

文章编号:1009-2722(2017)03-0012-08

崂山隆起寒武系油气勘探前景预测 ——对比四川盆地和苏北盆地

陈志强^{1,2}, 龚建明^{2*}, 王 蛟², 成海燕³, 陈中红¹, 李 刚², 程青松^{2,4}, 徐承芬²

(1 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580; 2 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071;
3 中国冶金地质总局青岛地质勘查院, 青岛 266061; 4 长江大学资源与环境学院, 武汉 430100)

摘要:南黄海盆地是下扬子克拉通板块的主体,也是我国唯一尚未获得油气突破的海区。尤其是崂山隆起,目前只有 1 口钻井,勘探程度极低,制约了油气勘探的进程。然而,南黄海盆地的烃源岩、储层、盖层和成藏条件与四川盆地和苏北盆地存在着相似的地方。对比分析四川盆地和苏北盆地寒武系可以发现:2 个盆地的烃源岩丰度高,厚度大,TOC 平均含量分别达 4% 和 3.32%,都是较好的烃源岩;储层以震旦系和寒武系白云岩为主,裂隙发育使储层具有较高的孔隙度和渗透率;成藏模式包括新生古储、古生新储和自生自储。在缺少资料的情况下,通过类比四川盆地和苏北盆地来推测南黄海崂山隆起寒武系的油气地质特征和油气勘探前景。对比分析认为,崂山隆起寒武系具有较大的油气勘探前景,应加快勘探进程。

关键词:崂山隆起;四川盆地;苏北盆地;寒武系;油气前景

中图分类号:P618.13 文献标识码:A DOI:10.16028/j.1009-2722.2017.03003

南黄海盆地位于 32°—37°N, 120°—124°E, 盆地面积 18 万 km², 为下扬子克拉通板块的主体, 是我国唯一尚未获得油气突破的海区^[1]。根据南黄海中—新生代陆相沉积盆地基底性质、沉积和构造特征, 由北向南依次划分为 3 个一级构造单元: 千里岩隆起区、南黄海盆地和勿南沙隆起; 南黄海盆地从北到南包括 3 个二级构造单元: 烟台拗陷、崂山隆起、青岛拗陷^[2] (图 1)。南黄海盆地

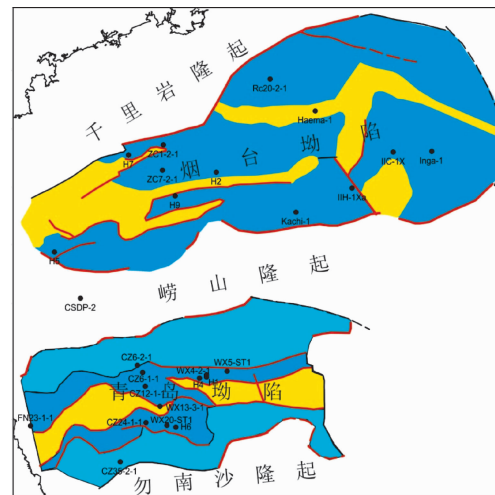


图 1 南黄海盆地二级构造单元划分(据文献[2])

Fig. 1 Tectonic units of the South Yellow Sea Basin (from reference [2])

收稿日期:2016-10-10

基金项目:国家自然科学基金(41406080);国土资源部项目“南黄海前第三系油气前景研究”(XQ-2005-01);中国地质调查局项目“南黄海水域油气资源普查”(GZH200800503);国土资源部海洋油气资源和环境地质重点实验室基金(MRE201311)

作者简介:陈志强(1990—),男,在读硕士,主要从事油气田勘探研究工作. E-mail:chenzhiqiang1990@qq.com

* 通讯作者:龚建明(1964—),男,博士,研究员,主要从事油气地质与天然气水合物方面的研究工作. E-mail:gongjianm@aliyun.com

的前期油气勘探主要集中在陆相中—新生界,而近年新一轮的油气资源调查在崂山隆起发现并证实了海相中—古生界的有效地震反射,因此,南黄海盆地海相地层的油气勘探成为石油地质界关注的重点^[3]。但是,盆地内目前仅有少数几口井钻遇中—古生界,钻遇最老的地层为石炭系。在崂山隆起区地震勘探程度低,地震剖面不能构成有效的地震测网。因此,根据目前仅有的地震和钻井资料,想要评估崂山隆起寒武系的油气前景,是远远不够的^[4]。所以,通过对比的方法,对崂山隆起寒武系的油气勘探前景进行了预测。钻井资料证实,南黄海盆地广泛分布下扬子海相碳酸盐岩地层,岩性与陆上一致,为下扬子在海域的延伸。南黄海盆地、四川盆地和苏北盆地同属扬子板块,存在着很多相似的地方,例如烃源岩、储层、盖层的发育情况、成藏条件和构造演化等。野外露头 and 钻井资料显示,四川盆地和苏北盆地寒武系不仅是良好的烃源岩,而且还具有良好的储集性能。在近年发现的安岳气田中,寒武系龙王庙组的高产天然气进一步说明寒武系的重要性。经预测,南黄海盆地崂山隆起寒武系应该具有较大的油气资源潜力。

