

南海北部大陆边缘深水盆地烃源岩 早期预测与评价

何家雄¹ 陈胜红² 崔莎莎¹ 马文宏³ 栾锡武⁴

(1.中国科学院边缘海地质重点实验室,广东 广州 510640;2.中海石油有限公司深圳分公司研究院,广东 广州 510240;
3.中海石油有限公司湛江分公司,广东 湛江 524057;4.中国科学院海洋研究所,山东 青岛 266071)

摘要:南海北部深水盆地与浅水陆架区一样,新生代均处于南海北部准被动大陆边缘的地球动力学环境,具有北部大陆边缘拉张裂陷的基本构造地质属性。深水盆地油气运聚成藏的基本地质条件亦与浅水区类似,但由于陆坡深水区凹陷裂陷更深、沉积充填规模更大,因此,烃源岩发育且展布规模更大,进而为深水油气形成奠定了雄厚的烃源物质基础。本文基于深水区少井无井、地质资料缺乏的现状,借鉴浅水区烃源岩地质地球化学特点及评价参数,依据跨越深水区地震剖面层序地层追踪解释及油气地质综合研究,重点对深水盆地烃源岩进行早期预测与评价,同时亦对其油气资源潜力进行初步分析。

关键词:南海北部深水盆地;成藏地质条件;烃源岩特征;油气资源潜力;早期评价

中图分类号:P618.130.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2009)02-0404-13

南海北部大陆边缘盆地系指北纬 12°以北的北部湾、莺歌海、琼东南、中建南、珠江口、双峰、笔架、台西南及台西等 9 个盆地。其中深水区域 (>500 m 水深)主要为琼东南盆地南部、中建南盆地、珠江口盆地南部、台西南盆地南部、双峰盆地及笔架盆地等。本文研究的深水盆地即琼东南盆地南部及西南部陆坡深水区及珠江口盆地南部陆坡深水区及邻区(图 1),具体范围为 15°30′00″~20°00′00″N,109°00′00″~118°00′00″E,面积约 12 km²。

南海北部边缘盆地深水区油气勘探及研究程度甚低,迄今仅在邻近深水区的珠江口盆地白云凹陷北坡—番禺低隆起上钻了部分探井,并发现了番禺 30-1、34-1 及流花 19-5 等 3 个气田和番禺 35-1 等 5 个含气构造。该区 500 m 以下的深水区目前仅在白云凹陷东南部荔湾 3-1 断背斜上钻探了 LW3-1-1 一口探井,亦获重大天然气发现,而其他深水区域虽然部署了二维地震测线,但迄今尚未部署探井实施钻探,故深水区探井资料非常缺乏。因

此,对于南海北部边缘盆地陆坡深水区烃源岩分布特征、展布规模及质量类型和生烃潜力等,均知之甚少,更缺乏实际地质资料,故深水区烃源岩评价的难度非常大。但必须指出的是,通过近几年在邻近陆坡深水区的白云北坡—番禺低隆起上部分探井所获天然气及凝析油的亲缘对比,以及深水区唯一探井 LW3-1-1 井 MDT 取样所获天然气的烃源分析及气源追踪,已获得了一些有关深水区烃源岩生源母质类型及有机质成熟演化特点的信息^[1-7],同时借鉴陆架浅水区油气地质规律及烃源岩特征,结合深水区地震解释及层序地层学分析,亦可对深水区烃源岩进行早期预测与初步评价。鉴此,笔者拟通过跨越深水区地震剖面的层序地层学分析,以及与陆架浅水区主要烃源岩地质地球物理特征的追踪对比,重点对南海北部边缘盆地陆坡深水区(即琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带和珠江口盆地珠二坳陷白云凹陷及邻区)主要烃源岩进行预测与评价,并初步剖析其资源潜力。

收稿日期:2008-07-24;改回日期:2008-12-03

基金项目:中国科学院知识创新工程重要方向项目(kzcx2-yw-203-2)与国家重点基础研究发展计划(2007CB41170501)联合资助。

作者简介:何家雄,男,1956年生,研究员,博士,长期从事油气勘探与油气地质综合研究;E-mail:hejx@gig.ac.cn。

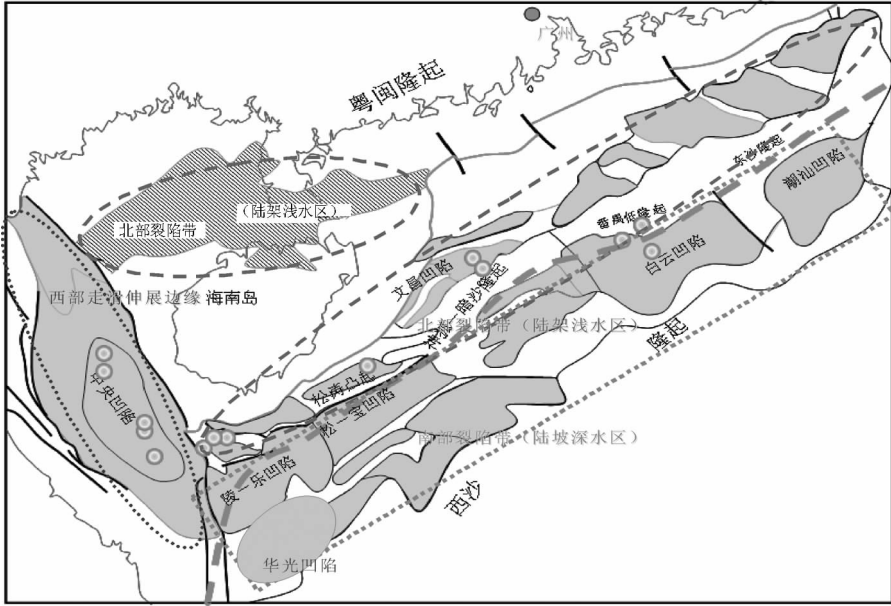


图 1 南海北部边缘盆地新生界主要裂陷带及陆坡深水盆地与陆架浅水盆地分布位置
 Fig.1 Distribution of Cenozoic faulted depression zones, continental slopes and continental shelf deep basins in the northern marginal basin of the South China Sea

南海北部边缘盆地深水区烃源岩早期评价与生烃潜力预测,由于缺少钻井资料,目前只能根据相邻陆架浅水区钻井地质资料及区域地质追踪对比的方法,通过跨越深水区地震剖面的地震解释及层序地层系统、地震相及沉积相分析以及与相邻陆架浅水区进行地质类比,来追踪圈定深水区主要烃源岩的沉积分布厚度、展布规模,并借鉴相邻陆架浅水区相同层位烃源岩地质地球化学特点及成熟演化特征和评价参数,进而对陆坡深水区主要烃源岩生烃潜力进行初步评价与预测。深水区烃源岩早期预测与评价的具体方法,本文主要采用以下研究思路及步骤:

- ①通过层序地层及层序格架分析确定主要烃源岩剖面发育位置;
- ②通过地震反射特征及地震相和沉积相分析,追踪圈定烃源岩平面展布规模;
- ③根据浅水区探井烃源岩成熟度借助地震资料推测判识相同层位深水区烃源岩成熟演化特征;
- ④根据浅水区不同类型烃源岩地震相及沉积相特征,借助地震剖面追踪对比,判识确定深水区烃源岩有机相特征及生源母质类型;
- ⑤根据烃源岩展布规模,借鉴浅水区相同层位烃源岩各项地球化学评价参数,对深水区主要烃源岩进行综合评价及生烃潜力分析。以下仅根据上述思路对深水区主要烃源岩进行早期综合评价与预测。

