

南黄海盆地海相储层成岩作用 与储层发育特征

张鹏辉, 陈建文, 梁 杰, 龚建明, 袁 勇, 董 刚, 张银国

(国土资源部海洋油气资源与环境地质重点实验室, 青岛 266071; 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071;
海洋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 266071)

摘 要:南黄海盆地与下扬子陆域具有较为一致的沉积构造演化史, 全区具有良好的油气成藏条件, 油气资源潜力大, 特别是中—古生界海相地层有可能是下一步油气勘探的突破新区。以南黄海盆地为主体的下扬子地区海相储层类型包括砂岩储层、碳酸盐岩储层和泥页岩储层三大类。基于岩性特征、成岩作用、储集空间和物性条件等分析, 认为砂岩储层有利的储集体主要为裂缝—次生孔隙型, 碳酸盐岩储层中未被胶结物充填或者部分充填的孔、缝、洞可作为有利储集体, 泥页岩储层中的有利储集空间为高有机质丰度层段中的无机孔隙、有机孔隙和裂缝较发育带。

关键词:储层特征; 成岩作用; 海相地层; 下扬子; 南黄海盆地

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2016.01006

南黄海盆地是下扬子地块沿 NE 方向向海区的延伸部分, 是下扬子地块的主体^[1-5]。下扬子陆域全区古生界油气显示达 400 余处^[6,7], 其中黄桥地区 XI1 井钻遇龙潭组有较好油气显示^[8], 句容地区 JB1 井龙潭组致密砂岩储层、R2 井和 R3 井青龙组灰岩裂缝储层有工业油流的发现^[9], 黄桥地区苏泰 174 井、黄验 1 井和 N13 井在五通组、栖霞组、茅山组和坟头组可见不同丰度的 CO₂ 气显示^[6,7], 在句容地区容 2 井和容 3 井的青龙组灰岩、泥灰岩裂缝中先后获得可燃性气藏和轻质原油^[10]。此外, 以南黄海盆地为主体的下扬子地区

与上扬子地区同处一个构造板块, 具有相似的沉积构造演化历史, 页岩气地质赋存条件较为优越^[11-13], 资源潜力大。截止目前, 下扬子陆域地区海相地层只发现 3 个油气田: 句容油田、朱家墩油气田、黄桥气田^[14]; 而南黄海盆地油气调查工作已有 50 余年的历史, 但至今尚未发现工业油流^[15-17]。特别是近年来, 整个下扬子地区特别是南黄海盆地海相地层的油气勘探一直未有重大突破, 在实际勘探过程中发现储层非均质性强、储集性能差以及后期改造较为严重等不利因素。本文拟在包括南黄海盆地在内的下扬子地区前期勘探和前人地质研究认识的基础上, 探讨和总结储层成岩作用、发育条件及储层特征, 以期对南黄海盆地后续的储层预测与油气聚集规律的研究提供理论借鉴。

1 区域地质概况

南黄海盆地是指在下扬子东北部, 郯庐断裂带以东的活动地区^[1]; 而下扬子陆域地区在大地

收稿日期: 2015-12-10

基金项目: 国土资源部“南黄海前第三系油气前景研究”(XQ-2005-01); 国土资源部“南黄海崂山隆起和滩海区海相地层油气资源战略选区”(2009GYXQ10); 国土资源部海洋油气资源和环境地质重点实验室基金(MRE201415, MRE201114); 中国地质调查局项目(GZH200800503)

作者简介: 张鹏辉(1986-), 男, 博士, 助理研究员, 主要从事沉积、储层地质与石油地质研究。E-mail: zph010@163.com

构造位置上位于扬子准地台长江下游段,东和东北部至黄海,南和东南部以江绍深断裂与华夏板块为界,西南方向在江西九江与中扬子地区相接,西和西北以郯庐断裂带与华北板块为界^[18]。结合钻井和地球物理资料开展南黄海盆地和下扬子陆域地区地层对比,发现二者岩性一致^[1-5],下扬子地区海相盆地的沉积演化史至早三叠世末期已基本结束,后期盆地主要经历了加里东期和中生代前陆盆地时期、转换盆地时期,以及新生代断陷盆地时期、拗陷时期的改造^[19,20]。整个下扬子地块呈现出较为一致的沉积面貌,但在构造活动上略有差异。构造上的差异主要体现为南黄海盆地和下扬子陆域地区在中、新生代的构造变动和改造作用的强度上,南黄海盆地以挤压作用为主,构造活动性相对稳定;而下扬子陆域则以伸展、裂陷作用为主,构造活动性较强^[21]。下扬子地区震旦系—太古界构造层构成了全区的变质结晶基底^[22],全区海相地层自下而上发育有震旦系、寒武系、奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二叠系和三叠系。