1 区域地质概况

崂山隆起的位置为 $33^{\circ}40' - 35^{\circ}15'N, 120^{\circ} - 124^{\circ}E$,位于江苏省海岸线以东的海区,面积约 2.4 万 km^2 ,是南黄海盆地上面积最大的稳定区块^[5,6]。2006 年首次在崂山隆起获得了海相古生界的有效地震反射资料,为研究崂山隆起的地层特征和油气地质条件奠定了基础(图 2)。根据地震剖面分析,崂山隆起共划分为 5 个地震层序^[7,8]:第 I 地震层序,海底至 T_2 反射波之间,为第四系和新近系,分布面积广;第 II 地震层序为 T_2 和 T_{11} 波之间的反射波组,为泥盆系—下三叠统;第 III 地震层序为 T_{11} 和 T_{12} 波之间的反射波组,推断该层序为志留系、奥陶系和寒武系,目前尚无钻井揭示,普遍分布于全区;第 IV 地震层序为 T_{12} 和 T_g 波之间的反射波组,推断该层序为震旦系,目前尚无钻井揭示,在区内分布广泛, T_{12} 波为寒武系底部地震反射层;第 V 地震层序为 T_g 波

组以下地层,推断为前震旦系变质岩。

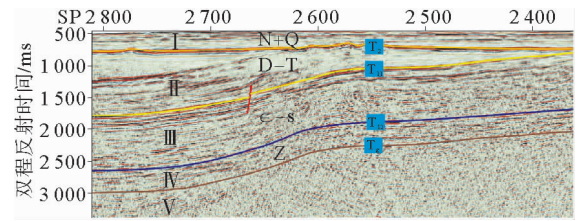


图 2 崂山隆起 XQ07-3 地震测线及其地震层序划分(据文献[9]修改)

Fig. 2 Seismic profile of XQ07-3 and division of seismic sequences on the Laoshan Uplift (modified from reference [9])

晚元古代至早古生代,整个崂山隆起地区处于稳定的沉积环境,接受了一套完整的震旦系—志留系沉积^[10]。晚志留世的加里东运动使该地区发生构造隆升,崂山隆起初步形成。加里东运动期间,仅志留系遭到一定程度的剥蚀,下古生界的地层影响较小,残留厚度较大,寒武系—志留系残留厚度一般在 $2\ 000 \sim 3\ 000 \text{ m}$ 之间(图 3)。

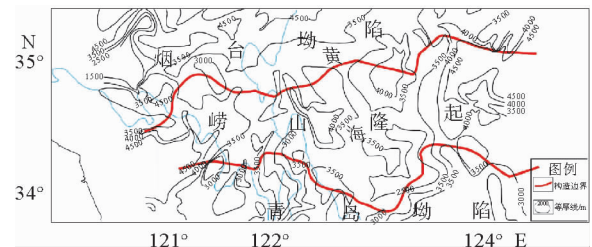


图 3 崂山隆起海相下构造层残留厚度(据文献[9])

Fig. 3 The residual thickness of lower marine structural layer on Laoshan Uplift (from reference [9])

2 四川盆地和苏北盆地的寒武系对比

2.1 寒武纪地层对比

四川盆地属于扬子地台北西部分,主要位于四川省和贵州省境内,面积约 4 万 km^2 。经过勘探现已发现 40 余个含油气构造,先后发现了威远(Z_2)、大池干(C)、五百梯(C)、罗家寨(C)、广安(T_3)、普光($P_2 - T_1$)、合川—潼南(T_3)、龙岗—元坝($P_2 - T_1$)、安岳(E_1)油气田。其中,寒武系是

