

肖国林,蔡来星,郭兴伟,等. 大陆架科学钻探 CSDP-2 井揭示的南黄海中一古生界油气地质特征[J]. 海洋地质前沿, 2019,35(8):73-76.

DOI:10.16028/j.1009-2722.2019.08010

大陆架科学钻探 CSDP-2 井揭示的南黄海中一古生界油气地质特征

肖国林^{1,2},蔡来星^{1,2},郭兴伟^{1,2},张训华^{2,3},吴志强^{1,2}

(1 中国地质调查局青岛海洋地质研究所,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 中国地质调查局南京地质调查中心,南京 210016)

0 引言

南黄海是我国大陆架的重要组成部分,是连接扬子块体和海区,以及破解朝鲜半岛和东亚大陆边缘演化的重要节点。南黄海中一古生代海相地层分布,是研究扬子块体向东延伸及岩相古地理的关键,也是目前油气勘探的重要领域。南黄海自北而南可划分为千里岩隆起、北部坳陷、中部隆起、南部坳陷及勿南沙隆起 5 个二级构造单元(图 1)。CSDP-2 井是中部隆起上的第一口全取心探井,钻至 2 843.18 m 完钻,综合取心率 97.7%,获得了 2 198.10 m 中一古生代地层岩心,是迄今南黄海盆地区钻遇地层最老、钻井取心最多的一口科学探井,为探索中部隆起新近系之下中一古生界的地层属性、构造演化、沉积环境、油气地质特征和资源前景等科学问题的研究提供了完整的实物资料。本文重点探讨南黄海盆地海相中一古生界的油气地质特征。

1 钻遇地层概况

CSDP-2 井先后钻遇第四系—新近系,下三

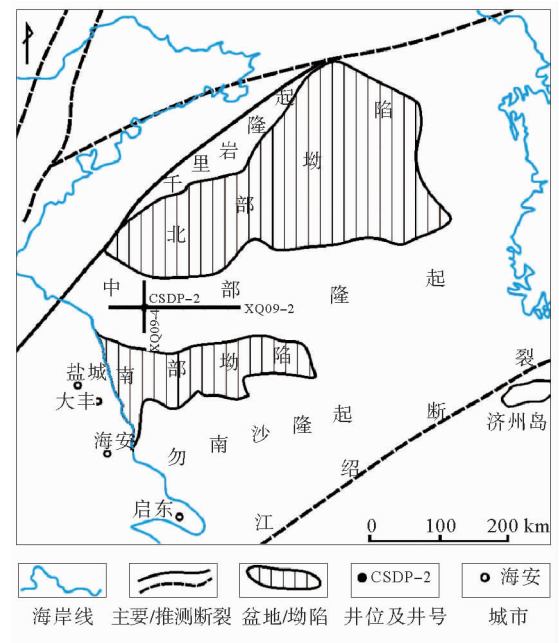


图 1 南黄海盆地构造单元划分及 CSDP-2 井位置

Fig. 1 Division of structural units of the South Yellow Sea Basin and location of CSDP-2 Well

叠统青龙组,二叠系大隆组、龙潭组、孤峰组和栖霞组,石炭系船山组、黄龙组和高骊山组,泥盆系五通组,志留系坟头组和高家边组。证实了多套古生界烃源岩,下二叠统栖霞组—孤峰组、龙潭组属较好的生气层,大隆组和青龙组属较好的生油层,烃源丰富且潜力巨大,具备形成“大一中型”油气藏的烃源潜力,同时发育泥盆系五通组滨岸和三角洲石英砂岩、二叠系龙潭组三角洲水下分流

河道砂岩 2 套致密砂岩储层和石炭系灰岩储层，是值得探索的油气战略勘探目标区。

2 石油地质条件框架

利用 CSDP-2 井新获得的岩心分析测试资料和地震解释成果，对南黄海中部隆起中—古生界的烃源岩、储集岩及其生储盖组合特征进行了综合研究。

2.1 烃源岩

(1) 栖霞组—孤峰组烃源岩：以“好—最好”级别为主，且明显优于下扬子陆区，但非均质性强。

栖霞组灰黑色泥岩和臭灰岩属成熟—高成熟的“好—最好”烃源岩，孤峰组黑色泥岩属成熟的“好”烃源岩，综合成熟度和有机质类型分析推断，栖霞组—孤峰组属较好生气层(表 1)。

(2) 龙潭组—大隆组烃源岩：以“中等—好”级别为主，下部优于中—上部，且不乏优质烃源岩。大隆组烃源岩有机质类型以Ⅱ₁型为主，热演化程度适中，总体属成熟的“中等—好”烃源岩，属较好的生油层(表 1)；龙潭组灰黑色泥岩烃源岩主要为“中等”级别，间夹 80 余 m“好—最好”级别，下部发育 32 m“优质”烃源岩，有机质类型以Ⅲ型为主，热演化程度跨度较大，总体成熟，局部高成熟，综合分析表明龙潭组灰黑色泥岩和煤属较好的生气层。

