岸-沼泽沉积主要发育在上二叠统大隆组, 见于研究区西北部及东南部边缘。滨岸相(砂质高能): WX5井大隆组下部为泥岩, 上部为粉砂岩, 进积层序最为发育, 呈现下细上粗的反旋回特征, 其中粉砂岩砂质较纯, 磨圆度和分选较好, 石英等稳定组分含量较高, 成分和结构成熟度较高, 为高能海岸环境沉积的特征, 综合分析为滨岸相; 沼泽相(低能海岸带): 主要分布在上二叠统龙潭组和大隆组, 岩性主要为灰色细砂岩、灰黑色泥岩、灰色含灰粉砂岩、灰白色石灰岩夹薄层煤层, 有水平层理, 偶有小型沙纹层理, 反映浅水低能海岸带还原环境, 分析为无障碍海岸沼泽相(低能海岸带)。



图 2 典型野外露头及岩心照片

Fig.2 Typical photos of outcrops and cores

2.3 开阔台地

开阔台地主要集中分布在栖霞组, 沿研究区中部对称分布于盆地两侧。岩性为深灰色白云质灰岩(图 2c), 深灰色燧石与灰色泥质灰岩互层(图 2d), 富含有机质。厚层泥晶灰岩的出现反映了开阔台地沉积特征, 下部见厚层生物灰岩, 中部见燧石, 分析为经历了栖霞组高能台缘滩、台前斜坡和开阔台地之间的转换, 优势相确定为开阔台地。

2.4 二叠纪沉积演化特征

下扬子板块海相中、古生代经历了多期构造发展阶段, 晚泥盆—中三叠世处于被动大陆边缘成盆演化阶段^[7], 板内活动频繁, 发生多期海进、海退沉积旋回, 沉积了泥盆—三叠系多套碎屑岩和碳酸盐岩。在整个下扬子沉积背景下, 无论是陆上还是海上钻井, 揭示的下二叠统栖霞组早期继承了石炭纪碳酸盐岩台地相沉积特征, 海平面相对上升, 海域面积扩大, 栖霞组发育碳酸盐岩开阔台地相为主的沉积组合; 中—晚二叠世, 由于东吴运动的影响, 使得下扬子地区发生构造抬升, 海水退出, 发育了龙

潭组海陆交互相三角洲沉积; 晚二叠世为本区晚古生代最大的海侵期, 到大隆组, 台盆内海水加深, 沉积物以硅质页岩为主, 普遍发育以硅质页岩为主的陆棚及滨岸相。

3 岩相古地理特征

3.1 早二叠世栖霞组沉积期

早二叠世栖霞组沉积期整体呈西南低、东北高的半环带状古地理格局, 该期海平面相对上升, 海域面积扩大, 浅水-滨岸相面积缩小, 发育大面积碳酸盐岩台地, 为海侵退积式沉积序列(图 3)。研究区主要发育陆棚-台地-沼泽相沉积, 陆棚相主要分布在研究区南部 CZ35 井附近, 岩性主要为灰黑色厚层灰岩、中厚层块状生屑灰岩, 见多种蠕类化石; 台地相主要沿研究区中部对称分布于盆地两侧, 岩性主要为灰色厚层状灰岩、灰色角砾灰岩、灰黑色硅质岩, 存在大量生物化石; 研究区北部为海陆过渡沼泽相沉积, 岩性以泥页岩、页岩为主, 见水平纹层。