1 深水区烃源岩早期预测与评价

1.1 根据层序地层及体系域分析确定主要烃源岩剖面发育位置

烃源条件是油气藏形成的根本要素和物质基础,而烃源岩好坏则直接决定了生烃强度、烃源丰富程度即烃源供给条件的优劣,因此,对于南海北部深水区这种油气勘探新区,首先必须搞清其是否具备良好的烃源供给条件。前已论及,南海北部边缘盆地陆坡深水区油气勘探程度甚低,基本无探井地质资料。因此对于深水区烃源岩早期评价与预测,只能借鉴邻近陆坡深水区的陆架浅水区探井钻探成果及地质资料,并通过跨越陆架浅水与陆坡深水区的长地震剖面,采用从浅水区向深水区逐渐推进的地震地质综合追踪对比解释,最终判识确定烃源岩发育展布特点,并参考浅水区相同层位烃源岩地化指标对其进行预测与初步评价。根据层序地层学解释及地震相和沉积相分析,判识确定深水区烃源岩剖面发育展布位置,首先必须通过与相邻陆架浅水区的地震地质综合分析对比,建立和确定深水区地层系统及层序地层格架,在此基础上根据深水区地震剖面精细的层序地层学解释,结合区域上及邻区主要烃源岩地震反射特征及层序地层学特点(图 2),尤其

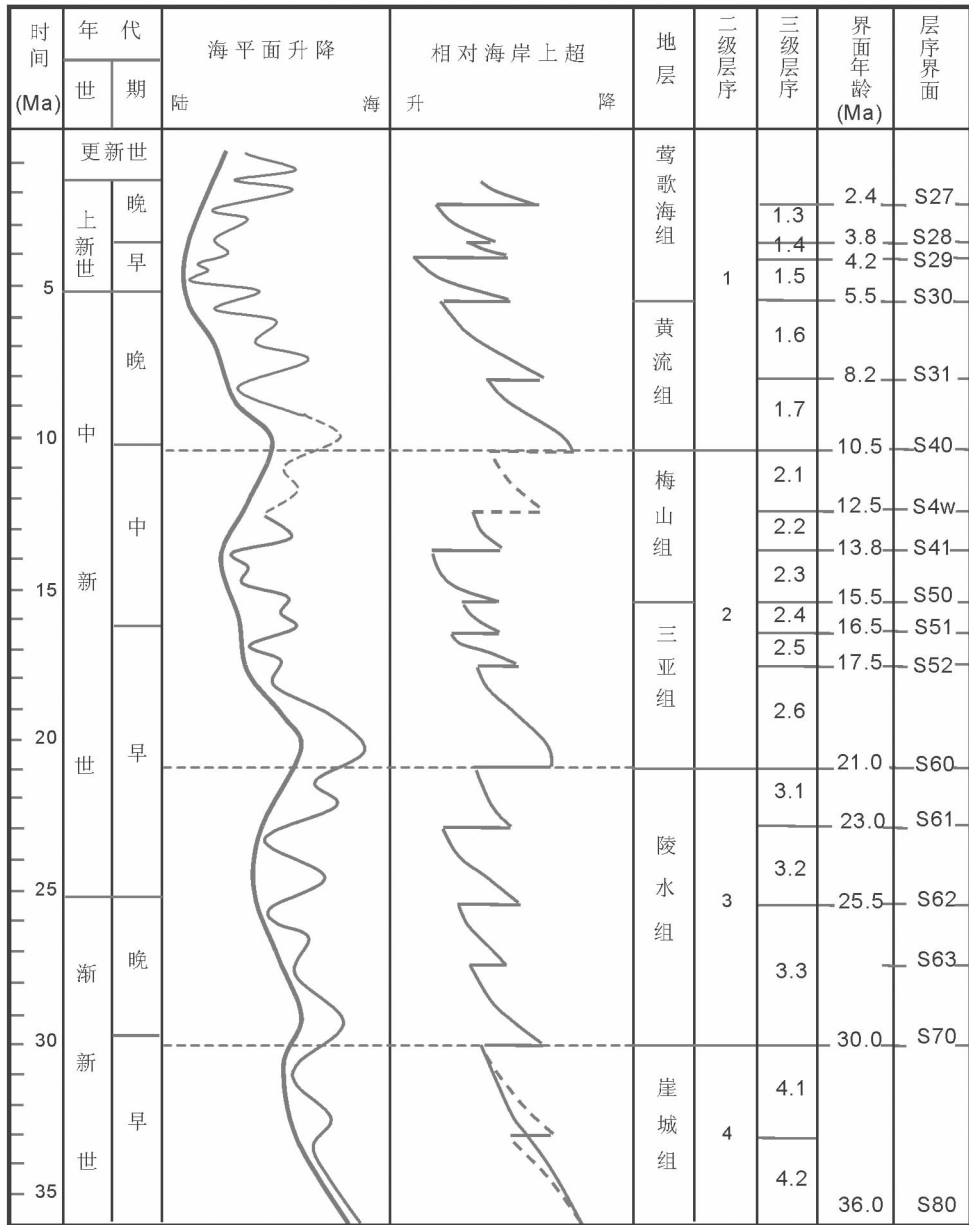


图 2 琼东南盆地新生代地层系统及层序格架划分(据吕明,2005)

Fig.2 Stratigraphic system and sequence stratigraphic framework of Cenozoic strata

是三级层序的体系域特征,分析确定烃源岩的剖面发育展布位置。研究表明,烃源岩富集层段在层序地层系统及沉积特征上一般多属沉积密集段,亦称缓慢沉积段或饥饿沉积段,是一套由准层序向陆推进和陆源沉积物补给不足时所形成的相对深水还原、弱还原环境下,沉积充填的一套由细粒沉积所构成的泥质岩系沉积物。在南海北部深水区珠江口盆地白云凹陷和琼东南盆地华光凹陷、乐东—陵水凹陷(乐东凹陷和陵水凹陷)及松南—宝岛凹陷(松南凹陷和宝岛凹陷)的

古近系陆相断陷沉积中,处于湖扩体系域的沉积密集段(烃源岩)一般具有如下特点^①:①准层序逐步向岸(陆)推进;②陆源碎屑物质供应不足;③水体相对较深的中深湖细粒沉积物非常发育。因此,根据上述沉积密集段层序地层学特点及地质地球物理特征,在地震解释及三级层序体系域分析的基础上,借鉴陆架浅水区地震及钻探地质资料,可以在跨越深水区的地震剖面上划分与确定深水区主要烃源岩的纵向分布位置(表 1)。由表 1 所示可以看出,南海北部陆

表 1 南海北部边缘盆地陆坡深水区古近-新近系层序地层及烃源岩纵向分布
Table 1 Stratigraphic sequence of Tertiary strata and vertical distribution of source rocks in northern continental margin basin of the South China Sea

地层系统		地震反射层	珠江口盆地白云—顺德—开平凹陷			琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带		
年代	组		层序	体系域	烃源岩剖面位置	层序	体系域	烃源岩剖面位置
早中新世	珠江组 (三亚组)	T6	珠江层序	高位体系域	浅海相/半深海相潜在烃源岩	三亚层序	高位体系域	前海相/半深海相潜在烃源岩
				海侵体系域			低位体系域	
				低位体系域				
晚渐新世	珠海组 (陵水组)	T7	珠海层序	高位体系域	浅海相烃源岩	陵水层序	高位体系域	浅海相烃源岩
				海侵体系域			低位体系域	
				低位体系域				
早渐新世	恩平组 (崖城组)	T8	恩平层序	高位体系域	煤系/滨浅湖相/中深湖相烃源岩	崖城层序	高位体系域	煤系/滨浅湖相/浅海相烃源岩
				湖扩体系域			低位体系域	
				低位体系域				
始新世	文昌组 (始新统)	T9	文昌层序	高位体系域	中深湖相烃源岩	始新统层序	高位体系域	中深湖相烃源岩
				湖扩体系域			低位体系域	
				低位体系域				