表 1 主要烃源岩特征简表

Table 1 The characteristics of main source rocks

层位	岩性	有机碳含量/%	有机质类型	成熟度 Ro/%	烃源岩及生烃评价
栖霞组—孤峰组	灰黑色泥岩、碳质泥岩、臭灰岩	$\frac{7.77\sim8.36}{(8.07)}$	Ⅱ 2 型为主	$\frac{1.09\sim2.02}{(1.555)}$	成熟—高成熟“好—最好”烃源岩，较好生气层
大隆组	灰黑色泥岩、碳质泥岩	$\frac{1.48\sim4.85}{(2.62)}$	Ⅱ 1 型为主	$\frac{0.71\sim0.807}{(0.758)}$	成熟的“中等—好”烃源岩，较好生油层
龙潭组	灰黑色泥岩、碳质泥岩	$\frac{0.18\sim4.18}{(1.15)}$	Ⅲ 型为主	$\frac{0.62\sim1.527}{(0.975)}$	成熟烃源岩，中等为主，不乏“好—最好”及“优质”烃源岩，较好生气层
青龙组	灰质泥岩、泥质灰岩	$\frac{0.25\sim0.65}{(0.40)}$	Ⅱ 2 型为主	$\frac{0.64\sim0.75}{(0.683)}$	低熟—成熟，60%“中等—好”，其余为“差—非”烃源岩，较好生油层
高家边组底部	CSDP-2 井灰黑色泥岩	21 块坟头组泥岩和 11 块高家边组上部泥岩样品，多数属非烃源岩，少数属“差—中”等”烃源岩			
	皖南 D 井灰黑色泥岩	$\frac{0.60\sim2.40}{(1.64)}$	I 型及Ⅱ 型	2.00~3.00	高成熟—过成熟“中等—好”烃源岩
	苏北 TS2 井灰黑色泥岩	$\frac{0.48\sim2.30}{(1.39)}$	I 型及Ⅱ 1 型	$\frac{2.00\sim2.70}{(2.40)}$	高成熟—过成熟“中等—好”烃源岩
	苏北 LS5 井灰黑色泥岩	$\frac{0.23\sim3.90}{(1.91)}$	I 型及Ⅱ 1 型	$\frac{1.14\sim3.38}{(1.85)}$	高成熟—过成熟，好烃源岩占优势，局部“差—中等”

注： $\frac{\text{最小值}\sim\text{最大值}}{(\text{平均值})}$

(3) 下三叠统青龙组灰质泥岩、深灰色泥质灰岩：有机碳含量和成熟度指标反映其达到有效油源岩的下限值，不同地球化学指标对青龙组烃源岩的评价结果差异较大，以有机碳指标评价最乐观，属“好”烃源岩，而以总烃含量指标评价，则近 60% 的样品达到“中等—好”级别，其余为“差—非”烃源岩，有机质类型以Ⅱ₂型为主，部分Ⅲ型，热演化程度不高，综合分析认为青龙组属较好的

生油层(表 1)。

(4) 高家边组：目前 CSDP-2 井仅钻揭示了下志留统坟头组薄层深灰色泥岩和高家边组上部厚层灰黑色泥岩，据 VSP 测井走廊叠加资料分析表明，井底之下尚有厚逾千米的志留系；虽然目前钻井揭示的下志留统灰黑色泥岩多数属非烃源岩，仅少数属“差—中等”烃源岩(表 1)，生烃潜力有限；但与下扬子陆区对比表明，南黄海盆地高家边

组底部泥(页)岩及其下部的奥陶系、寒武系和震旦系海相泥岩,其有机质丰度远高于上部,勘探上应予以重视。

2.2 储集层

CSDP-2 井中—古生界揭示了碎屑岩和碳酸

盐岩 2 种岩石类型。对岩心样品的岩石薄片定量分析、扫描电镜、核磁共振、高压压汞、油充注实验等一系列实验分析表明,南黄海—中—古生界岩石极为致密,以特低孔特低渗为典型特征(表 2),原生孔隙含量低,次生溶孔和微裂缝对储集层孔渗条件贡献相对较大。