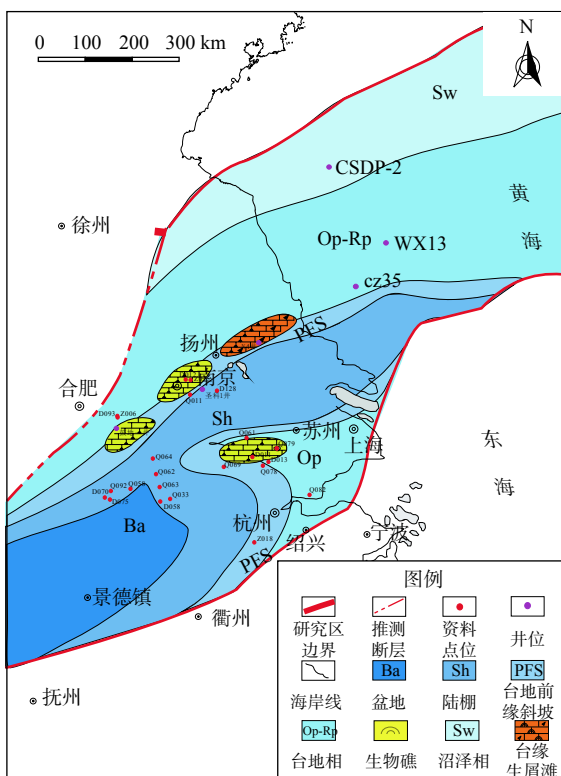


图3 下扬子-南黄海地区早二叠世栖霞组沉积期岩相古地理图

Fig.3 Lithofacies palaeogeographic map of Lower Permian Qixia Formation, Lower Yangtze and South Yellow Sea

3.2 晚二叠世龙潭组沉积期

晚二叠世龙潭组沉积期总体地势为沿 NE-SW 向展布的轴部低、西北及东南两侧较高的负向地貌单元,局部地区随海平面下降出露为剥蚀区(图4)。该时期研究区海平面下降,海域面积缩小,陆相沉积分布范围增大。深水沉积主要为陆棚相,在研究区西南部,面积较小;南部和北部为剥蚀区,为浅水-滨岸相沉积提供大量陆源物质;其余区域主要为三角洲-沼泽相沉积。陆棚相发育于研究区西南部,岩性主要为黑色薄层炭质页岩、灰色粉砂岩,含植物化石及生物碎屑;三角洲相发育于研究区东北部区域的南部及北部边缘附近,该区带内龙潭组主要为深灰色砂岩与灰黑色泥岩、页岩互层,夹鲕状灰岩、钙质页岩、煤线。

3.3 晚二叠世大隆组沉积期

晚二叠世大隆组沉积期继承了龙潭组沉积期的古地貌格局,整体呈西南低、东北高的半环带状古地理格局(图5)。海平面相对上升,海域范围进一步扩大,陆相沉积范围缩小。研究区主要为三角洲-滨岸相沉积,区内 CSDP-2 井大隆组为灰色细砂

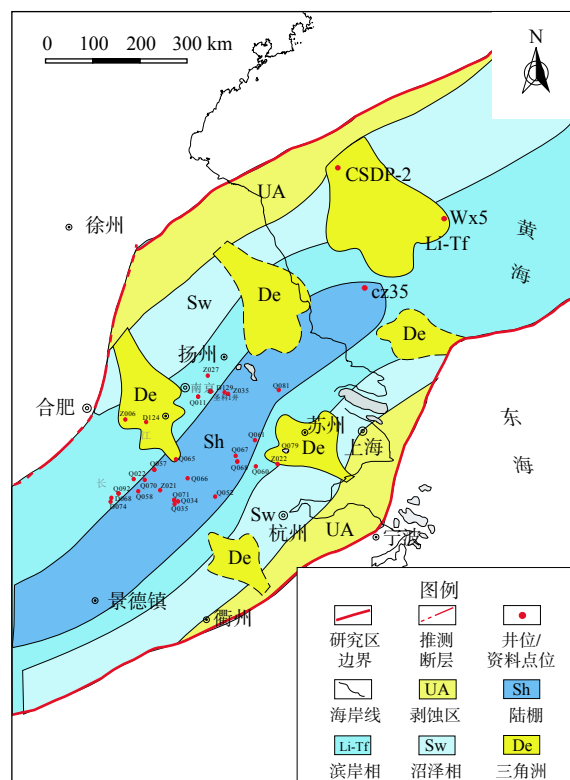


图4 下扬子-南黄海地区晚二叠世龙潭组沉积期岩相古地理图

Fig.4 Lithofacies palaeogeographic map of Upper Permian Longtan Formation, Lower Yangtze and South Yellow Sea