坡深水区主要烃源岩在古近-新近系地层系统中的纵向分布,多处在湖扩体系域和海侵体系域及高位体系域位置,即最大湖泛面和最大海泛面附近。其中,始新统文昌组中深湖相泥岩烃源岩在剖面上,主要处于始新世湖扩体系域位置,多具有低频、平行连续强反射、强波阻抗及强瞬时振幅的地震相特征;下渐新统恩平组/崖城组煤系、滨浅湖相泥岩及中深湖相泥岩,剖面位置及展布特征则不同地区均有所差异,对于珠江口盆地东部其多处在早渐新世湖扩体系域及高位体系域,具有低频亚平行中等连续—断续(或不连续)强反射、中—弱振幅地震相或平行连续强反射地震相特点。而对于琼东南盆地,下渐新统崖城组煤系及滨浅湖相泥岩则多处于海侵体系域和高位(或低位)体系域,具有中—弱振幅、平行连续强反射地震相或丘形强反射地震相特征;上渐新统珠海组/陵水组浅海相泥岩烃源岩多处在晚渐新世海侵体系域和高位体系域位置,地震上具有连续性好、较强反射强度特征;而下中新统珠江组/三亚组浅海相及半深海相泥岩烃源岩,则多处于中新世海侵体系域及高位体系域位置,具有中—弱振幅、连续性及反射强度变化较大等地震相特征。

1.2 根据地震反射特征判识烃源岩类型圈定烃源岩规模

利用地震反射特征及区域地质综合分析对比,判识确定深水区烃源岩类型,追踪圈定不同类型烃源岩展布规模,首先必须在区域层序地层学解释及精细地震相与沉积相研究的基础上,深入分析古地质沉积环境,全面恢复沉积时的古地貌特征,并借鉴陆架浅水区主要烃源岩地质地球物理特征及地球化学特点,建立和总结深水区不同类型烃源岩的地质地球化学特征和地震反射特点(图 3),在此基础上依据跨越深水区的地震剖面,从浅水区向深水区逐渐拓展追踪,进而最终圈定出不同层位烃源岩的展布规模,同时,根据浅水区不同类型烃源岩地震反射特征及沉积相特点,通过追踪对比综合判识确定深水区烃源岩类型、性质,评价其生烃潜力。如深水湖扩体系域沉积的始新统文昌组中深湖相烃源岩,其地震反射特征一般具有明显的低频率、平行连续强反射、强振幅、强波阻抗的地震相特点;而湖扩体系域的下渐新统恩平组煤系及滨浅湖相烃源岩,则具有中—弱振幅、中低频率和中高连续性地震相特点。因此,根据深水区不同类型烃源岩地震反射特

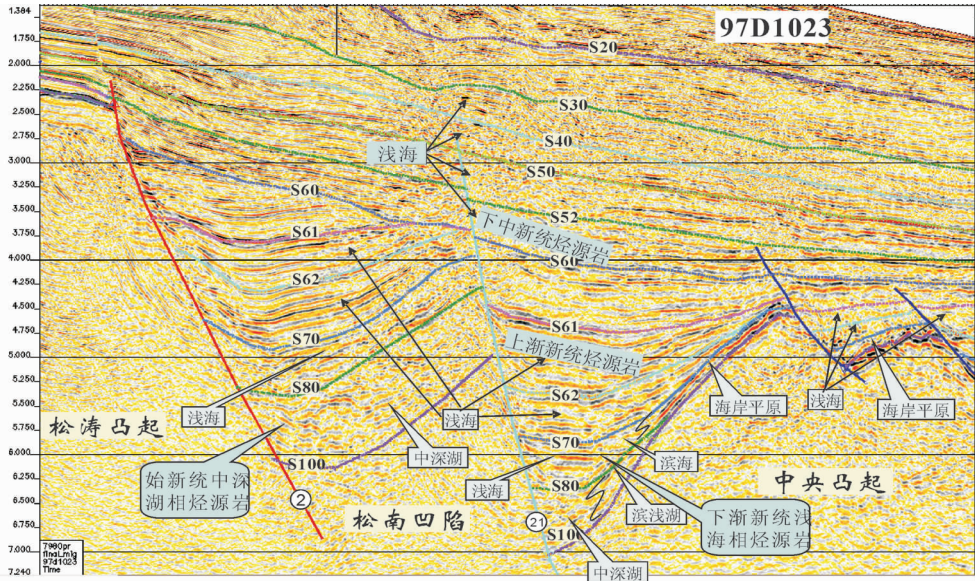


图3 南海北部深水松南凹陷地震层序地层划分及沉积相解释剖面 (据张道军, 2005, 修改)

Fig.3 Seismic stratigraphic classification and lateral section explanation of precipitation facies in Songnan sag of northern South China Sea

征、地震层序及体系域特点和沉积相类型(表1), 借鉴陆架浅水区烃源岩地质地球化学参数(表2)和地震相及沉积相特点, 并通过深水地震资料横向追

踪分析, 不仅可以圈定深水烃源岩展布规模(面积、厚度)、判识确定烃源岩类型(表3), 亦可对深水烃源岩生烃潜力及油气前景进行早期预测与评价。由表

表2 邻近白云凹陷北部陆坡深水不同沉积相带烃源岩地化特征(据傅宁^[2], 2007, 修改)
Table 2 Geochemical characteristics of source rocks in different precipitation facies on the deep-water continental slope of northern Baiyun sag

层位	沉积相类型	TOC(%)	"A"(%)	S1+S2(mg/g)	HI(mg/g)	类型	
上渐新统 珠海组	三角洲前缘	0.99(29)	0.25(20)	1.41(29)	115.4(29)	II 2	
	滨浅海相	0.51(64)	0.16(30)	0.65(64)	106.5(64)	III	
	浅海相	1.83(4)	0.46(4)	3.68(4)	154.28(4)	II 2	
下渐新统 恩平组	河道	0.04~0.93	0.035(20)	0.03~1.69	60~363	III	
		0.43(28)		0.81(17)	157.2(37)		
	三角洲平原	0.41~1.56	0.0071~0.703	1.51(3)	93~248.8	III	
		1.04(41)			0.1831(34)		117(14)
	湖沼相	泥岩	0.66~5.72	0.052~0.4325	0.88~10.18	88~259	II 2-III
			2.4(15)				
	煤	59.7(2)	5.24(2)	283.82(2)	280.93(2)	III	
	浅湖相	1.12~3.18	0.22(9)	2.03~12.9	41~316	II	
		2.19(9)		4.02(9)	182(9)		
始新统文 昌组	滨浅湖相	0.09~1.72	0.0634(44)	0.03~2.04	103.8(50)	II 2-III	
		0.78(58)		0.81(58)			
	浅湖相	0.5~2.53	0.042~0.2093	3.31(42)	327.7(60)	II 2	
		1.01(75)					0.087(22)
	中深湖	半深湖相	2.85(50)	0.145(30)	11.15(35)	391.2(40)	II 1
1.5~4.88			0.0053~0.5948				
		2.94(64)		0.225(40)			I-II 2

注: 始新统文昌组烃源岩数据引自珠江口盆地珠一坳陷和珠三坳陷统计结果。

表 3 南海北部边缘盆地陆坡深水区古近—新近系烃源岩展布规模及生源母质类型判识
Table 3 Types and dimensions of Tertiary source rocks in northern deep-water marginal basin of the South China Sea