四川盆地的重要层系。威远地区多口井在寒武系钻获工业气流,川中高石梯、安平店、磨溪和龙女寺地区也在寒武系获得低产气流。四川盆地寒武系发育较完整,埋深一般在 2 000~5 000 m,坳陷区可达 9 000 m 以上(图 4)。寒武系在盆地西北部以陆源碎屑沉积为主;在盆地东南部沉积厚度较大,以海相碳酸盐岩沉积为主。寒武系厚度为 100~1 600 m;在盆地西部因受后期剥蚀影响厚度较薄,为 100~500 m;盆地中部厚度为 400~1 200 m,盆地东部地层较厚,如盆地东缘丁山 1 井寒武系厚 1 546 m^[11],盆地周边部分有寒武系出露。

| 四川盆地 (川中川南地区) | | | | 苏北盆地 | | | |
|------------------|----|----------------------|------|------|----|------|------|
| 地层层序 | | | 岩性剖面 | 地层层序 | | | 岩性剖面 |
| 系 | 统 | 组 | | 系 | 统 | 组 | |
| 寒武系 | 上统 | 洗象池组 | | 寒武系 | 上统 | 观音台组 | |
| | 中统 | 陡坡寺组 | | | 中统 | 炮台山组 | |
| | 下统 | 龙王庙组 迳浪铺组 筲竹寺组 | | | 下统 | 荷塘组 | |
| 震旦系 | 上统 | 灯影组 | | 震旦系 | 上统 | 灯影组 | |
| | 下统 | 陡山沱组 | | | | | |

图 4 四川盆地和苏北盆地寒武系剖面对比

Fig. 4 Comparison of Cambrian stratigraphy in Sichuan Basin and Subei Basin

苏北盆地位于江苏省东北部,面积约 3.8 万 km²,总体 NE 走向。盆地以郯庐断裂为边界,北接苏鲁造山带,南以扬州—如皋一线为界,向东伸入黄海。中—古生代与南黄海盆地同属下扬子板块,具有相似的沉积环境,经历了相同的构造演化历史。苏北盆地发育古生代到中生代的巨厚海相碳酸盐岩及陆源碎屑沉积,厚度 3~10 km。寒武系主要为一套浅海碳酸盐岩夹碎屑岩,下寒武统包含一套黑色含炭质泥岩,为油气勘探中的烃源岩层。目前苏北盆地有 3 个古生界油气田,朱家墩油气田、句容残留油田和黄桥气田。

2.2 寒武系烃源岩对比

四川盆地寒武统烃源岩广泛分布于川北的筲竹寺组,为黑色页岩,TOC>0.5%的烃源岩厚度为 30~200 m,并且大面积分布。烃源岩的

TOC 含量通常可达 4%~5%,不少地区可见石煤,TOC>2%的烃源岩厚度达 40~110 m,是一套广泛分布的很好—极好烃源岩。川东北区南江—镇坪—巫溪地区,烃源岩厚 80~200 m,TOC 含量为 1%~3%;川东鄂西区巫山—鹤峰—秀山地区,烃源岩最厚 200 m,TOC 含量达 5%~8%;川南区自贡—泸州—宜宾地区,烃源岩最厚 140 m,TOC 含量为 3%~5%(图 5)。寒武系底部烃源岩丰度高,但是随着地层上升,含粉砂、含钙量增多,TOC 含量明显降低。例如川北南江沙滩剖面,底部 TOC 含量为 4%~5%,而距底部 60 m 以上的泥岩,TOC<1%。寒武系烃源岩有机质类型以 I 型、II 型为主,整体上有机质成熟度较高,一般为 2.0%~4.8%,处于高成熟阶段,部分进入过成熟。

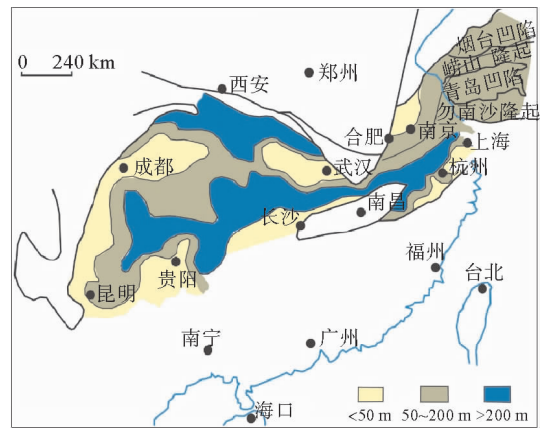


图 5 扬子地区下寒武统烃源岩厚度分布(据文献[12])

Fig. 5 The thickness of Lower Cambrian source rocks on Yangtze plate (from reference [12])