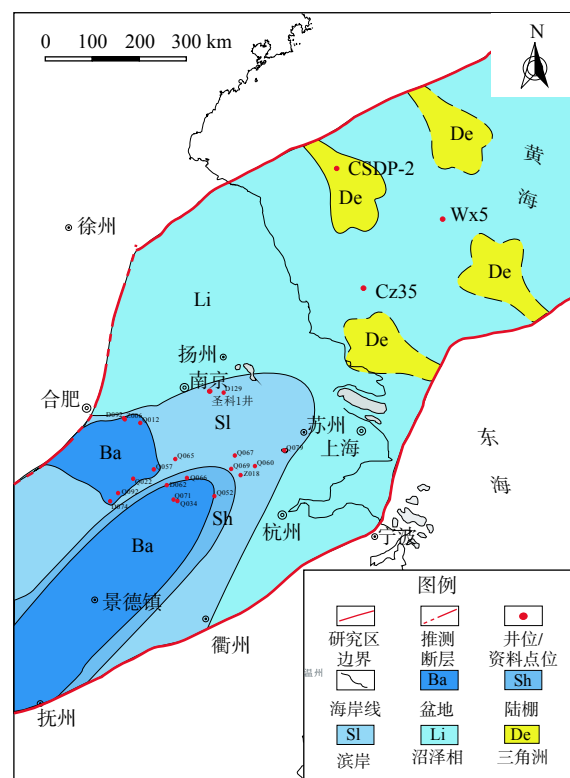


图5 下扬子-南黄海地区晚二叠世大隆组沉积期岩相古地理图

Fig.5 Lithofacies palaeogeographic map of Upper Permian Dalong Formation, Lower Yangtze and South Yellow Sea

岩、灰黑色泥岩、灰黑色含灰泥岩、灰色含灰粉砂岩、灰白色石灰岩夹薄层煤层,为三角洲-滨岸相沉积;区内东北区域,潮坪三角洲出露在区域两侧,垂直研究区走向分布,岩性主要为深灰色泥岩、页岩,可见生物扰动、波状层理。

4 下扬子-南黄海二叠系勘探潜力

根据上述沉积相及岩相古地理的研究,以下从岩相古地理的视角,探讨下扬子-南黄海区二叠系烃源岩条件、储层条件及油气勘探潜力。

4.1 烃源岩条件

前人曾对下扬子海区与陆区不同层系的烃源岩条件进行了总结。张敏强等^[28-29]和谭思哲等^[30-31]根据南黄海钻井以及中海油安徽巢湖页岩气钻井揭示的古生界烃源岩情况分析认为,下扬子-南黄海二叠系栖霞组烃源岩有机质丰度高,类型好,生烃潜力大,为好—很好烃源岩;二叠系龙潭组、大隆组烃源岩有机质丰度高,有机质组成以陆源有机质为主,为较好烃源岩;蔡来星等^[32]针对下扬子区二叠系烃源岩条件综合分析认为,下扬子区下二叠统栖霞组为黑色灰岩,有机碳含量平均为 1.1%,干酪根类型为 II—III 型,烃源岩综合评价为较好—好烃源岩;大隆组为黑色泥岩,有机碳含量平均为 2.077%,干酪根类型为 II—III 型,综合评价为好烃源岩;龙潭组黑色泥岩有机碳含量平均为 1.704%,干酪根类型为 II—III 型,评价为好烃源岩。通过本次野外、岩心和岩相古地理研究认为,研究区二叠系烃源岩总体上较为发育,发育下二叠统栖霞组 and 上二叠统龙潭组、大隆组 3 套烃源岩。

(1) 下二叠统栖霞组烃源岩

下二叠统栖霞组烃源岩在下扬子全区分布,该套烃源岩主要发育于台地相和陆棚相,岩性以深灰—黑色泥质灰岩和灰质泥岩为主。结合露头及钻井资料分析,栖霞组烃源岩厚度一般为 24~68 m,其中,在南黄海 CZ35 井中,栖霞组烃源岩厚约 53 m;在 CSDP-2 井中,其厚约 68 m(图 6)。有机质丰度为 1.0%~2.0%,局部>2.0%。有机质成熟度总体较高,大部分地区 $R_o > 2.0\%$,局部>3.0%。综合评价为好烃源岩,是该区主力烃源岩。