凹陷名称	新生界 最大 厚度 (m)	凹陷 面积 (km ²)	烃源岩 面积 (km ²)	始新统文昌组中 深湖相 烃源岩		下渐新统恩平/ 崖城组煤系烃 源岩		上渐新统珠海/ 陵水组浅海相 烃源岩		下中新统珠江/ 三亚组浅海相 烃源岩	
				厚度	母质 类型	厚度	母质 类型	厚度	母质 类型	厚度	母质 类型
				(m)		(m)		(m)		(m)	
白云凹陷	12000	20000	7600	2400	I-II ₁	1400	II ₂ -III	1200	II ₂ -III	1300	II ₂ -III
开平凹陷	6500	4955	3700	1800	I-II ₁	1400	II ₂ -III	1210	II ₂ -III	1200	II ₂ -III
顺德凹陷	4750	6664	6500	1300	I-II ₁	780	II ₂ -III	700	II ₂ -III	800	II ₂ -III
荔湾凹陷	7500	6000	5300	1800	I-II ₁	1500	II ₂ -III	1200	II ₂ -III	1400	II ₂ -III
乐东- 陵水凹陷	13000	12500	8800	2100	I-II ₁	1560	II ₂ -III	1300	II ₂ -III	2233	II ₂ -III
松南- 宝岛凹陷	12500	8300	7600	2200	I-II ₁	1500	II ₂ -III	1260	II ₂ -III	1450	II ₂ -III
长昌凹陷	8500	10130	6600	2200	I-II ₁	1200	II ₂ -III	1085	II ₂ -III	967	II ₂ -III
北礁凹陷	8000	2600	2200	1200	I-II ₁	750	II ₂ -III	860	II ₂ -III	500	II ₂ -III
华光凹陷	12000	7500	6800	2200	I-II ₁	1500	II ₂ -III	1400	II ₂ -III	1600	II ₂ -III

注:①凹陷及烃源岩面积以中海油、中石油数据为主,参考地震资料修正。烃源岩面积取最大值并以此代表不同层位烃源岩面积;②烃源岩厚度参考中海油、中石油数据,根据地震解释结果修正与确定。

3 所示可以看出,南海北部边缘盆地深水区主要烃源岩沉积相及地震相特征、生源母质类型及特点等,虽然与浅水区基本类似(根据地震解释、层序地层学分析及与浅水区烃源岩综合对比确定),但其展布规模与浅水区存在较大的差异,陆坡深水区沉积充填体系及烃源岩展布规模明显比浅水区大得多,表明深水区凹陷结构及沉积充填规模等沉积控制条件均有所不同^④。根据不同凹陷主要烃源岩展布规模及生源母质类型特点,即可对深水区烃源岩生烃潜力及勘探前景进行初步分析预测与评价。

1.3 主要烃源岩成熟演化阶段预测与确定

在少井无井的南海北部陆坡深水区预测与评价烃源岩成熟演化特征及成熟度,难度非常大,刘震等^④曾提出利用生烃泥岩孔隙度数据定量估算烃源岩的热演化程度的方法。即利用少量探井资料建立起一个通过孔隙度变化来预测烃源层有机质成熟度的预测模型,其基本原理是,认为泥岩压实程度与其热演化成熟度之间存在密切关系,泥岩孔隙度和泥岩有机质的镜质体反射率均是埋藏历史对时间的积分,那么生烃泥岩孔隙度与泥岩热成熟度之间应该存在幂函数形式的经验关系即: $Ro=ab$ (a, b 为地质常数),因此,地史时期埋藏压实过程中生烃泥岩残存保留的孔隙度特征,可以表征泥岩中有机质成熟演化特点。通过地震信息可以获取泥岩孔隙度数据,

建立成熟度(Ro)与孔隙度幂函数关系式,即可获得成熟度数据信息,进而对少井无井的低勘探程度地区的烃源岩成熟度进行初步预测与评价。但必须指出的是,该方法应用必须具备非常严格的地质前提条件,即泥岩烃源岩埋藏压实演化之孔隙度变化与其成熟演化程度及烃类排出过程同步进行,且烃源岩压实演化属正常压实,烃类流体能够及时排出,不存在孔隙流体滞留而导致欠压实的现象发生,而对于地史时期的沉积盆地而言一般多具有欠压实现象,流体残存或滞留在生烃泥岩中非常普遍,因此泥岩烃源岩孔隙度变化并非与烃源岩成熟度及生排烃过程同步,故利用泥岩孔隙度变化特征判识烃源岩成熟度的方法,无论在理论上还是实际工作中均存在明显的缺陷,不宜实际推广应用。

对于南海北部边缘盆地陆坡深水区烃源岩成熟度早期预测与评价,本文仍借鉴邻近深水区的陆架浅水区部分探井资料,结合目前该区少量探井业已发现并通过烃源对比证实了的深水区油气成因类型及油气源特征,依据油气成熟度及油气源构成特点,判识与预测深水区主要烃源岩类型及成熟演化特征,再根据地震解释及层序地层学分析,进而最终圈定凹陷内主要烃源岩成熟分布范围及油气源供给区。

首先根据邻近陆坡深水区的探井(如白云凹陷北坡—番禺低隆起上探井),建立该区主要烃源岩地

质地球化学热演化综合剖面(图4),依据该剖面划分确定古近—新近系烃源岩有机质成熟热演化阶段及特点,根据划分与确定的主要烃源岩在不同成熟热演化阶段的深度阈值,结合深水地震剖面的地震地质解释及层序地层学分析,最终推测和划分确定深水烃源岩有机质热演化特征及成熟演化阶段。如依据图4所示邻近白云深水探井烃源岩成熟生烃门槛3200 m和生烃高峰及成气门槛深度4250 m,结合深水地震剖面解释可以追踪和预测白云深水凹陷主要烃源岩成熟演化特点,划分确定深水烃源岩的成熟演化阶段及成熟度特征。在此基础上,即可圈定出不同热演化阶段烃源岩的成熟范围及展布规模,计算生排烃量及资源量,为油气勘探地质综合评价及资源潜力预测提供重要依据。

1.4 烃源岩热演化模拟与生排烃时间

在恢复南海北部边缘盆地陆坡深水白云凹陷地史及热史的基础上,郭小文等^[1]曾利用 EASY%Ro 模型模拟计算了深水东部白云凹陷西洼、主洼和东洼始新统文昌组和下渐新统恩平组两套烃源岩成熟演化史,并分别对比了文昌组和恩平组烃源岩

在白云凹陷深水西洼、主洼和东洼的成熟演化特征,获得了该区烃源岩热演化史模拟的三点结论:①自始新世早期起白云凹陷热流值持续上升,在距今约44 Ma时达到最大值77 mW/m²,现今热流值已降至60 mW/m²左右;②白云凹陷西洼、主洼及东洼始新统文昌组烃源岩开始生烃(Ro=0.5%)时间分别为距今43 Ma、44 Ma、35 Ma,生烃高峰(Ro=1.0%)时间分别为距今30 Ma、35 Ma、17 Ma,进入高成熟阶段(Ro=1.3%)时间则为距今25 Ma、33 Ma、13 Ma。下渐新统恩平组烃源岩生烃时间分别为距今20 Ma、30 Ma、22 Ma,达到生烃高峰时间相应为距今10 Ma、22 Ma、8 Ma,达到高成熟时间则分别为距今8 Ma、17 Ma、0 Ma;③白云凹陷主洼始新统及下渐新统烃源岩生烃时间早,主生油期时间短,热演化程度最高。而东洼相应烃源岩生烃时间最晚,主生油期时间长且热演化程度偏低。胡圣标等^[12]对南海北部深水珠江口盆地南部裂陷带白云凹陷及顺德—开平凹陷和琼东南盆地中央裂陷带乐东、陵水及宝岛等凹陷,进行了不同地质时期热流场演化特点的系统研究,通过地质时期热流模型模拟计算了