2 储层类型与岩性地层特征

虽然以南黄海盆地为主体的下扬子地区海相油气条件优越^[23],生储盖配置良好,但海相地层油气系统复杂,据全区的油气显示情况及前期油气资源评价认为,本区储层类型主要为砂岩储层、碳酸盐岩储层和泥页岩储层。

其中砂岩储层主要包括:下志留统坟头组、中志留统茅山组、上泥盆统五通组和上二叠统龙潭组。坟头组下部为一套灰黄、黄绿色中—厚层岩屑石英砂岩或长石石英砂岩,上部为灰黄色、灰绿黄色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩夹粉砂岩、细砂岩和少量页岩,在南京市江宁区坟头村出露剖面厚度达214 m;茅山组主要发育紫红色中、细粒石英砂岩及少量粉砂岩,厚度较小,一般厚为0~28 m;五通组底部广布灰白、灰棕色石英砂岩、砂砾岩,夹少量页岩,上部发育黄褐色石英砂岩、杂色泥页岩;龙潭组可兼作砂岩储层和泥页岩储层,为黑色页岩、灰黑色泥岩、粉砂岩、细砂岩互层发育,夹多层煤线、煤层。

主要的碳酸盐岩储层为:上震旦统灯影组、下二叠统栖霞组和下三叠统青龙组。灯影组发育灰

白、浅灰色中—厚层白云岩与灰质白云岩、白云质灰岩互层,局部见硅质夹层,在南京幕府山剖面厚度达1 036 m;栖霞组为灰黑、深灰色灰岩和硅质层,夹燧石结核、泥质灰岩透镜体或煤线;青龙组以发育青灰或灰色灰岩、灰黄或紫红色瘤状灰岩、褐黄绿色泥页岩为主。

通过对野外地表剖面和钻井剖面进行系统的扫描采样和地化分析,下扬子陆域地区主要发育4套暗色泥页岩:下寒武统荷塘组、下志留统高家边组、下二叠统孤峰组、上二叠统龙潭组和大陆组^[24]。其中,下寒武统荷塘组和上二叠统龙潭组被认为是下扬子地区富含有机质的页岩最为发育的地层^[13]。荷塘组主要发育黑色炭质页岩、灰褐色硅质页岩、灰黄色砂质页岩,夹煤层,含黄铁矿及磷质结核;高家边组发育黄绿色、深灰色、灰黑色砂质泥页岩、炭质页岩,夹粉、细砂岩;孤峰组为黑色、灰黄色硅质泥页岩、粉砂质泥岩、炭质页岩和燧石岩,夹灰岩透镜体;大陆组主要发育灰黑、黄绿色硅质页岩、钙质页岩、硅质岩和泥质粉砂岩,夹灰岩透镜体、钙质泥岩。

3 储层发育条件及储层特征

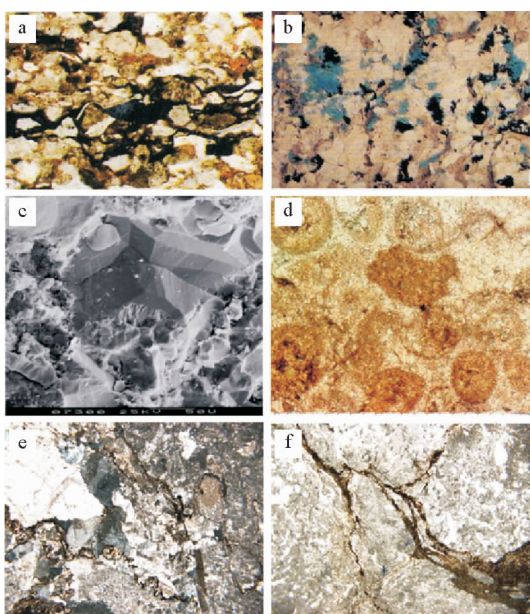
3.1 砂岩储层

3.1.1 砂岩储层成岩作用

下扬子陆域与南黄海盆地砂岩储层主要处在中成岩阶段,经历了较为强烈的压实、胶结作用,还发生溶蚀和交代作用,总体为一系列较为致密的砂岩储层。

压实作用体现为颗粒接触关系,主要包括线接触、凹凸接触,局部发育石英的缝合线接触;还可观察到云母等塑性颗粒压弯现象,反映了砂岩的压实特征。其中五通组石英砂岩多见颗粒的缝合线接触,反映了较为显著的压溶作用^[8]。裂缝发育呈现不同的分布特征,以五通组和茅山组裂缝发育较明显,而龙潭组和坟头组在露头 and 钻井下见裂缝发育并不明显^[6,8],可见部分裂缝后期为沥青所充填(图1a)。