(2) 上二叠统龙潭组烃源岩

上二叠统龙潭组主要发育一套以沼泽相、三角洲相沉积为主的烃源岩层,局部层段发育煤系地层,

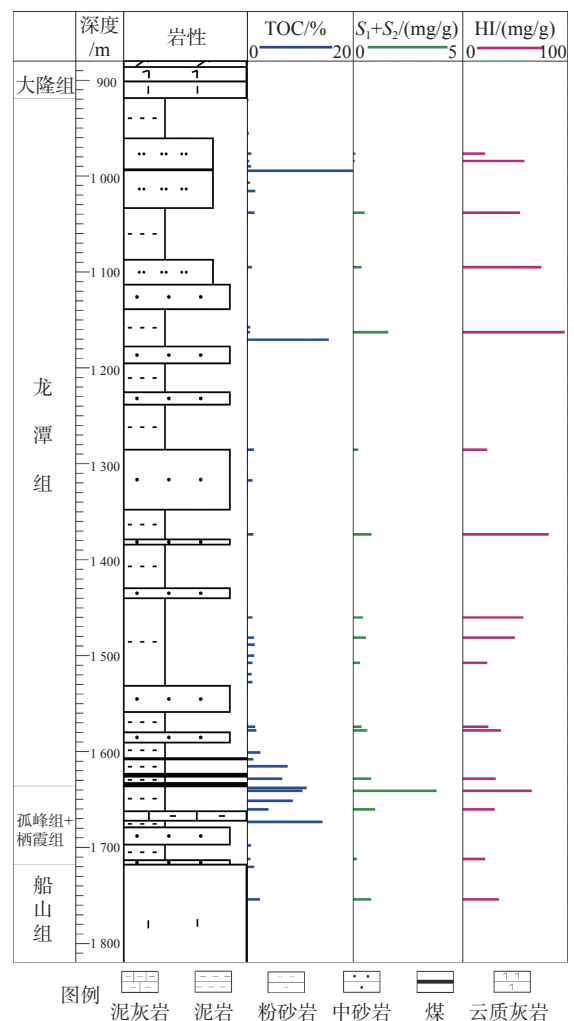


图 6 南黄海 CSDP-2 井地化综合柱状图^[17]

Fig.6 Geochemical column of well CSDP-2, South Yellow Sea^[17]

该套烃源岩在下扬子广泛分布。根据下扬子海陆钻井揭示,该套烃源岩厚度一般为 62~234 m,有机质丰度为 1.0%~3.0%,局部>3.0%,有机质成熟度 R_o 一般>1.0%,局部>2.0%;在南黄海地区 CSDP-2 井的样品测试结果显示(图 6),有机碳丰度为 0.19%~3.5%,炭质泥岩和煤层>7%,平均值达 3.59%,干酪根镜检显示有机质类型以 III 型为主,有机质成熟度平均值为 1.85%;CZ35 井龙潭组有机碳丰度为 1.0%~2.0%,成熟度 R_o 一般>1.0%。综合评价认为,龙潭组烃源岩发育厚度大,有机质丰度高、类型好、生烃潜力大,是下扬子-南黄海地区的一套主要烃源岩。

(3) 上二叠统大隆组烃源岩

上二叠统大隆组主要发育一套以陆棚、滨岸-沼泽相沉积为主的烃源岩层。根据下扬子陆域沉积相分布及钻井揭示烃源岩特征,大隆组烃源岩在

下扬子陆区分布广泛, 烩源岩厚度约为 50~100 m。从有机质丰度来看, 大隆组烩源岩有机质丰度为 1.0%~3.0%, 局部>3.0%, 成熟度 R_o 为 1.0%~2.0%。尽管该套烩源岩在陆区分布较广, 评价较好, 但在南黄海崂山隆起 CSDP-2 井钻遇的是三角洲砂岩(图 6), 不发育暗色泥岩, 可见其横向变化较大, 往海区有变差的趋势, 推测在研究区该套烩源岩不发育或厚度较薄, 不是研究区的主力烩源岩。