苏北盆地荷塘组岩性为暗色页岩、暗色硅质页岩、黑色炭质页岩和黑色粉砂质页岩,干酪根类型主要为 I 型和 II 型。根据 S1 井的钻井资料,在 2 701.24~2 701.8 m 井段,荷塘组泥页岩 TOC 含量为 3.54%~4.40%,平均为 4.18%;在 3 492.78~3 496.70 m 井段,TOC 含量为 2.36%~4.67%,平均为 3.40%。根据苏北地区露头的资料,荷塘组黑色泥页岩的 TOC 含量也很高,TOC 最小值为 0.66%,最大值为 12.1%,平均为 3.32%,TOC 含量大于 1% 的样品比例高达 92%。Ro 值在 0.62%~2.18% 之间,平均

1.75%,大多数处于成熟—高熟阶段。

通过对比发现,在上、下扬子区寒武系层位稳定,厚度一般 100~300 m,烃源岩 TOC 平均含量都在 4%左右,而底部“石煤层”的 TOC 可以高达 10%~23%。推算的平均原始生烃潜量($S_1 + S_2$)可达 17~19 mg/g,最大超过 100 mg/g。烃源岩的厚度大,分布广,母质类型以 I 型干酪根为主,少量 II 型干酪根,大部分进入成熟阶段,部分进入过成熟阶段。整体来说,四川盆地和苏北盆地寒武系均为优质海相泥质烃源岩(表 1)。

表 1 四川盆地和苏北盆地寒武系烃源岩对比

Table 1 Comparison of Cambrian source rock in Sichuan Basin and Subei Basin

| 地区 | 四川盆地 | 苏北盆地 |
|-------------------|----------------------|-----------------------|
| 干酪根类型 | I 型、II 型 | I 型、II 型 |
| Ro/% | 2.00~4.80 平均 2.01 | 0.62~4.00 平均 1.75 |
| 有机碳含量/% | 2.00~8.00 平均 4.00 | 0.66~12.10 平均 3.32 |
| 氯仿沥青 A/ 10^{-6} | 23~60,平均 41 | 21 |
| 综合评价 | 很好 | 好—很好 |

2.3 储层对比

四川盆地的储层主要有粉—细晶白云岩、灰岩和碎屑岩 3 类。威远气田的储层是震旦系的白云岩,安岳气田的储层是寒武系的白云岩。四川盆地震旦系灯影组在川中孔隙度最大,为 1.97%,在丁山孔隙度最小,为 1.3%,威远和资阳孔隙度分别是 1.89%和 1.45%^[13]。整个盆地储层孔隙度较低,主要分布在 1%~2%之间。四川盆地寒武系储集岩基质孔隙度也主要在 1%~2%之间,渗透率绝大多数 $<0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔低渗型。但是,裂缝大量发育,例如威远气田的储层为隐藻白云岩,后生孔洞缝发育,属孔缝型气藏。这种储层的孔隙度一般为 4.62%~6.64%,渗透率为 $0.07 \mu\text{m}^2$,孔隙度和渗透率因孔缝而大大提高^[14]。