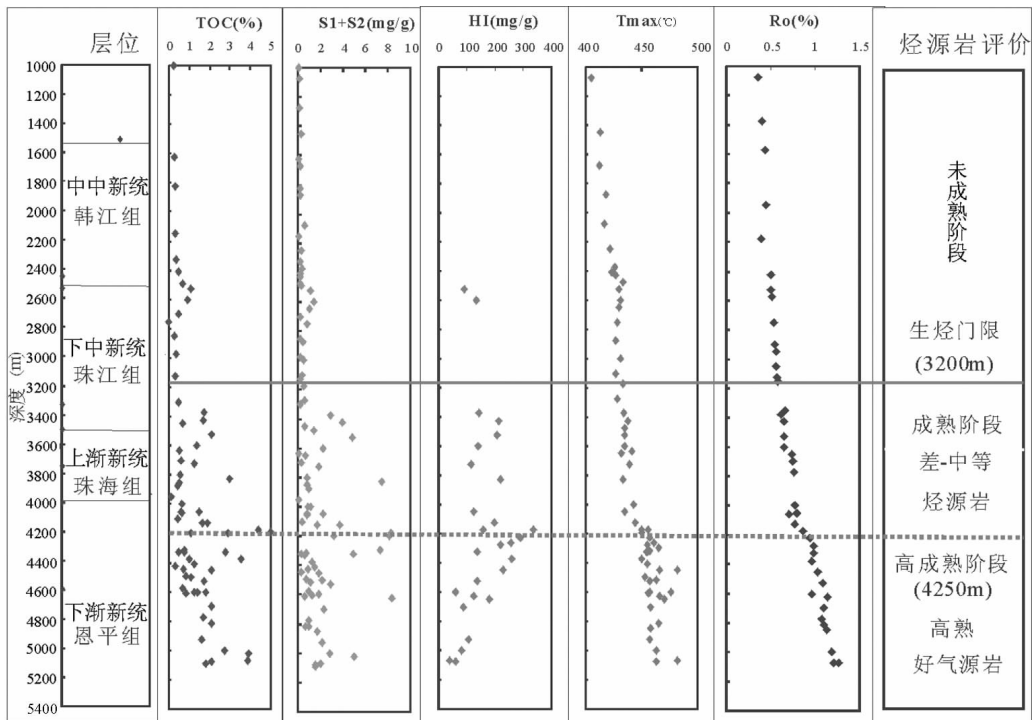


图4 邻近珠江口盆地白云凹陷陆坡深水(PY33-1-1井)烃源岩地球化学剖面
(据傅宁^[1],2007,修改)

Fig.4 Geochemical section of source rocks on the deep-water continental slope of Baiyun sag in the Zhujiang River mouth basin (PY33-1-1 Drill)

不同时期热流场及热流值的变化规律,虽然最大热流值大小及形成时间与上述模拟计算结果^[11]存在较大的差异,但总的热流演变随时间变化规律基本一致。由图 5 所示可以看出,南海北部深水区地热场及热流值变化规律具有如下重要特点:①深水区的白云凹陷及顺开凹陷(顺德—开平凹陷)不同地质时期热力场背景及热流值大大低于深水区的乐东、陵水凹陷。前者白云凹陷最大热流值为 70 mW/m²,顺开凹陷最大热流值为 61 mW/m²,而后者乐东、陵水凹陷最大热流值分别高达 92 mW/m² 和 75 mW/m²,靠近深水区的宝岛凹陷最大热流值较低,为 61 mW/m²;②深水区形成高热流场背景的时间差异较大,东部早、西部晚。深水区的白云凹陷及顺开凹陷最大热流形成时间分别为 23 Ma (与郭小文热演化史模拟计算所获时间值差异较大)和 27 Ma,而深水区的乐东、陵水凹陷最大热流形成时间分别为 2 Ma 和 3 Ma,相对较早的宝岛凹陷最大热流形成时间为 14 Ma,亦晚于深水区的东部诸凹陷。上述研究表明,南海北部深水区新生代热流场

特征,具有东部最大热流形成早(渐新世晚期)热流值相对较低,随时间缓慢递减;而西部最大热流虽然形成时间晚(上新世晚期),但最大热流值非常高的特点,且随时间快速递减。因此,可以判识和确定深水区的白云、顺开凹陷始新统及渐新统主要烃源岩生烃成藏时间要早于深水区的乐东、陵水及宝岛凹陷,但烃源岩热演化程度由于受相对低热流场缓慢加热的影响,导致深水区的东部热流岩成熟度相对西部较低,而深水区的西部热流岩由于受高热流场晚期快速加热作用,其成熟度可能比深水区的东部高,且生烃成藏时间更晚,因此深水区的西部则更有利于天然气保存及高效富集成藏。同时,借鉴陆架浅水区油气勘探成果及油气地质地球化学分析,以及深水区的东部白云凹陷 LW3-1-1 井钻探所获油型天然气地球化学信息,可以综合判识与预测南海北部深水区的东部白云凹陷主要烃源岩虽以产气为主,但有可能伴有大量石油产出,故其不仅具有巨大的天然气资源勘探前景,而且尚具石油资源勘探潜力;而对于深水区的西部乐东、陵水及宝岛和华光等凹陷,由于

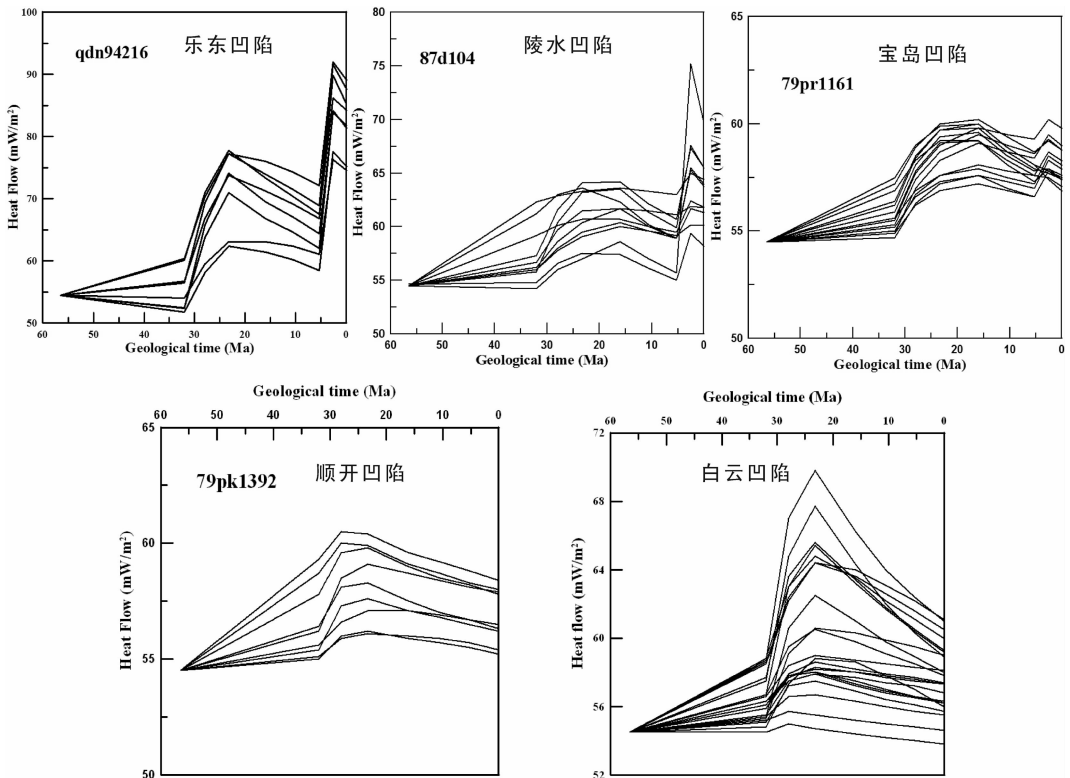


图 5 南海北部边缘盆地陆坡深水区主要凹陷不同地质时期热流演变特点^[21](据胡圣树(2007))
 Fig.5 Thermal evolution characteristics of most sags in the northern continental marginal basin of the South China Sea in different geological periods^[21]