综合以上烩源岩分析与评价, 二叠系烩源岩品质差异较大, 栖霞组、龙潭组分布范围广, 有机质丰度高, 是研究区主要烩源岩; 大隆组厚度较小, 在地震剖面上难以与龙潭组区分, 且在 CSDP-2 井为三角洲相砂岩而暗色泥岩不发育, 推测该套烩源岩横向变化快, 是研究区次要烩源岩。

4.2 储层条件

下扬子-南黄海地区二叠系可划分为碎屑岩与碳酸盐岩 2 类储层。碎屑岩储层主要为龙潭组三角洲砂岩, 碳酸盐岩储层为栖霞组灰岩。

(1) 碎屑岩储层

在龙潭组沉积时期, 下扬子板块的南黄海盆地整体表现为西北及东南部地势较高, 向盆地中央地势逐渐降低, 水深加大; 沉积相带由盆地边缘向盆地中央依次为冲积平原、三角洲、滨岸-沼泽和陆棚相。在盆地的西北以及东南部的三角洲相沉积是储层发育的有利相带, 由沉积相带控制的石英砂岩以及长石质石英砂岩也在盆地的西北及东南部分布, 并构成主要的储集相带。该储层岩石成分以长石岩屑质石英砂岩为主, 易发生溶蚀作用, 发育原生粒间孔和次生溶蚀孔隙(图 7), 具有较强的储层渗流能力。



长石石英砂岩, 颗粒间溶蚀孔隙, 二叠系龙潭组, 巢湖地区, 单偏光, $\times 40$

图 7 下扬子南黄海地区碎屑岩储层微观结构特征

Fig.7 Microtexture of clastic rocks in the South Yellow Sea area of Lower Yangtze

(2) 碳酸盐岩储层

栖霞组沉积时期, 盆地总体表现为: 南、北部地势较高, 水体较浅, 沉积相主要为台地相、沼泽相; 盆地中央地势低、水体较深, 沉积相主要为开阔台地相。主要发育 2 种有利储层: ①为台内浅滩沉积相带控制下的灰岩溶岩残余孔发育区, 主要分布在盆地北部局限台地的浅水部分以及开阔台地的浅水部分; ②为不整合面控制下的裂缝和溶蚀孔隙发育区(图 8), 印支面在研究区的剥蚀强度大, 并形成了下伏碳酸盐岩地层与中-新生代碎屑岩地层的突变不整合接触, 而在碳酸盐岩旋回的顶部甚至内部仍然发育一些岩溶储层, 主要分布在盆地的西北部。



皖南丁桥露头

图 8 印支面下伏栖霞组顶部表生岩溶

Fig.8 Supergene karst of the Upper Qixia Formation under Indosinian tectonic surface

4.3 油气勘探启示与方向

至 2017 年底, 四川盆地海相碳酸盐岩层系已获探明地质储量 $23\,435 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其中大型、特大型气田 8 个, 中型气田 45 个, 大中型气田合计探明天然气地质储量占 94.9%^[33], 揭示碳酸盐岩具有巨大的油气勘探潜力。马新华等^[33]认为, 上扬子四川盆地海相碳酸盐岩形成大中型气田需要大而厚层的优质烩源岩、规模展布的储集层、大型圈闭、有效的聚集和保存条件; 汪泽成等^[34]认为, 克拉通内裂陷控制了优质烩源岩及生烩中心, 与侧翼台缘带优质储集体构成良好的源-储组合, 近源成藏条件优越, 利于形成大油气田; 朱华等^[35]认为, 四川盆地天然气富集主要受优质烩源岩、台缘和台内高能滩相、古构造和成藏组合等因素的控制, 具有大气田近源分布、相带控储、古侵蚀面改善储渗条件、继承性古隆起控制油气富集和运移、优越的成藏组合有利于形成大中型气藏等特点。从四川盆地大中型气田成藏主控因素分析上可以看出, 优质烩源岩、规模性储集层是形成大中型气田最基本也是最关键的要素, 尤其是优质烩源岩这一要素, 紧邻烩源岩,