苏北盆地的储集层主要有碳酸盐岩及碎屑岩 2 类。碳酸盐岩为低孔低渗的储层,平均孔隙度

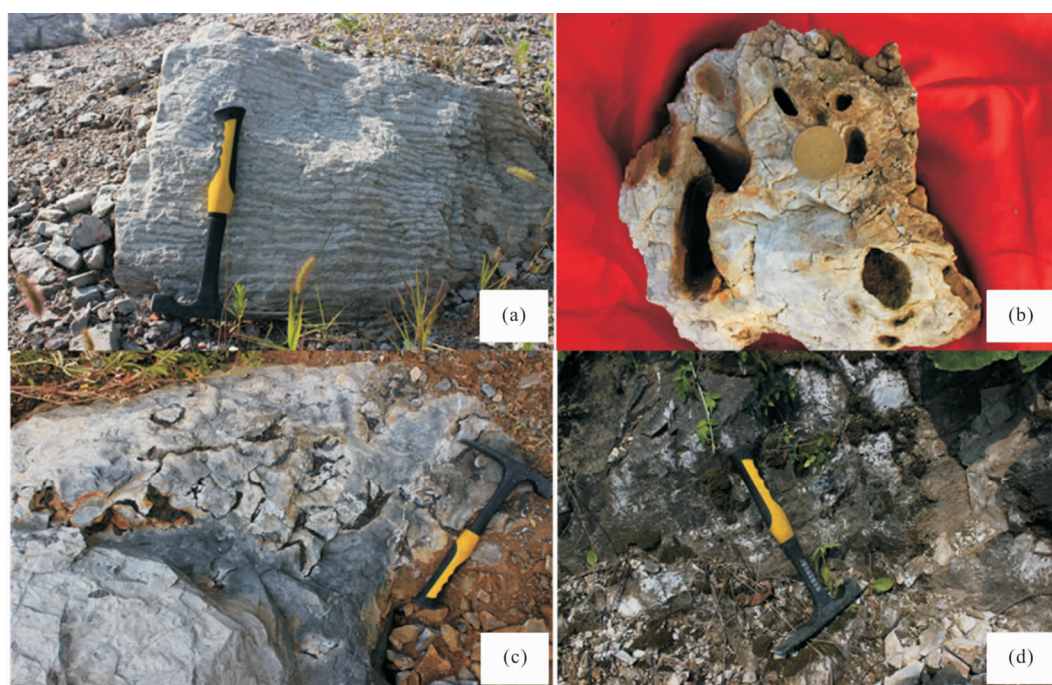
为 0.82%~2.09%,渗透率 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层占 60%以上。白云岩储层岩性以残余颗粒白云岩为主,其中粉—中晶白云岩为中孔低渗储集层,孔隙度为 2%~4.9%,渗透率为 $(0.14 \sim 5.27) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙类型以晶间溶孔、晶间孔和不规则溶孔为主;细粉晶白云岩的储层孔隙度为 0.5%~1.3%,渗透率为 $(0.03 \sim 3.95) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。震旦系灯影组为灰—深灰色厚层微晶白云岩,局部溶蚀孔洞发育;寒武系为白色厚层状白云岩,部分含灰质白云岩或白云质灰岩,地层厚度为 800~900 m(表 2,图 6)。苏北地区海相碳酸盐岩次生裂隙、溶洞同样发育,裂隙的发育改善了岩石的原生孔渗性能,使低孔低渗的碳酸盐岩转化为有效的碳酸盐岩储集层。N5 井岩心可以发现海相碳酸盐岩的裂隙较为发育,溶蚀孔、洞也较为发育,且裂缝未被充填(图 7)。

表 2 四川盆地和苏北盆地震旦系和寒武系储层特征

Table 2 Characteristics of Sinian and Cambrian reservoirs in Sichuan Basin and Subei Basin

| 地区 | 四川盆地 | 苏北盆地 |
|----------------------|---|--|
| 储层 | 寒武系白云岩 | 震旦系白云岩 |
| 厚度/m | 600~800 | 800~900 |
| 孔隙度/% | 4.62~6.64(有裂缝)/ 1.00~2.00(无裂缝) | 2.00~4.90(有裂缝)/ 1.00(无裂缝) |
| 渗透率/ μm^2 | 0.07(有裂缝)/ 0.25×10^{-3} (无裂缝) | 33.80×10^{-3} (有裂缝)/ 0.17×10^{-3} (无裂缝) |

通过对比发现,扬子地区海相中—古生界储集层的岩石类型主要为碳酸盐岩,碎屑岩次之。震旦系灯影组的白云岩和中—上寒武统的白云岩是 2 套最主要的储层。孔、洞、缝是碳酸盐岩储层的主要储集空间。虽然碳酸盐岩及碎屑岩的原生孔隙度较低,但是裂隙和溶洞等补充改善了其储集能力,使低孔低渗原生孔隙储集岩变成良好的储集岩。整体来说,因为裂缝的发育,四川盆地震旦系和苏北盆地寒武系的储层都具有很好的储集性能,而且两个盆地的储集层分布广,厚度较大,为油气的保存提供了巨大的空间(表 2)。



(a)南京幕府山震旦系灯影组白云岩;(b)安徽巢湖震旦系灯影组葡萄球状白云岩;(c)南京汤山下奥陶仑山组灰质白云岩;(d)安徽泾县下奥陶仑山组灰质白云岩

图6 下扬子陆区野外露头白云岩(据文献[15])

Fig. 6 Dolomite outcrops in the Lower Yangtze area (from reference [15])



图7 N5井海相碳酸盐岩裂隙发育岩心照片(据文献[15])

Fig. 7 Core photo showing carbonate fractures, Well N5 (from reference [15])

2.4 成藏模式对比

成藏模式主要有3种:新生古储、古生新储和自生自储。上述3种成藏条件在四川盆地均存在。威远气藏就是典型的新生古储模式,以下寒

武统荷塘组为烃源岩,上震旦统灯影组为储集层,下寒武统为区域性盖层。安岳气藏就是典型的古生新储模式,以下寒武统为烃源岩,中上寒武统和下奥陶统为储集层,下志留统为盖层。以寒武系作为烃源岩,同时也作为储层的页岩气气藏属于