溶蚀作用可见长石(主要为斜长石)、岩屑等不稳定组分的溶蚀现象(图1b),菱铁矿、铁白云石及含铁方解石等的溶蚀现象也较为常见,部分



(a)被沥青质充填的压裂缝,龙潭组,长广煤矿 M22 井(据文献[8]);(b)长石、杂基溶孔,坟头组,句容固江口(据文献[8]);(c)石英次生加大,龙潭组,溪 2 井,1 558.83 m(据文献[25]);(d)鲕粒亮晶灰岩,青龙组,南黄海盆地 WX5-ST1 井,1 672 m(据文献[19]);(e)栖霞组裂隙,句容地区(据文献[10]);(f)青龙组裂缝发育并有沥青质充填,宁镇地区(据文献[10])

图 1 下扬子陆域与南黄海盆地海相砂岩和碳酸盐岩储层微观照片

Fig. 1 Micrographs of marine clastic and carbonate rocks in the Lower Yangtze Platform and the South Yellow Sea Basin

溶孔为后期的沥青、稠油、黄铁矿或晚期碳酸盐胶结物所充填。其中以龙潭组溶蚀现象发育最为显著,坟头组次之,而茅山组与五通组砂岩则少见明显的溶蚀现象^[8,25]。

砂岩储层中胶结作用主要包括硅质胶结、碳酸盐(方解石、白云石、铁白云石、菱铁矿和含铁方解石)胶结、黏土矿物(绿泥石、伊利石、伊蒙混层和高岭石)胶结以及黄铁矿胶结等。硅质胶结主要为石英次生加大(图 1c),此外还见少量自生石英。五通组、龙潭组和茅山组砂岩中石英次生加大较为发育,其中以五通组石英加大最为显著,但在坟头组发育并不明显^[8]。碳酸盐胶结物多呈斑块状或粒状分布,以在龙潭组发育为主^[8,25]。黄铁矿胶结物在坟头组较为富集^[8]。

交代作用主要体现为黏土矿物、碳酸盐胶结物交代碎屑颗粒的现象。

3.1.2 砂岩储层储集空间类型及物性特征

砂岩储层中破坏性成岩作用主要有压实作用、碳酸盐胶结作用和石英胶结作用,破坏早期原生孔隙导致只有部分原生残留粒间孔的发育。建设性成岩作用主要为溶蚀作用(图 1b),形成粒间溶孔、粒内溶孔及铸模孔等次生孔隙,构成了储集空间的主体。交代作用对储集空间和物性的影响较小。裂缝由成岩缝和构造缝组成,以成岩缝发育为主^[7,8,25]。成岩后期孔隙水、地层水的作用使部分孔隙或裂缝为方解石、菱铁矿等充填^[25],在一定程度上减少孔隙度,进而形成了最终的裂缝—孔隙型储集体。储层孔隙度和渗透率均较低(表 1),其中 95% 的渗透率值 $< 1 \text{ mD}$ ^[6,7],属典型的致密砂岩储层^[26,27]。

3.2 碳酸盐岩储层

3.2.1 碳酸盐岩储层成岩作用

以南黄海盆地为主体的下扬子地区碳酸盐岩成岩作用可大致划分为早期成岩、埋藏成岩、后生和表生成岩 4 个阶段,主要经历的成岩作用包括泥晶化作用、胶结作用、白云石化和去白云石化、压实—压溶作用、溶解作用、硅化作用和重结晶作用等。

泥晶化作用主要表现为颗粒表面发生泥晶化而多具泥晶套,或颗粒内外均被泥晶化,为浅海环境的产物^[28,29]。

瘤状灰岩的出现与海底胶结作用密切相关,浅水灰岩的胶结作用可具多旋回性,使原生孔隙大量减少。

白云石化作用可使白云石沿构造裂隙镶嵌生长分布,或在裂隙附近的灰岩中悬浮散布;去白云石化作用多发生于表生环境中,体现为亮晶白云石发生溶蚀,或保留白云石交代残余等现象^[30,31]。