油气运聚成藏效率高, 易于形成丰度高、规模大的油气藏, 是油气勘探的首选方向。

前文已分析, 下扬子-南黄海区二叠系栖霞组、龙潭组烃源岩分布范围广, 有机质丰度高, 已经进入高成熟阶段, 是研究区主要烃源岩。烃源岩的形成分布与原型盆地、古气候和沉积环境因素具有密切关系^[36-37]。以龙潭组烃源岩为例, 岩相古地理研究揭示, 龙潭组最有利于烃源岩发育的相带是沼泽相、三角洲相, 适合发育煤系地层, 如 CZ35、CSDP-2 等中井龙潭组三角洲相泥岩有机碳丰度高, 尤其是局部炭质泥岩和煤层的有机碳含量达 16%, 均值达 3.59%; 同时, 该相带烃源岩厚度大, 一般为 100~300 m, 具备良好的烃源岩条件。

根据龙潭组烃源岩与岩相之间的对应关系, 从研究区的西南部到东部, 即从陆区的安徽东南部到江苏东南部、海区的南黄海盆地中部, 发育三角洲相、陆棚相、沼泽相, 龙潭组烃源岩发育良好, 并结合下扬子-南黄海区储层、运移、保存等条件分析, 对下扬子-南黄海二叠系勘探方向进行了预测, 认为南黄海崂山隆起的东南部和东部是成藏的有利区。崂山隆起的东南部为南部逆冲带和中部过渡带(图 9), 从岩相古地理图上看, 崂山隆起烃源岩岩相古地理特征相似, 整体而言, 东南部的台地相、陆棚相及沼泽相更发育, 烃源岩条件会更好; 同时, 该区栖霞组、龙潭组发育三角洲储集体, 且受 SN 向挤压作用相对较弱, 后期油气保存条件好, 在该带已落实一批具勘探潜力的构造。崂山隆起的东部为东部背斜带(图 9), 该区烃源岩、储层条件也较好, 较少发育大型逆断裂及晚期的张性断裂, 有利于该区的油气保存, 该带主要发育背斜圈闭, 构造变形弱, 是一个有利成藏区。

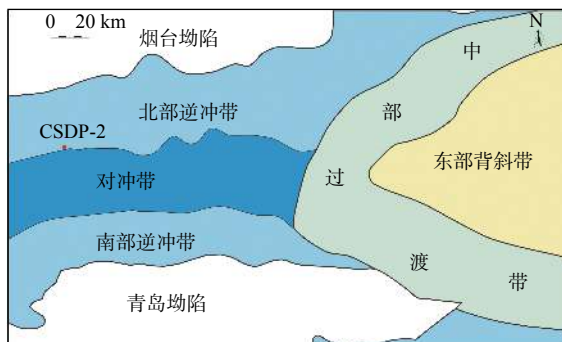


图 9 崂山隆起区带划分图

Fig.9 Structural zones of Laoshan Uplift

5 结论

(1) 下扬子-南黄海盆地二叠纪整体表现为西北

及东南方向地势较高, 且向盆地中央地势逐渐降低, 发育三角洲相、滨岸-沼泽相、局限台地相、开阔台地相和斜坡-盆地相, 略呈沿轴对称分布。

(2) 二叠系栖霞组、龙潭组烃源岩是研究区主要烃源岩, 大隆组烃源岩是次要烃源岩。

(3) 发育龙潭组三角洲碎屑岩储层和栖霞组碳酸盐岩 2 套储层。其中, 龙潭组三角洲储层主要发育在盆地的西北及东南部; 栖霞组灰岩溶岩储层主要分布在盆地北部, 内幕型的岩溶储层主要分布在盆地的西北部。

(4) 崂山隆起的东南部和东部紧邻生烃中心, 三角洲储层发育, 油气运移条件优越, 晚期保存条件好, 可作为下一步油气勘探的新领域, 目前已落实一批背斜目标, 具备广阔的勘探潜力。