自生自储模式。四川盆地是目前中国页岩气勘探开发的重点地区,例如,筇竹寺组就发现大量页岩气。筇竹寺组为一套厚200~450 m的炭质黑色岩层,为深水陆棚和盆地相沉积,有机物极为丰富。有的地区页岩夹薄层磷灰岩、石煤和沥青。黑色页岩TOC含量为2.05%~11.8%,属于I型干酪根;Ro值为1%~4.5%,一般为2.5%~3.5%,大部分地区处于过成熟阶段,页岩气资源很丰富^[16]。

苏北盆地存在2种成藏模式的油气田。朱家墩油气田属于新生古储模式,二叠系栖霞组灰岩为烃源岩,二叠系孤峰组的粉砂岩作为储层,二叠系龙潭组的页岩作为区域性盖层。句容残留油田古生新储模式,烃源岩主要是二叠系、三叠系的页岩,储层为三叠系的灰岩,盖层为三叠系的致密灰岩,成藏时间为晚白垩世。目前在苏北盆地发现的古生界油气田只有3个:朱家墩油气田、句容残留油田和黄桥气田。而寒武系作为烃源岩的油气藏还未曾发现,远不如四川盆地,这可能是苏北盆地保存条件的不同或者是其他复杂的原因导致寒武系的油气难以大规模的成藏。

2.5 油藏保存条件对比

总体来说,四川盆地和苏北盆地的中—古生代海相地层是相对稳定的,保存条件大致相同,但是中—新生代以来受印支、燕山和喜马拉雅等运动的影响,2个盆地之间出现了一些差异。

扬子板块经历的构造演化大致可以分为3个阶段:震旦纪—志留纪的加里东期海相盆地演化阶段,泥盆纪—三叠纪的印支—燕山期海相盆地演化阶段以及侏罗纪—新生代的陆相盆地叠加改造阶段。加里东早期,整个扬子块体处于拉张环境,整体海进,上、下扬子地区均形成拉伸作用为主的克拉通盆地。志留纪晚期至泥盆纪中期,发生碰撞,整体发生海退,盆地演化转化为挤压前陆盆地阶段。在整个加里东运动时期,扬子块体表现为整体抬升和地层剥蚀,泥盆系和志留系之间呈不整合接触。在印支—燕山时期,扬子板块再次处于拉伸的状态,一直持续到中生代的三叠纪时期海相沉积期结束,随后为碰撞、汇聚型盆地发育阶段,至晚三叠—早侏罗世时期,扬子地区结束了海相沉积历史。印支运动是中国大陆最大规模

的一次挤压造山运动,扬子块体与中朝块体发生碰撞,形成了四川盆地、江汉盆地、苏北盆地和南黄海盆地为代表的周缘前陆盆地群^[17]。

四川盆地的海相地层上覆有较为连续沉积的陆相地层,海相地层之间为整合或假整合接触,厚度巨大,覆盖连续性好,新生代的构造运动对其油气藏的破坏并不显著。位于下扬子的苏北盆地、南黄海盆地的后期地层则主要以角度不整合覆盖于前期盆地上,而且志留系和白垩系都遭到一定程度的剥蚀^[18]。因此,苏北盆地和南黄海盆地就油气藏保存条件而言,其后期破坏严重,不如上扬子四川盆地的保存条件好。不过,下古生界的地层受到的构造影响相对较小,即使油气藏受到改造,也有可能二次成藏^[19]。所以笔者认为,就下古生界的油气保存条件而言,四川盆地和苏北盆地其实是类似的。

3 崂山隆起寒武系的勘探前景

首先,在烃源岩方面,推测崂山隆起寒武系烃源岩是一套不错的烃源岩。荷塘组的地震反射特征表现为:中强—中振幅、中低频率、较连续的地震反射和中—弱振幅,断续的地震反射,推测其沉积环境为陆棚—台地相,地层特征与陆区具有一定的相似性。那么可以推测,寒武系烃源岩主要是暗色页岩类,有机碳含量可能较高,与四川、苏北盆地寒武系的烃源岩不会相差太多。母质类型同样以I型干酪根为主,少量为II型干酪根。烃源岩厚度较大,分布广,大部分进入高成熟阶段。