主要烃源岩成熟演化程度偏高,应主要产大量天然气,亦具巨大天然气资源潜力及勘探前景。

总之,南海北部深水区古近系烃源岩成熟度偏高,成熟生烃时间尤其是生烃高峰期较晚,在23~0 Ma开始达到生烃成藏的高峰期,因此预测该区渐新世晚期和中新世及其后所形成的构造圈闭及地层岩性圈闭均具油气勘探潜力。

2 深水油气前景初步分析

2.1 深水区东部珠江口盆地白云凹陷油气资源前景剖析

深水区东部珠江口盆地南部陆坡深水区珠二坳陷白云凹陷,属该盆地沉积规模最大的新生代凹陷,亦是南海北部陆坡深水区最大的沉积凹陷,其展布面积高达 2×10^4 km²,且古近纪断陷裂谷期充填了厚厚的河湖相沉积,形成了一个古近系沉积厚度逾8500 m的巨型深大断陷。

前已论及,始新统文昌组中深湖相泥岩和下渐新统恩平组煤系及湖相泥岩是白云深水凹陷的主要烃源层。古近纪断陷裂谷时期始新统文昌组中深湖相沉积在白云凹陷南部较发育。据庞雄等^[13]研究,文昌组在凹陷中展布面积达5600 km²,最大沉积厚度超过5000 m,具有低频平行连续强反射地震相的文昌组中深湖相沉积面积达1700 km²,且沉积速率高达300 m/Ma,故极有利于有机质保存及成烃演化;古近纪断陷期的下渐新统恩平组河湖相及中深湖相沉积展布面积则更大,恩平组沉积面积达7600 km²,最大沉积厚度为3500 m,其中,中深湖相沉积最大面积达2160 km²,滨浅湖相及河流相沉积达5000多平方千米,沉积速率为270 m/Ma,亦具备了丰富的烃源物质基础。诚然,由于深水区勘探程度甚低,迄今为止虽然尚未探井直接揭示白云凹陷深水区始新统及渐新统烃源岩,但在凹陷北缘的白云北坡及番禺低隆起上的探井中,已获得的天然气及凝析油和轻质油的烃源对比表明,其与邻区珠一坳陷、珠三坳陷始新统文昌组中深湖相及滨浅湖相烃源岩及原油和下渐新统恩平组煤系及滨浅湖相烃源岩及凝析油具有良好亲缘关系。进一步的油气地质及地球化学综合研究证实,白云北坡及番禺低隆起上近年勘探所发现的诸多天然气藏及伴生凝析油,均来自其南部深水区白云凹陷始新统文昌组湖相烃源岩和下渐新统恩平组煤系及湖相烃源岩的贡献,且以

后者为主。另外,从邻近白云凹陷深水区北部斜坡边缘番禺低隆起上的探井钻探结果看,其钻遇的下渐新统恩平组烃源岩总有机碳平均高达1.8%(表2),有机质成熟度达到成熟—高熟(R_o 为1.0%~1.3%),表明该区恩平组煤系及滨浅湖相烃源岩有机质丰富,且已处在成熟生烃的高峰期,可以为油气藏形成提供丰富的烃源物质基础^[14-15]。由于白云凹陷沉积物源供给主要来自北侧的古珠江流域物源体系,故白云凹陷北部地层沉积充填较厚岩性较粗,其始新统文昌组和下渐新统恩平组均可能以滨浅湖相沉积为主,而中深湖相分布较局限,因此,白云凹陷北部深水区文昌组和恩平组可能均以滨浅湖相及煤系烃源岩为主,且埋深较大,有机质成熟度偏高,多已达到成熟—高熟的生烃高峰演化阶段。中深湖相烃源岩展布较局限;而白云凹陷南部深水区则由于其沉积物供给仍然是来自北部古珠江物源体系,远离物源区,故沉积充填物总体偏细,多以中深湖相及滨浅湖相沉积为主,烃源岩生源母质类型较好,且上覆地层相对较薄、埋深较浅,因此,白云凹陷南部深水区烃源岩可能主要以生油为主,且目前尚处在成油生烃高峰期,应具有极大的石油资源潜力及前景^[16-17],白云凹陷东南部唯一深水探井LW3-1-1所获高熟油型天然气即为其典型例证(表4)。

总之,白云深水凹陷是一个长期大幅度沉降而深断陷的巨型凹陷,地史时期尚未经历大的构造运动及抬升剥蚀过程,而晚期构造运动相对较弱,加之远离古珠江流域物源供给区,故沉积充填的古近—新近系沉积物总体偏细,有利于油气尤其是天然气生成及运聚成藏和保存^[18]。根据邻近白云凹陷深水区的北部斜坡及番禺低隆起(浅水区)近年勘探发现的天然气藏

表4 白云凹陷深水区东南部LW3-1-1井天然气碳同位素及成因类型判识

Table 4 $\delta^{13}C$ characteristics and genetic type discrimination for deep-water area of southeastern Baiyun depression (LW3-1-1 Drill)

地层层位	深度(m)	天然气碳同位素组成特征 $\delta^{13}C(BDP\%)$				成因类型
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	
下中新统珠江组	3070	-37.1	-29.0	-27.2	-27.1	高熟油型气
上渐新统珠海组	3144.5	-36.6	-29.1	-27.4	-27.0	
	3189.5	-36.8	-28.9	-27.5	-27.4	
	3499.5	-36.6	-29.6	-29.1	-28.2	

及伴生凝析油地质地球化学特征(天然气成因类型、成熟度及有机包裹体等),尤其是在白云凹陷东南部深水区 LW3-1-1 井所获高熟油型天然气信息,结合该区文昌-恩平组主要烃源岩沉积相分析,综合判识与预测白云凹陷深水区,应是一个兼具巨大生气潜力亦有成油能力的颇具油气勘探前景的有利勘探新区或油气资源战略接替的重要靶区。同时,根据有关专家初步预测^[19-21],白云凹陷油气总烃地质资源量可达 30×10^8 t,折算为天然气地质资源量则为 3.5×10^{12} m³,表明该区属富烃凹陷,应是南海北部边缘盆地东部陆坡深水区天然气万亿立方米的富集区。

2.2 深水区西部琼东南盆地西南部油气资源前景剖析

深水区西部琼东南盆地西南部的中央裂陷带及南部裂陷带,主要包括乐东、陵水、松南、宝岛、长昌、北礁及华光凹陷等。琼东南盆地深水区油气勘探及研究程度甚低,迄今尚未钻探 1 口深水探井,且地震资料亦较零星,近年来虽然部署实施了部分深水地震勘探工作量,加密了部分地震测网,但仍未达到油气勘探研究之要求。

琼东南盆地深水凹陷,由于新近系及第四系沉积较厚,一般多大于 3300 m 以上,最厚超过 7000 m (乐东凹陷),加之部分深大断陷如陵水、松南、宝岛、

长昌及华光凹陷等,其古近系本身沉积充填厚度大,一般大于 5800 m,最厚超过 8000 m,故导致其古近系陆相烃源岩埋藏偏深,加之该区地热场热流值偏高,据国土资源部广州海洋地质调查局初步检测,其热流值达 $75 \sim 90$ mw/m²,因此,该区有机质热演化程度偏高,可能已达高熟凝析油及湿气阶段,甚至高熟—过熟干气演化阶段。鉴于该区古近—新近系烃源岩成熟度偏高,且生源母质类型据北部邻区陆架浅水凹陷相同层位及沉积相的烃源岩推测,渐新统烃源岩多属滨海平原沼泽相煤系富集性腐殖型和半封闭浅海相分散性腐殖型有机质。始新统烃源岩生源母质可能为中深湖相偏腐泥型,但埋藏偏深,成熟度高。因此,预测琼东南盆地深水区古近—新近系烃源岩可能主要以生天然气为主。