参考文献:

- [1] 徐旭辉, 周小进, 彭金宁, 等. 从扬子地区海相盆地演化改造与成藏浅析南黄海勘探方向[J]. 石油实验地质, 2014, 36(5): 523-531, 545.
- [2] 李慧君. 南黄海盆地海相中-古生界构造区划[J]. 海洋地质前沿, 2014, 30(10): 8-13.
- [3] 陈安定, 刘东鹰, 刘子满. 江苏下扬子区海相中、古生界烃源岩晚期生烃的论证与定量研究[J]. 海相油气地质, 2001, 6(4): 27-33.
- [4] 赵文芳, 杨凤丽, 庄建建. 南黄海中部隆起中-古生界构造特征分析[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(5): 6-13.
- [5] 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, 77.
- [6] 冯志强, 姚永坚, 曾祥辉, 等. 对黄海中、古生界地质构造及油气远景的新认识[J]. 中国海上油气(地质), 2002, 16(6): 367-373.
- [7] 姚永坚, 夏斌, 冯志强, 等. 南黄海古生代以来构造演化[J]. 石油实验地质, 2005, 27(2): 124-128.
- [8] 高顺莉, 徐发. 浅海区古生界海底电缆拟宽线地震采集方法[J]. 地球物理学进展, 2014, 29(5): 2382-2387.
- [9] 高顺莉, 张敏强, 陈华. 大震源长缆深放地震采集技术在南黄海中古生代盆地的应用[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2014, 34(1): 95-101.
- [10] 熊忠, 张敏强, 高顺莉, 等. 南黄海中、古生界地震波场反射特征模拟与采集技术攻关[J]. 地球物理学进展, 2016, 31(5): 2172-2180.
- [11] 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): 632-636.
- [12] 陈安定, 王文军, 岳克功, 等. 盐城朱家墩气田气源及发现意义[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(6): 45-49.
- [13] 王运海, 谢学恒, 王安龙, 等. 浅谈下扬子句容地区油气勘探成果及存在问题[J]. 海洋石油, 2012, 32(3): 71-73.
- [14] 肖国林, 蔡来星, 郭兴伟, 等. 大陆架科学钻探CSDP-2井揭示的南黄海中-古生界油气地质特征[J]. 海洋地质前沿, 2019, 35(8): 73-76.
- [15] 张晓华, 张训华, 吴志强, 等. 南黄海中部隆起中-古生代地层