其次,在储层方面,可以推测崂山隆起也发育较好的储层。虽然在南黄海海域的钻井没有钻遇震旦系和寒武系,但根据区域地质背景和地震解释资料,可以分析南黄海海域同样发育震旦系和寒武系,属于台地沉积相。震旦系白云岩和寒武系白云岩,这2套白云岩均能作为主要的储层,储集空间主要有晶间孔缝和不规则溶孔。陆上的储层裂隙发育,预测崂山隆起地区同样发育裂隙,那么这2套储层会因为裂缝的发育而具有较高的孔隙度和渗透率,成为储集性能很好的储层,推测厚度为400~800 m。

综合分析,崂山隆起也具备新生古储、古生新储和自生自储的成藏模式。新生古储就是以下寒

武统的暗色泥岩作为烃源岩,震旦系的白云岩作为主要储层。下寒武统为一套大陆边缘盆地及斜坡相沉积的暗色泥岩,分布范围广泛,厚度为50~700 m。同时,下寒武统地层压力为14.2~21.1 MPa,地层压力较大,可作为浓度封闭的盖层。古生新储就是以下寒武统荷塘组作为烃源岩,中上寒武统的白云岩作为储层。崂山隆起南部应为盆地相沉积,而盆地相通常发育好的烃源岩。下志留系高家边组为盆地—陆棚区沉积的均质盖层,泥岩厚度大,最厚可达1400 m,分布稳定。根据陆上苏北地区盖层参数分析表明,由井资料分析岩石密度为2.71~2.88 g/cm³,地层压力>12 MPa,最大达85.9 MPa,下志留泥岩具有较好的封闭性能。下寒武统烃源岩的生烃期比陆域晚,具有晚期成藏的特点,推测崂山隆起西北部可能形成古生界的页岩气藏。页岩气藏则属于自生自储。

最后,关于崂山隆起寒武系的保存条件,总体上可能较好。崂山隆起是南黄海盆地中较稳定的区域,构造变形相对较弱,断裂相对不发育。从盖层条件来看,下寒武统和下志留统盖层保存完整,质量好,封盖能力强;从断裂条件来看,崂山隆起上断裂发育较少,并且断裂主要为逆断层,具压性或压扭性,对油气具封堵作用;从构造运动来看,虽然经历过加里东运动和印支—燕山运动,但下古生界的地层受到的构造影响较小,寒武系形成油气藏受到的改造较小。综合3方面因素,崂山隆起寒武系的油气保存条件较好。

当然,整个崂山隆起寒武系地质条件复杂,又缺乏实际的钻井资料,而且地震层序的地质属性都是通过类比而来,所有的推测具有不确定性。通过对四川盆地和苏北盆地寒武系的烃源岩、储层特征、成藏条件和保存条件的对比,有理由相信,南黄海盆地崂山隆起寒武系具有较好的烃源岩和储层,与四川、苏北盆地具有类似的成藏模式以及较好的保存条件,因此,加快崂山隆起寒武系的勘探,将很有可能实现南黄海盆地油气的突破。

4 结论

(1)崂山隆起寒武系在地震剖面上表现为较连续的地震反射,推测其沉积环境为陆棚—台地

相。结合陆域寒武系烃源岩特征推测,崂山隆起寒武系烃源岩厚度可达150 m,TOC含量在3%~4%之间, $R_o > 2\%$,是一套好的烃源岩。

(2)对比分析认为,崂山隆起可以作为寒武系烃源岩储层的主要有震旦系和寒武系白云岩,孔隙度普遍较低,厚度在400~800 m之间,推测在裂隙发育层段储集物性较好。

(3)综合分析认为,崂山隆起具备新生古储、古生新储和自生自储的成藏模式。海陆对比认为,寒武系烃源岩的生烃期比陆域晚,具有晚期成藏的特点,推测崂山隆起西北部可能形成古生界的页岩气藏。

(4)崂山隆起虽然经历了加里东运动和印支—燕山运动,但下古生界构造变形弱,油气藏受到的改造较小,因此,崂山隆起寒武系的油气保存条件较好,具有较大的油气勘探前景,应加快勘探进程。

参考文献:

- [1] 张抗. 中国海上油气形势及展望[J]. 海洋石油, 2013, 33(3): 1-7.
- [2] 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.
- [3] 杨长清, 董贺平, 李刚. 南黄海盆地中部隆起的形成与演化[J]. 海洋地质前沿, 2014, 30(7): 17-21.
- [4] 孙晶, 王建强, 肖国林. 南黄海盆地中部隆起海相上构造层分布及断裂系统特征[J]. 海洋地质前沿, 2014, 30(10): 18-25.
- [5] 张家强. 南黄海中、古生界油气前景[J]. 海洋地质动态, 2002, 18(11): 15-27.
- [6] 姚永坚, 冯志强, 郝天珧. 对南黄海盆地构造层特征及含油气性的新认识[J]. 地质前缘, 2008, 15(6): 232-240.
- [7] 李刚, 陈建文. 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.
- [8] 龚建明, 王建强, 李小昱, 等. 南黄海崂山隆起古生界页岩气远景区[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2013, 33(6): 115-120.
- [9] 王丰, 李慧君, 张银国. 南黄海崂山隆起地层属性及油气地质[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2010, 30(2): 95-102.
- [10] 蔡乾忠. 中国海域油气地质学[M]. 北京: 海洋出版社, 2005.
- [11] 翟光明, 宋建国. 中国石油地质志: 卷一[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- [12] 徐旭辉, 周小进, 彭金宁. 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.

- [13] 刘树根,马永生,黄文明,等. 四川盆地上震旦统灯影组储集层致密化过程研究[J]. 天然气地球科学, 2007, 17(4): 485-496.
- [14] 黄籍中,陈盛吉,宋家荣,等. 四川盆地烃源岩体系与大中型气田形成[J]. 中国科学(D辑), 1996, 26(6): 504-510.
- [15] 吴淑玉,陈建文,梁杰,等. 南黄海海相中、古生界碳酸盐岩储层特征及成藏条件预测[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(1): 13-21.
- [16] 程青松,龚建明,李智高,等. 扬子陆域下寒武系烃源岩特征对南黄海油气勘探的借鉴[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(1): 66-72.
- [17] 王巍,陈高. 苏北—南黄海盆地区域构造特征分析[J]. 地震学刊, 1999, 19(1): 47-55.
- [18] 祁江豪,温珍河,张训华,等. 南黄海地区与上扬子地区海相中—古生界岩性地层对比[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2013, 33(1): 109-119.
- [19] 倪新锋,陈洪德,韦东晓,等. 中上扬子盆地叠加、改造类型及油气勘探前景[J]. 地质学报, 2009, 83(4): 468-476.

OIL AND GAS PROSPECT OF THE CAMBRIAN AT LAOSHAN UPLIFT: A COMPARATIVE STUDY TO SICHUAN AND SUBEI BASINS

CHEN Zhiqiang^{1,2}, GONG Jianming^{2*}, WANG Jiao², CHENG Haiyan³, CHEN Zhonghong¹,
LI Gang², CHENG Qingsong^{2,4}, XU Chengfen²

(1 College of Earth Science and Technology, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2 Qingdao Institute of Marine Geology, CGS, Qingdao 266071, China;

3 Qingdao Geological Exploration Institute of China Metallurgical Geology Bureau, Qingdao 266061, China;

4 College of Resource and Environment, Yangtze University, Wuhan 430100, China)

Abstract: As the main part of the Lower Yangtze Craton, the South Yellow Sea Basin has remained as the only area without breakthrough of oil and gas up to date. There is no conclusion being made for the region, especially for the Laoshan uplift, since there are lack of drilling wells. The oldest strata penetrated by drill hole so far are the Carboniferous, and the seismic exploration degree is low. In fact, there is no actual data enough to reach a conclusion on oil and gas potential. However, the South Yellow Sea Basin is similar to some extent to the Sichuan Basin and the Subei Basin in such aspects as hydrocarbon source rocks, reservoirs, cap rocks and accumulation mechanisms. By comparison, it is found that there are abundant and thick source rocks in the South Yellow Sea Basin. The average organic carbon contents are 4% and 3.32% respectively, which belong to the category of good hydrocarbon source rocks. In addition, there are widely distributed Sinian and Cambrian dolomite reservoirs, and the porosity and permeability of the reservoirs are rather high because of dolomitization and tectonic crackings. Moreover, there are three types of oil and gas accumulation models, i. e. the oil and gas generated newly and stored in the old, the oil and gas generated elderly and store in the new, and the oil and gas self generated and self stored. Of course, the Sichuan Basin has better preservation potentials comparing to the Subei Basin because of the influence of tectonic movement. With regard to the lower Paleozoic, the preservation conditions of the two basins are very similar indeed. By basin correlation, it is inferred that the oil and gas geological characteristics of the Cambrian on the Laoshan Uplift are comparable with the Sichuan Basin and the Subei Basin, and is a favorable target for further oil and gas exploration.

Key words: Laoshan Uplift; Sichuan Basin; Subei Basin; Cambrian; oil and gas prospects