压实与压溶作用常相互伴生,其中压实作用主要作用于早期的浅埋藏阶段,对于粗颗粒含量高且亮晶胶结较发育的层段(图 1d),其抗压能力较强,而对于颗粒少而细且灰岩胶结发育层段,其抗压能力较弱^[19,31];压溶作用发生于深埋藏阶段,多发育缝合线,以及颗粒间的缝合接触。

溶解作用主要包括在渗流带或潜流带上部的早期溶解作用,以及在埋藏成岩阶段形成溶孔和溶缝。

表 1 下扬子陆域与南黄海盆地海相砂岩和碳酸盐岩储层物性特征

Table 1 Petrophysical characteristics of marine clastic and carbonate rocks in the Lower Yangtze Platform and the South Yellow Sea Basin

地区	采样位置	采样层位	岩石类型	孔隙度/%	渗透率/mD	数据来源
下 扬 子 陆 域 地 区	句容	龙潭组	砂岩	11.5	0.279	文献[9]
		青龙组	灰岩	0.11~2.88	0.012~11.466	
	苏北—皖东	坟头组	砂岩	5.08	0.033	
		五通组	砂岩	1~5	<0.1	文献[10]
		炮台山组	白云岩和灰岩	6.57	0.31	
		仑山组	灰岩	2.1	0.006	
		青龙组	灰岩	0.1~0.5	1.35	
	南京—巢湖台地	灯影组	白云岩	2.3		文献[36]
	句容仑山	观音台组	残余颗粒白云岩	2~4.9	0.005 2~0.14	
		观音台组	细粉晶白云岩	0.5~1.3	0.003 9~0.03	
	宁镇	红花园组	生物碎屑灰岩	2	0.001~0.003	
南黄海 盆地	CZ35-2-1 井	龙潭组	砂岩	4.4~9.7		文献[19]
	WX5-ST1 井	青龙组	白云岩	6~8	5.4~31.99	

硅化作用多见燧石、石英充填灰岩或白云岩溶解形成的孔隙或构造裂隙中^[28,31]。重结晶作用表现为由文石或高镁方解石转化为稳定的低镁方解石的新生变形作用^[26,29],或晶体加积现象。

碳氧同位素广泛应用于成岩环境的解释^[32-34],以安徽巢湖平顶山栖霞组碳酸盐岩为例,整体上栖霞组碳酸盐岩碳同位素主要集中在1.241‰~3.93‰之间,变化不大,而氧同位素大致分布在-9.559‰~3.101‰变化范围内,变化相对不大,反映为典型的埋藏环境;而栖霞组中厚度约78.4 m的本部灰岩段碳同位素明显偏高,反映为开阔台地相环境^[31,35]。从而进一步明确了成岩环境的差异对应于不同成岩作用的发育^[30,31],形成不同的成岩演化路径。

3.2.2 碳酸盐岩储层储集空间类型及物性特征

下扬子陆域与南黄海盆地碳酸盐岩孔隙类型较为复杂,发育的原生孔隙主要有粒间孔、粒内孔、晶间孔、膏模孔及格架孔等,常见的次生孔隙包括粒间溶孔、晶间溶孔、晶内孔、压溶缝合线溶孔等,岩性和成岩作用类型的不同可导致孔隙类型的差异。建设性成岩作用包括溶解作用、压溶作用和去白云石化作用;而泥晶化作用、胶结作用、白云石化、压实作用、硅化作用和重结晶作用构成了主要的破坏性成岩作用。以安徽巢湖一无

为地区栖霞组碳酸盐岩储层为例,孔隙连通较好的有利储集带主要集中在栖霞组硅质层和富硅质灰岩段,以常含大量有机质的压溶线内,其中栖霞组碳酸盐岩孔隙度可高达2%~5%^[31]。

全区海相碳酸盐岩孔隙度一般<2%,渗透率一般<1 mD^[6](表1)。破裂作用可形成裂缝(图1e,f),而裂缝的发育能够显著改善储层的渗透性。例如,SB3井钻遇的青龙组灰岩,井深2 397.2~2 397.3 m处的灰岩无裂缝发育,其孔隙度为1.17%,渗透率为0.11 mD;而邻近的裂缝发育的灰岩深度段2 398.0~2 398.1 m的孔隙度为1.74%,渗透率达8.30 mD(表2)。此外,孔、缝、洞的充填情况也在一定程度上决定了油气的赋存,以句12井青龙组灰岩为例^[10],在泥晶灰岩段(467.0~467.2 m)、泥晶—细晶灰岩夹瘤状灰岩段(467.2~487.0 m)及细粉晶灰岩段(487.0~497.02 m)的碳酸盐胶结物全充填处几乎无含油气性显示,而在部分充填或无充填带含油气性比例较高,这种孔、缝、洞储集系统构成了较为有利的储层。