表 2 主要储集层物性特征简表
Table 2 Physical properties of major reservoir layers

层位	沉积环境及岩性	物性特征		评价
		孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	
二叠系龙潭组	前三角洲—三角洲前缘水下分流河道中—细砂岩	范围值:0.25~2.6	范围值:0.0047~0.1002	致密砂岩,非均质性强,
		1.0~1.5,占 51.1%, >2.6,占 20.7% <0.2,占 22.1%	均值:0.0305 0.01~0.05,占 59.1% >0.05,占 18.2% <0.01,占 22.7%	
泥盆系五通组	海陆过渡的滨岸、三角洲砂岩	范围值:1.0~2.2	范围值:0.01~0.10	致密砂岩,非均质性
		1.0~1.5,占 60.0%, >1.5,占 40.0%	均值:0.024 0.01~0.05,占 80.0% 0.05~0.10,占 20.0%	
石炭系	灰岩	范围值:0.1~1.6	>0.001,占 20%	致密灰岩,裂缝使灰岩渗透性显著增强
		均值 0.82 0.5~1.0,占 60.0%	<0.001,占 80% 裂缝样品:0.0098~0.619	

由表 2 可见,上泥盆统五通组滨岸、三角洲砂岩的孔隙度略大,但上二叠统龙潭组—大隆组三角洲—三角洲前缘的水下分流河道中—细砂岩渗透率略高。因在致密砂岩储层中,渗透率所代表的渗流能力对储层品质的影响明显高于孔隙度,总体上,以龙潭组上部致密砂岩层的孔渗条件相对较好,裂缝发育段为较有利储集层,下志留统一上泥盆统砂岩储集性能整体欠佳,灰岩储层的储集性能则取决于是否发育有裂缝或古岩溶。

2.3 封盖条件

下扬子陆区兴参 1 井、圣科 1 井和句参 2 井高家边组泥岩的突破压力基本都大于 12 Mpa,最高可达 85.11 Mpa。南黄海盆地勿南沙隆起上的 CZ35-2-1 井,上二叠统龙潭组—大隆组泥岩的排替压力为 18~25 Mpa,青龙组排替压力约为 30 Mpa;中部隆起上的 CSDP-2 井,上二叠统龙潭组—大隆组泥岩的单层厚度 0.6~22.3 m,平均

值为 9.9 m,累计泥岩厚度>300 m。据 CSDP-2 井单层和累计泥岩厚度等参数,并对比下扬子陆区和南黄海盆地钻获泥岩段的突破压力分析表明,下志留统高家边组泥岩、上二叠统龙潭组—大隆组泥岩、下三叠统青龙组泥质灰岩,均可作为研究区油气保存提供有效的封盖条件。

2.4 生储盖组合

CSDP-2 井揭示了南黄海盆地中—古生界发育 4 套有效烃源岩和 3 套致密储集。综合分析表明,南黄海盆地中部隆起中—古生界生储盖组合主要有 3 套,分别是“下志留统一上泥盆统(下生上储上盖)”、“石炭系—下二叠统(上生下储上盖)”和“二叠系—下三叠统(下生上储上盖)”,其中以上、下二叠统 2 套烃源岩为“烃源”、紧邻源岩的“石炭系灰岩储层”、“二叠系内砂岩储层”与二叠系源岩共同构成的源储组合最佳,“中等—好”为主并不乏优质烃源岩的二叠系 2 套烃源岩,其

生烃、排烃能力强,加之龙潭组一大隆组有效储层和上覆青龙组盖层,是南黄海盆地上古生界最有利的勘探目标层。

下扬子陆区下古生界发育上震旦统、寒武系、奥陶系多套烃源岩,且有机碳含量高值分布在寒武系、震旦系。据此预测,以下志留统高家边组底部和奥陶系上部五峰组深水陆棚相高有机质丰度的泥(页)岩,及其之下的寒武系、震旦系烃源岩为“烃源”,与“上泥盆统砂岩储层”构成的“下生上储上盖”、以及与“前震旦系基岩潜山”构成的“上生下储上盖”式组合,成为南黄海盆地下古生界最有利的勘探目标层。

3 油气显示与成藏特点探讨

“油—源”对比表明,大隆组和龙潭组均具有油气就近进入邻近致密砂岩储层“近源聚集”的特

征,源储组合以“自生自储”为特色。但老地层中出现成熟度较低的原油,是否预示其来源于中部隆起两侧较年轻的中—新生代陆相烃源岩?有待进一步的勘探资料证实。

古生代多套烃源岩“接力式”连续生烃,“波浪式”的多个生烃高峰成为多期充注的原动力。龙潭组一大隆组、以及孤峰组—栖霞组烃源岩,现今处于成熟—高成熟大量生烃期,生烃能力强、潜力大,可能是中部隆起油气成藏的最大贡献者。本井揭示的二叠系油气前景更值得勘探家关注。

CSDP-2井VSP测井走廊叠加资料显示井底之下尚有厚逾千米的下志留统高家边组,对比下扬子陆区表明,南黄海盆地高家边组底部泥(页)岩及其下部的奥陶系五峰组、寒武系幕府山组和震旦系海相泥岩的有机质丰度可能远高于上部,是值得重视的生气源岩。