根据琼东南盆地深水区中央裂陷带部分凹陷盆模生烃强度(图 6),结合油气成藏地质条件综合分析,采用通常的天然气资源评价方法,预测其天然气资源量在 2.8~3.5 万亿 m³,表明中央裂陷带具有非常好的天然气勘探前景^[23-25]。

琼东南盆地深水区南部裂陷带古近—新近系沉积规模大,生烃物质丰富,烃源岩多处于成熟—高熟成油生烃或高熟—过熟成气演化阶段,应具有巨大生烃潜力。须强调指出的是,该区目前虽尚无探井资

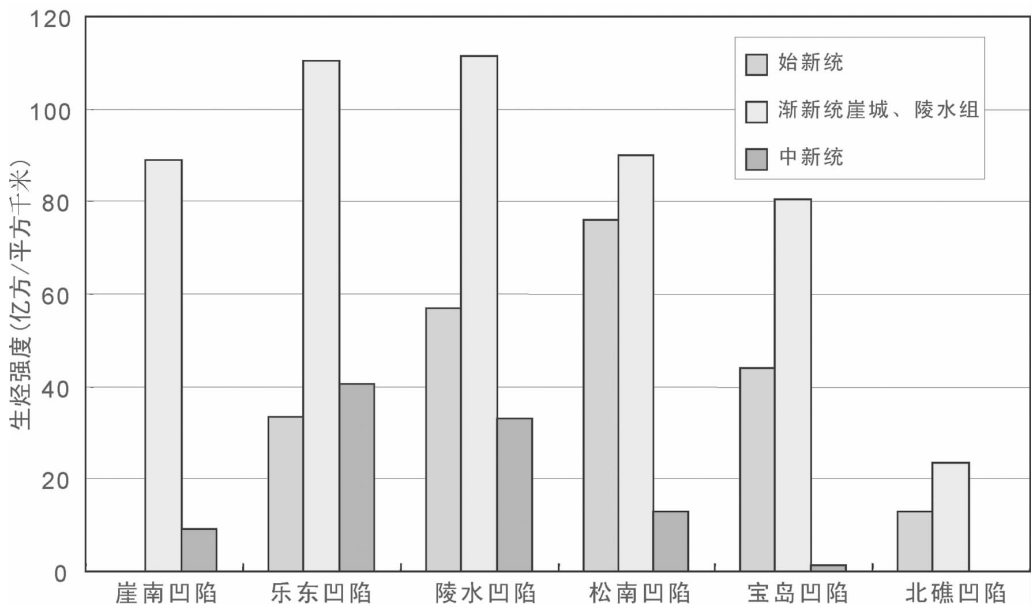


图 6 琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带各凹陷古近—新近系烃源岩生烃强度(据黄保家,郝芳等,1999)

Fig.6 Source rock hydrocarbon production rate in central and southern faulted depression zone of Qiongdongnan basin

料,但据地震资料分析解释,古近-新近系地层剖面自下而上尚未见异常高压,即地震速度未见低速异常,表明该区有可能不存在异常高压地层系统,或发育较弱的异常高压,这是其明显优于邻区中央裂陷带的有利油气成藏地质条件之重要特点和区别。因此,该区油气前景及勘探潜力可能比中央裂陷带更好一些。根据南部裂陷带生烃凹陷主要层位烃源岩展布规模,借鉴浅水区相同层位主要烃源岩地化参数,结合油气成藏地质条件综合分析,采用常规油气资源评价方法,预测该区油气资源量可达 25~35 亿 m³ 油当量,亦具巨大油气资源潜力及勘探前景。

参考文献 (References):

- [1] 米立军, 张功成, 傅宁, 等. 珠江口盆地白云凹陷北坡-番禺低隆起油气来源及成藏分析[J]. 中国海上油气, 2006, 18(3):161-168.
Mi Lijun, Zhang Gongcheng, Fu Ning, et al. An analysis of hydrocarbon source and accumulation in Panyu lower uplift and north slope of Baiyun sag, Pearl River Mouth basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18 (3):161-168 (in Chinese with English abstract).
- [2] 傅宁, 米立军, 张功成, 等. 珠江口盆地白云凹陷烃源岩及北部油气成因 [J]. 石油学报, 2007, 28(3):32-38.
Fu Ning, Mi Lijun, Zhang Gongcheng, et al. Source rocks and origin of oil and gas in the northern Baiyun Depression of Pearl River Mouth Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28 (3):32-38 (in Chinese with English abstract).
- [3] 王存武, 陈红汉, 施和生, 等. 珠江口盆地番禺低隆起天然气成因研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(8):6-8.
Wang Cunwu, Chen Honghan, Shi Hesheng, et al. Research on the origin of natural gas in Panyu uplift in Zhujiangkou basin[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(8):6-8 (in Chinese with English abstract).
- [4] 朱俊章, 施和生, 庞雄, 等. 珠江口盆地番禺低隆起天然气成因和来源分析[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(4):456-459.
Zhu Junzhang, Shi Hesheng, Pang Xiong, et al. Natural gas origins and gas source studies of Panyu low uplift in Pearl River Mouth basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(4):456-459 (in Chinese with English abstract).
- [5] 朱俊章, 施和生, 庞雄, 等. 珠江口盆地番禺低隆起凝析油地球化学特征及油源分析[J]. 中国海上油气, 2006, 18(2):103-106.
Zhu Junzhang, Shi Hesheng, Pang Xiong, et al. Geochemical characteristics and oil sources of condensates in Panyu low uplift, Pearl River Mouth basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18 (2):103-106 (in Chinese with English abstract).
- [6] 朱俊章, 施和生, 何敏, 等. 珠江口盆地白云凹陷深水区 LW3-1-1 井天然气地球化学特征及成因探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(2):229-233.
Zhu Junzhang, Shi Hesheng, He Min, et al. Natural gas origins and gas source studies of Panyu low uplift in Pearl River Mouth basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19 (2):229-233 (in Chinese with English abstract).
- [7] 何家雄, 陈胜红, 姚永坚, 等. 南海北部边缘盆地油气主要成因类型及运聚分布特征[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1):34-40.
He Jiaxiong, Cheng Shenghong, Yao Yongjian, et al. Natural gas origins and gas source studies of Panyu low uplift in in Pearl River Mouth basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19 (1):34-40 (in Chinese with English abstract).
- [8] 米立军, 刘震, 张功成, 等. 南海北部深水区白云凹陷古近系烃源岩的早期预测[J]. 沉积学报, 2007, 1(25):139-146.
Mi Lijun, Liu Zhen, Zhang Gongcheng, et al. Early forecast and evaluation study on chief source rock in Baiyun depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 1 (25):139-146 (in Chinese with English abstract).
- [9] 于兴河, 张志杰. 南海北部陆坡区新近系沉积体系特征与天然气水合物分布的关系[J]. 中国地质, 2005, 32(3):470-476.
Yu Xinghe, Zhang Zhijie. Characteristics of Neogene depositional systems on the northern continental slope of the South China Sea and their relationships with gas hydrate [J]. Geology in China, 2005, 32(3):470-476 (in Chinese with English abstract).
- [10] 刘震, 常迈, 赵阳, 等. 低勘探程度盆地烃源岩早期预测方法研究[J]. 地学前缘, 2007, 4(14):159-167.
Liu Zhen, Chang Mai, Zhao Yang, et al. Method of early prediction on source rocks in basins with low exploration activity [J]. Earth Science Frontiers, 2007, 4(14):159-167(in Chinese with English abstract).
- [11] 郭小文, 何生. 珠江口盆地白云凹陷烃源岩热史及成熟度模拟[J]. 石油实验地质, 2007, 4(29):420-425.
Guo Xiaowen, He Sheng. Source rock thermal and maturity history modeling in the Baiyun sag of the Pearl River Mouth basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 4 (29) 420-425 (in Chinese with English abstract).
- [12] 胡圣标, 何丽娟, 袁玉松, 等. 南海北部深水区沉积埋藏史、热史及其烃源岩成熟度史研究[R]. 2007.
Hu Shengbiao, He Lijuan, Yuan Yusong, et al. Study on sediment burial organic matters maturation and hydrocarbon-generating history deep-water area, South China Sea[R]. 2007(in Chinese).
- [13] 庞雄, 陈长民, 朱明, 等. 南海北部陆坡白云深水区油气成藏条件探讨[J]. 中国海上油气, 2006, 18(3):145-149.
Pang Xiong, Chen Changmin, Zhu Ming, et al. A discussion about hydrocarbon accumulation conditions in Baiyun deep-water area, the northern continental slope, South China Sea[J]. China Offshore Oil And Gas, 2006, 18 (3):145-149 (in Chinese with English abstract).
- [14] 庞雄, 陈长民, 陈红汉, 等. 白云深水区油气成藏动力条件研究[J]. 中国海上油气, 2008, 20(1):9-14.
Pang Xiong, Chen Changmin, Chen Honghan, et al. A study on hydrocarbon accumulation dynamics in Baiyun deep-water area, Pearl River Mouth basin[J]. China Offshore Oil And Gas, 2008, 20