3.3 泥页岩储层

3.3.1 泥页岩储层成岩作用

总体上,下扬子地区4套泥页岩中有机碳

(TOC)含量大致在 1%~8%之间(表 3),有机质 有机质成熟度(Ro)普遍>1.5%(表 3),已达高成熟或过成熟阶段,大都处于主生气窗范围,具备有岩最佳(图 2a),有机质类型以 I 型或 II 型为主, 利于页岩气形成的条件。

表 2 下扬子陆域地区海相碳酸盐岩裂缝发育对储层物性的影响(据文献[7])

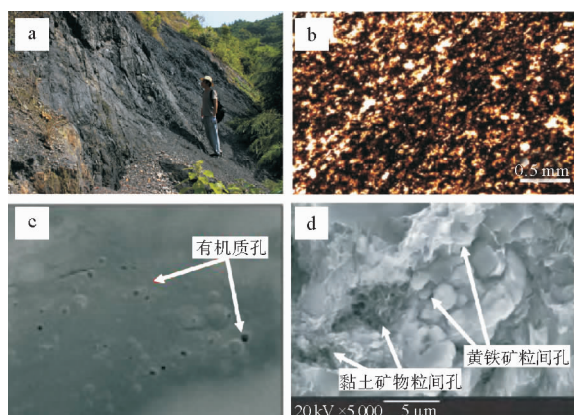
Table 2 Effect of fractures on petrophysical properties of marine carbonate reservoirs in the Lower Yangtze Platform (from reference [7])

井号	地层	深度	岩性	孔隙度/%	渗透率/mD	裂缝发育情况
S133 井	青龙组	2 398.0~2 398.1	灰岩	1.74	8.30	有裂缝
		2 397.2~2 397.3		1.17	0.11	无裂缝
N4 井	栖霞组	2 000.15~2 000.16	灰岩	1.67	419.48	有裂缝
		2 001.86~2 002.01		0.51	0.21	无裂缝
S135 井	灯影组	1 256.0	白云岩	2.97	33.80	有裂缝
		1 191.0		1.00	0.17	无裂缝

表 3 下扬子陆域与南黄海盆地海相泥页岩特征

Table 3 Characteristics of marine shale reservoirs in the Lower Yangtze Platform and the South Yellow Sea Basin

地区	采样位置	采样层位	TOC/%	有机质类型	Ro/%	数据来源
下 扬 子 陆 域 地 区	皖南	大隆组	3.11	II—III型	1.22~3.0	文献[37]
		龙潭组	1.86			
		孤峰组	2.16			
		高家边组	2.01	I—II型	1.5~3.0	
		荷塘组	3.08	I型	2.40~5.70	
	苏南	龙潭组	6.13		2.0~3.0	文献[38]
	皖南	龙潭组	4.98		1.3~2.0	
	浙西北	龙潭组	3.3		0.9~1.3	
	安徽芜湖	大隆组	7.76		2.34	文献[39]
		孤峰组	7.83		2.46	
		龙潭组	3.77			
	皖南—浙西北	荷塘组	3.09	I型	>2.1	文献[13]
	苏南	荷塘组	2.93	I—II型		
	苏南—苏北	高家边组	0.31	II—III型	>1.5	
	句参 1 井、新苏泰 159 井、N4 井	孤峰组	>4.0	II—III型		
	泾县—宣城—宁国—广德—长兴一线以北	龙潭组	1.85			
	昌参 1 井	大隆组	3.93			文献[40]
		龙潭组	1.22			
	巢湖—泾县(马家山剖面)	大隆组	9.35	II ₂ —III型	1.47~1.48	文献[41]
	巢湖—泾县(昌桥剖面)	大隆组	5.70	III型	>2.0	
	下扬子西部	大隆组	10.00	II ₂ —III型	1.57	文献[42]
		孤峰组	4.00	II ₂ —III型	1.60	
		高家边组	0.34	II ₂ —III型	1.78	
		荷塘组	1.50	II ₂ —III型	3.92	
南黄海盆地	苏南句容—海安等地区	大隆组	3.66	II型		文献[24]
	浙北煤山 13 井等	龙潭组	2.10	II—III型		
	黄桥 N9 井、苏 32 井等	孤峰组	5.47	II—III型		
	黄桥 N4 井、南宁 1 井等	高家边组	1.28	I—II型		
	苏东 121 井、皖宁 2 井等	荷塘组	4.22	I型		
	CZ35—2—1 井	大隆组	2.077	II—III型	1.60	文献[21]
		龙潭组	1.704	III型	2.20	
	WX5—ST1	龙潭组	最高达 1.86	II—III型	>2.0	文献[4]