- 发育新认识: 基于大陆架科学钻探CSDP-02井钻探成果[J]. *地球物理学报*, 2018, 61(6): 2369-2379.
- [16] 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.
- [17] 蔡来星, 肖国林, 郭兴伟, 等. 南黄海盆地科学钻探CSDP-2井上古生界—中生界烃源岩评价及海相油气勘探前景[J]. *石油学报*, 2018, 39(6): 660-673.
- [18] 陈建文, 龚建明, 李刚, 等. 南黄海盆地海相中—古生界油气资源潜力巨大[J]. *海洋地质前沿*, 2016, 32(1): 1-7.
- [19] 陈建文, 雷宝华, 梁杰, 等. 南黄海盆地油气资源调查新进展[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2018, 38(3): 1-23.
- [20] 袁勇, 陈建文, 张银国, 等. 南黄海盆地崂山隆起海相中—古生界构造地质特征[J]. *海洋地质前沿*, 2016, 32(1): 48-53.
- [21] 张银国, 陈清华, 陈建文, 等. 下扬子海相中—古生界烃源岩发育的控制因素[J]. *海洋地质前沿*, 2016, 32(1): 8-12.
- [22] 龚建明, 王建强, 陈建文, 等. 由上下扬子对比探讨南黄海中—古生界油气保存条件[J]. *海洋地质前沿*, 2017, 33(1): 27-35.
- [23] 李刚, 陈建文, 肖国林, 等. 南黄海海域的海相中—古生界油气远景[J]. *海洋地质动态*, 2003, 19(8): 12-16.
- [24] 蔡乾忠. 中国东部与朝鲜大地构造单元对于划分[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 1995, 15(1): 7-24.
- [25] 蔡峰, 熊斌辉. 南黄海海域与下扬子地区海相中—古生界地层对比及烃源岩评价[J]. *海洋地质动态*, 2007, 23(6): 1-6.
- [26] 马永生, 陈洪德, 王国力, 等. 中国南方层序地层与古地理[M]. 北京: 科学出版社, 2009: 561-591.
- [27] 陈洪德, 倪新锋, 刘文均, 等. 中国南方盆地覆盖类型及油气藏[J]. *石油学报*, 2008, 29(3): 317-323.
- [28] 张敏强, 漆滨汶, 高顺莉, 等. 南黄海中古生界勘探进展及油气潜力[J]. *海洋地质前沿*, 2016, 32(3): 7-15.
- [29] 张敏强, 高顺莉, 谭思哲. 南黄海盆地中、古生界地质特征及勘探方向[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2018, 38(3): 24-34.
- [30] 谭思哲, 高顺莉, 葛和平, 等. 南黄海盆地二叠系烃源岩孢粉相特征及其形成环境分析[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2015, 45(3): 691-700.
- [31] 谭思哲, 陈春峰, 徐振中, 等. 南黄海古生界烃源特征及资源潜力评估[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2018, 38(3): 116-124.
- [32] 蔡来星, 王蛟, 郭兴伟, 等. 南黄海中中部隆起中—古生界沉积相及烃源岩特征: 以CSDP-2井为例[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2017, 47(4): 1030-1046.
- [33] 马新华, 谢军. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(1): 161-169.
- [34] 汪泽成, 赵文智, 胡素云, 等. 克拉通盆地构造分异对大油气田形成的控制作用: 以四川盆地震旦系—三叠系为例[J]. *地质勘探*, 2017, 37(1): 9-23.
- [35] 朱华, 杨光, 苑保国, 等. 四川盆地常规天然气地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(10): 1475-1485.
- [36] 张水昌, 张宝民, 边立曾, 等. 中国海相烃源岩发育控制因素[J]. *地学前缘*, 2005, 12(3): 39-48.
- [37] 陈建文, 梁杰, 张银国, 等. 中国海域油气资源潜力分析与黄东海海域油气资源调查进展[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2019, 39(6): 1-29.

PERMIAN LITHOFACIES PALEO GEOGRAPHY OF THE SOUTH YELLOW SEA AREA, LOWER YANGTZE PLATE AND ITS IMPLICATIONS FOR PETROLEUM EXPLORATION

GAO Shunli, TAN Sizhe, CHEN Chunfeng, ZHOU Ping

(CNOOC China Limited-Shanghai, Shanghai 200335, China)

Abstract: Taking the series as the mapping unit, the Permian lithofacies paleogeographic map series for the South Yellow Sea have been compiled based on the comprehensive studies of outcrops and drilling, logging and seismic data. Upon the basis, the distribution of favorable Permian source rocks and reservoirs are analyzed for revealing the petroleum potential and exploration directions. The results of the study suggests that the Lower Yangtze area was a tectonically stable passive continental margin in Permian time. Topographically, it was low in the middle along a NE-SW axis and high on northwest and southeast flanks. There developed various types of sedimentary facies, such as deltaic facies, coastal-marsh facies, restricted platform facies, open platform facies, slope facies and basin facies. According to the correlation between source rocks and lithofacies paleogeography, it is inferred that the coal measures of the Longtan Formation, which are widely distributed in the Lower Yangtze area from southeast Anhui to southeast Jiangsu, and the offshore area of central part of the South Yellow Sea Basin, are the main source rocks, and the east and southeast of the Central Uplift are the most favorable exploration targets since they are quite close to the hydrocarbon generation center, where occur well-developed deltaic reservoirs, superior oil and gas migration pathways and excellent preservation conditions.

Key words: lithofacies paleogeography; sedimentary facies; source rocks; exploration revelation; South Yellow Sea Basin