- (1):9-14 (in Chinese with English abstract).
- [15] 施和生, 秦成岗, 高鹏, 等. 珠江口盆地番禺低隆起-白云凹陷北坡天然气晚期成藏特征[J]. 中国海上油气, 2008, 20(2):73-76.
Shi Hesheng, Qin Chenggang, Gao Peng, et al. Late gas accumulation characteristics in Panyu low-uplift and the north slope of Baiyun sag, Pearl River Mouth basin [J]. China Offshore Oil And Gas, 2008, 20 (2):73-76 (in Chinese with English abstract).
- [16] 张功成, 米立军, 吴时国, 等. 深水区——南海北部大陆边缘盆地油气勘探新领域[J]. 石油学报, 2007, 28(2):15-21.
Zhang Gongcheng, Mi Liguang, Wu Shiguo, et al. Deepwater area—the new prospecting targets of northern continental margin of South China Sea [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28 (2):15-21 (in Chinese with English abstract).
- [17] 何家雄, 姚永坚, 刘海龄, 等. 南海北部边缘盆地天然气成因类型及气源构成特点[J]. 中国地质, 2008, 35(5):997-1006.
He Jiaxiong, Yao Yongjian, Liu Hailing, et al. Genetic types of natural gas and characteristic of the gas source composition in marginal basins of the northern South China Sea [J]. Geology in China, 2008, 35(5):997-1006(in Chinese with English abstract).
- [18] 庞雄, 陈长民, 吴梦湘, 等. 珠江深水扇系统沉积和周边重要地质事件[J]. 地球科学进展, 2006, 21(8):23-29.
Pang Xiong, Chen Changmin, Wu Mengxiang, et al. The Pearl River deep-water fan systems and significant geological events [J]. Advances in Earth Science, 2006, 21 (8):23-29 (in Chinese with English abstract).
- [19] 庞雄, 申俊, 袁立忠, 等. 南海北部珠江深水扇系统及其油气勘探前景 [J]. 石油学报, 2006, 27(3):11-16.
Pang Xiong, Shen Jun, Yuan Lizhong, et al. Petroleum prospect in deep-water basin fan system of the Pearl River in the South China Sea [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27 (3):11-16 (in Chinese with English abstract).
- [20] 庞雄, 陈长民, 彭大钧, 等. 南海珠江深水扇系统及油气 [M]. 北京:科学出版社, 2007:1-360.
Pang Xiong, Chen Changmin, Peng Dajun, et al. Deep-water fan system and oil and gas in Pearl River of South China Sea [M]. Beijing: Science Press, 2007:1-360(in Chinese).
- [21] 朱伟林, 张功成, 杨少坤, 等. 南海北部大陆边缘盆地天然气地质[M]. 北京:石油工业出版社, 2007:1-391.
Zhu Weilin, Zhang Gongcheng, Yang Shaokun, et al. Geology of Natural Gas in Northern Continental Marginal Basin of South China Sea [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 2007:1-391 (in Chinese with English abstract).
- [22] 何家雄, 陈胜红, 刘士林, 等. 南海北缘珠江口盆地油气资源前景及有利勘探方向[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(4):457-461.
He Jiaxiong, Chen Shenghong, Liu Shilin, et al. Potential petroleum resources and favorable prospecting directions in Zhujiangkou basin in northern marginal of the South China [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29 (4):457-461 (in Chinese with English abstract).
- [23] 何家雄, 施小斌, 夏斌, 等. 南海北部边缘盆地油气勘探现状与深水油气资源前景[J]. 地球科学进展, 2007, 22(3):261-270.
He Jiaxiong, Shi Xiaobin, Xia Bin, et al. The Satus of the Petroleum Exploration in the Northern South China Sea and the Resource Potential in the Deep-water Areas [J]. Advances in Earth Science, 2007, 22(3):261-270(in Chinese with English abstract).
- [24] 何家雄, 夏斌, 王志欣, 等. 南海北部边缘盆地西区油气运聚成藏规律与勘探领域剖析[J]. 石油学报, 2006, 27(4):12-18.
He Jiaxiong, Xi Bin, Wang Zhixin, et al. Hydrocarbon accumulation and exploratory orientation in the western marginal basin of the northern South China Sea [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4):12-18(in Chinese with English abstract).
- [25] 张功成. 中国近海天然气地质特征与勘探新领域[J]. 中国海上油气, 2005, 17(5):290-296.
Zhang Gongcheng. Geological features and new exploration realms of offshore gas in China [J]. China Offshore Oil and Gas, 2005, 17 (5):290-296(in Chinese with English abstract).

Early-stage prediction and evaluation of hydrocarbon source rocks in the deep basin on the northern continental margin of the South China Sea

HE Jia-xiong¹, CHEN Sheng-hong², CUI Sha-sha¹, MA Wen-hong³, LUAN Xi-wu⁴

(1. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, Guangdong, China; 2. Shenzhen Company, CNOOC, Guangzhou 510240, Guangdong, China; 3. Zhanjiang Company, CNOOC, Zhanjiang 524057, Guangdong, China; 4. Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, Qingdao 226071, Shandong, China)

Abstract: Basic geological conditions for the migration and accumulation model of the deep marine basin are similar to those of the shallow-water continental shelf; nevertheless, the deeper the sag and fractures, the bigger the dimensions of the deposits and infillings, and hence the dimensions of the source rocks in the deep marine basin are larger and can lay an abundant source foundation for deep water oil and gas. In view of insufficient well logging data and shortage of geological information for the deep water area, the authors placed the emphasis on the early-stage prediction and evaluation of source rocks in the deep basin and analyzed the oil and gas resource potential by taking into account geological and geochemical characteristics of the source rocks in the shallow water and the evaluation parameters in combination with the interpretation of the sequence stratigraphic data across the deep water and the integrated research on petroleum and gas.

Key words: deep water basin in the north of the South China Sea; geological conditions for hydrocarbon filling; source rock characteristics; petroleum and gas potential; early-stage prediction

About the first author: HE Jia-xiong, male, born in 1956, senior researcher, engages in oil-gas exploration and integrated oil-gas geological study; E-mail: hejx@gig.ac.cn.