(a)南京幕府山野外剖面荷塘组黑色炭质页岩;(b)巢湖马家山剖面大隆组褐色硅质炭质页岩,纹理发育,正交偏光(据文献[41]);(c)皖东南地区大隆组有机质孔,C1井,156.1 m(据文献[46]);(d)浙西荷塘组硅质页岩,可见高岭石粒间孔和黄铁矿粒间孔(据文献[47])

图 2 下扬子陆域地区海相泥页岩特征

Fig. 2 Photographs showing characteristics of marine shale reservoirs in the Lower Yangtze Platform

近年来,泥页岩成岩作用在上扬子地区开展了初步的研究,泥页岩在埋藏过程中其成岩作用经历了有机和无机作用的共同改造和相互影响。以四川盆地及周边下志留统龙马溪组泥页岩为例,无机成岩作用主要包括以云母等定向分布及云母压弯等现象为代表的压实作用、以长石等不稳定矿物溶蚀为主的溶蚀作用、以碳酸盐胶结物交代碎屑颗粒等为代表的交代作用和由硅质胶结、碳酸盐胶结和黄铁矿胶结为主的胶结作用;而有机成岩作用主要为有机质热成熟过程中的生烃演化作用^[43,44]。

3.3.2 泥页岩储层储集空间类型及物性特征

泥页岩储层储集空间主要包括无机孔隙、裂缝以及有机质孔隙(图 2b、c、d),其中前 2 类储集空间多与游离态气有关,而有机质孔隙主要与吸附气相关。

下扬子陆域与南黄海盆地泥页岩中矿物组分主要包括石英、长石、黏土矿物、方解石、白云石、黄铁矿和菱铁矿等。下扬子陆域地区二叠系泥页岩中脆性矿物(石英、长石和碳酸盐胶结物)含量与中孔、大孔或裂隙孔的孔体积之间呈较好的正相关关系^[40],反映出脆性矿物较发育带有助于

大、中孔的形成,且易受外力作用而诱导形成裂缝。泥页岩的渗透率与其排驱压力具有很好的指数负相关关系,表明伴随着排驱压力的增大,渗透率降低^[40]。

此外,基于有机碳含量与泥页岩储层生气率具有较好的正相关关系^[45],有机碳含量可作为页岩气资源评价的一项基本参数。

按照泥页岩的孔隙分类标准,下扬子皖东南地区二叠系孤峰组和大隆组泥页岩纳米孔隙的孔径主要分布在 2~50 nm 之间^[46],说明这一地区泥页岩孔隙发育以中孔为主,构成页岩气吸附的有利条件。对这一地区页岩岩心样品的物性测定发现,页岩的渗透率极低,水平渗透率平均值仅为 0.002 54 mD,而孔隙度主要分布范围为 2.15%~6.10%^[46]。

4 结论

(1)以南黄海盆地为主体的下扬子地区海相砂岩储层主要包括下志留统坟头组、中志留统茅山组、上泥盆统五通组和上二叠统龙潭组,有利于孔隙发育的建设性成岩作用主要为溶蚀作用;破坏性成岩作用主要有压实作用、碳酸盐胶结作用和石英胶结作用。粒间溶孔、粒内溶孔及铸模孔等次生孔隙连同裂缝构成了砂岩储层储集空间的主体,物性条件较差,渗透率值多<1 mD。

(2)海相碳酸盐岩储层主要为上震旦统灯影组、下二叠统栖霞组和下三叠统青龙组,建设性成岩作用包括溶解作用、压溶作用和去白云石化作用;而破坏性成岩作用由泥晶化作用、胶结作用、白云石化、压实作用、硅化作用和重结晶作用构成。孔隙度多<2%,渗透率一般<1 mD,裂缝的存在有利于储层渗透性的改善,孔、缝、洞储集系统构成了碳酸盐岩储层的主要储集空间。

(3)海相泥页岩储层主要为下寒武统荷塘组、下志留统高家边组、下二叠统孤峰组、上二叠统龙潭组和大隆组,其中以荷塘组和龙潭组具备最为有利的页岩气形成条件,无机孔隙和裂缝有利于游离态气的赋存,吸附气主要集中于有机质孔隙内,整体上孔隙发育以中孔为主。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 蔡乾忠. 黄海含油气盆地地区地质与大地构造环境[J]. 海洋地质动态, 2002, 18(11): 8-12.
- [3] 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]. 海域地质动态, 2007, 23(6): 1-6.
- [4] 王连进, 叶加仁, 吴冲龙. 南黄海盆地前第三系油气地质特征[J]. 天然气工业, 2005, 25(7): 1-3.
- [5] 张训华, 杨金玉, 李刚, 等. 南黄海盆地基底及海相中、古生界地层分布特征[J]. 地球物理学报, 2014, 57(12): 4041-4051.
- [6] 郭念发, 尤效忠, 刘德法. 下扬子区古生界油气地质条件及勘探选区[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(1): 4-7.
- [7] 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): 41-51.
- [8] 何禹斌, 高俊, 赵挺, 等. 下扬子区碎屑岩储层物性控制因素分析[J]. 复杂油气藏, 2014, 7(4): 11-14.
- [9] 花彩霞. 下扬子句容地区海相上组合油气地质条件评价[J]. 地质学刊, 2014, 38(2): 200-205.
- [10] 李皓月. 苏北盆地中—古生界储集层特征分析[D]. 长春: 吉林大学, 2014.
- [11] 龚建明, 王建强, 李小豫, 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.
- [12] 蔡周荣, 夏斌, 黄强太, 等. 上、下扬子区古生界页岩气形成和保存的构造背景对比分析[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8): 1446-1454.
- [13] 潘继平, 乔德武, 李世臻, 等. 下扬子地区古生界页岩气地质条件与勘探前景[J]. 地质通报, 2011, 30(2-3): 337-343.
- [14] 江苏省地方志编纂委员会编. 江苏省志石油工业志[M]. 北京: 方志出版社, 2000.
- [15] Wu S, Ni X, Cai F. Petroleum geological framework and hydrocarbon potential in the Yellow Sea[J]. Chinese Journal of Oceanology and Limnology, 2008, 26(1): 23-34.
- [16] 闫桂京, 李慧君, 何玉华, 等. 南黄海海相层石油地质条件分析与勘探方向[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2012, 32(5): 107-112.
- [17] Li W, Liu Y, Xu J. Onshore-offshore structure and hydrocarbon potential of the South Yellow Sea[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2014, 90: 127-136.
- [18] 陈沪生, 张永鸣. 下扬子及邻区岩石圈结构构造特征与油气资源评价[M]. 北京: 地质出版社, 1999.
- [19] 梁杰, 张银国, 董刚, 等. 南黄海海相中—古生界储集条件分析与预测[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2011, 31(5): 101-108.
- [20] 国土资源部油气资源战略研究中心, 等. 海域油气资源战略调查与选区[M]. 北京: 地质出版社, 2013.
- [21] 陈建文. 南黄海前第三系油气前景研究[R]. 全国油气资源战略选区调查与评价专项项目成果报告, 2010.
- [22] 蔡东升, 冯晓杰, 高乐, 等. 中国近海前第三纪残余盆地及其勘探潜力与方向[J]. 中国海上油气, 2004, 16(1): 1-17.
- [23] 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.
- [24] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一): 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.
- [25] 李伶俐, 马伟竣. 下扬子黄桥地区二叠系龙潭组致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化[J]. 油气藏评价与开发, 2013, 3(6): 10-14.
- [26] Zou C N, Yang Z, Tao S Z, et al. Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China[J]. Earth-Science Reviews, 2013, 126: 358-369.
- [27] Zhang P H, Lee Y I, Zhang J L. Diagenesis of tight-gas sandstones in the Lower Cretaceous Dengloulou Formation, Songliao Basin, NE China: Implications for reservoir quality[J]. Journal of Petroleum Geology, 2015, 38(1): 99-114.
- [28] 姜月华, 岳文浙, 叶治铮, 等. 苏南下三叠统青龙组碳酸盐岩的成岩作用和孔隙演化[J]. 沉积学报, 1993, 11(1): 47-52.
- [29] Northdurft L D, Webb G E, Bostrom T, et al. Calcite-filled borings in the most recently deposited skeleton in live-collected Porites (Scleractinia): Implications for trace element archives[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2007, 71(22): 5423-5438.
- [30] 朱梅湘, 张秀莲, 王英华. 中下扬子区三叠纪海相碳酸盐岩成岩作用和成岩环境[J]. 古地纪学报, 2000, 2(4): 43-50.
- [31] 杜叶龙, 李双应, 王冰, 等. 安徽无为—巢湖地区中下二叠统碳酸盐岩成岩作用[J]. 地质学报, 2011, 85(4): 543-553.
- [32] Hudson J D. Stable isotopes and limestone lithification[J]. Journal of the Geological Society, 1977, 133(6): 637-660.
- [33] 王英华, 刘本立, 陈承业, 等. 碳、氧同位素组成与碳酸盐岩成岩作用[J]. 地质论评, 1983, 29(3): 278-284.
- [34] Silva A C D, Boulvain F. Carbon isotope lateral variability in a Middle Frasnian carbonate platform (Belgium): significance of facies, diagenesis and sea-level history[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2008, 269(3-4): 189-204.
- [35] Buschkuehle B E, Machel H G. Diagenesis and paleofluid flow in the Devonian Southesk-Cairn carbonate complex in

- Alberta, Canada[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2002, 19(3): 219-227.
- [36] 李海滨. 下扬子地区早古生代前陆盆地与油气前景分析[D]. 南京: 南京大学, 2013.
- [37] 黄保家, 施荣富, 赵幸滨, 等. 下扬子皖南地区古生界页岩气形成条件及勘探潜力评价[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 877-882.
- [38] 吴浩, 姚素平, 焦堃, 等. 下扬子区上二叠统龙潭组页岩气勘探前景[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 870-876.
- [39] 潘磊, 陈桂华, 徐强, 等. 下扬子地区二叠系富有机质泥页岩孔隙结构特征[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 787-793.
- [40] 曹涛涛, 宋之光, 王思波, 等. 下扬子地台二叠系页岩储集物性特征及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(2): 341-351.
- [41] 陈平, 张敏强, 徐永哲, 等. 下扬子巢湖-泾县地区上二叠统大隆组泥页岩储层特征[J]. *岩石学报*, 2013, 29(8): 2925-2935.
- [42] 张敏强, 陆永潮. 下扬子西部地区泥页岩特征及气源条件评价[J]. *中国海上油气*, 2013, 25(2): 9-17.
- [43] 王秀平, 牟传龙, 王启宇, 等. 川南及邻区龙马溪组黑色岩系成岩作用[J]. *石油学报*, 2015, 36(9): 1035-1047.
- [44] 孔令明, 万茂霞, 严玉霞, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩储层成岩作用[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1547-1555.
- [45] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 579-601.
- [46] 黄保家, 黄灏, 金秋月, 等. 下扬子皖东南地区二叠系页岩储层特征及甲烷吸附能力[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1516-1524.
- [47] 李霞, 王勤, 黄志诚. 页岩孔隙结构研究进展及下扬子古生界页岩孔隙特征[J]. *地质学刊*, 2015, 39(1): 13-24.

DIAGENESIS AND CHARACTERISTICS OF THE MARINE RESERVOIRS IN THE SOUTH YELLOW SEA BASIN

ZHANG Penghui, CHEN Jianwen, LIANG Jie, GONG Jianming,
YUAN Yong, DONG Gang, ZHANG Yinguo

(Key Laboratory of Marine Hydrocarbon Resources and Environmental Geology, Ministry of Land and Resources, Qingdao 266071, China; Qingdao Institute of Marine Geology, CGS, Qingdao 266071, China; Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China)

Abstract: The application of oil and gas microbial detection technology in the complex water net area, such as the Beihanzhuang Oilfield of the Subei Basin, has shown great advantages to the commercial culturing technology system. As a case study, we selected an oil developing area and an unknown area, where no oil shows have been found, for sample collection, analysis and evaluation. Methane anomalies are found in the oil developing area covered by the complex water net and the proxies in the unknown area without oil discovery are ten times higher than those in the oil developing area. It leads to the conclusion that the area without discoveries so far is not valueless, but has great potential for oil and gas accumulation. It also indicates that the microbial oil and gas detection technology is applicable and should be promoted in the studied region.

Key words: reservoir characteristics; diagenesis; marine strata; Lower Yangtze Platform; South Yellow Sea Basin