

南海北部大陆边缘盆地深水油气 成藏条件早期预测与评价

何家雄¹, 陈胜红², 马文宏³, 栾锡武⁴, 徐瑞松¹

(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:与浅水陆架区一样, 南海北部深水盆地新生代均处于南海北部准被动大陆边缘的构造环境, 具有北部大陆边缘拉张裂陷的区域地质特征, 盆地结构与中国东部裂谷断陷盆地类似, 属双层或三层结构类型。该深水盆地油气运聚成藏的基本地质条件亦与浅水区类似, 但陆坡深水区凹陷裂陷更深、沉积充填规模更大, 且发育4套烃源岩和3套储盖组合类型, 使深水油气运聚成藏有了良好的基础。基于深水区少井无井、地质资料缺乏的现状, 借鉴浅水区油气成藏地质条件, 并依据跨越深水区地震剖面层序地层, 重点对深水油气运聚成藏条件进行了早期预测与综合评价, 旨在加快和推进深水油气勘探进程。

关键词:南海北部深水盆地; 区域地质背景; 油气成藏条件; 烃源岩特征; 早期预测评价

中图分类号: TE5

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2008)06-0780-10

1 区域地质背景与油气地质特征

南海北部大陆边缘盆地陆坡深水区, 系指水深大于500 m的琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带、珠江口盆地中央隆起带、南部裂陷带及隆起带和台西南盆地南部坳陷带等区域, 同时也包括与琼东南盆地西南部相邻的中建南盆地, 以及与珠江口盆地东南部相接的双峰盆地和笔架盆地等地区。限于地质资料及研究程度, 本文以琼东南盆地和珠江口盆地深水区(南海北部深水区主体即南部裂陷带范围)为研究重点, 拟对深水油气成藏的区域地质背景与基本油气地质规律、特点进行剖析。

南海北部边缘盆地处于陆壳减薄及洋陆过渡型地壳特殊的区域构造位置, 不同类型及性质的盆地由于所处区域地质背景不同, 其油气成藏条件差异也非常明显^[1-7]。位于西北部边缘的莺歌海盆地属走滑伸展型盆地(图1), 具有以新近系巨厚海相坳陷沉积为主的断拗双层结构, 古近系虽有陆相断陷

沉积, 但由于被新近纪巨厚海相坳陷沉积所覆盖叠置, 故油气生成、运聚成藏及其分布规律, 均主要取决于新近纪以后的新构造运动(即泥底辟热流体上侵活动)及其沉积充填体系和运聚输导系统与圈闭要素等成藏地质条件的有效配置; 而处在北部边缘的北部湾盆地、琼东南盆地及珠江口盆地则属拉张裂陷型盆地(图1), 具有与中国东部新生界陆相断陷盆地相似的典型断拗双层盆地结构特征, 普遍充填了古近系陆相断陷沉积和新近系海相坳陷沉积, 且断陷裂谷期的陆相充填沉积规模(尤其是厚度), 一般大于海相坳陷沉积, 故其油气生、运、聚、成藏乃至富集规律, 均与古近系陆相断陷沉积发育展布及断裂等运聚输导系统的沟通和新近系海相坳陷沉积的储层分布及圈闭等成藏地质条件密切相关。因此, 断陷裂谷期形成的古近系中深湖相烃源岩及河湖、滨海沼泽相煤系及湖相烃源岩, 如北部湾盆地始新统流沙港组中深湖相烃源岩、琼东南盆地渐新统

崖城组及陵水组滨海沼泽相煤系烃源岩、珠江口盆地始新统文昌组中深湖相烃源岩和下渐新统恩平组河沼相煤系烃源岩及湖相烃源岩等,与新近纪海相拗陷期发育的上渐新统珠海组浅水三角洲砂岩、河口砂坝和下中新统珠江组各种深水低位扇体等储集层以及新构造运动晚期形成的局部构造和非构造圈

闭等,共同对该区油气运聚成藏及分布规律起决定性作用,并由此构成了颇具特色的陆生海储、古生新储及下生上储的成藏组合类型。其中,古近系陆相断陷沉积与上覆新近系海相拗陷沉积之间的破裂不整合面及纵向断裂,即断拗构造阶段转换面及断裂系统则是该区油气运聚成藏的重要运移疏导系统。

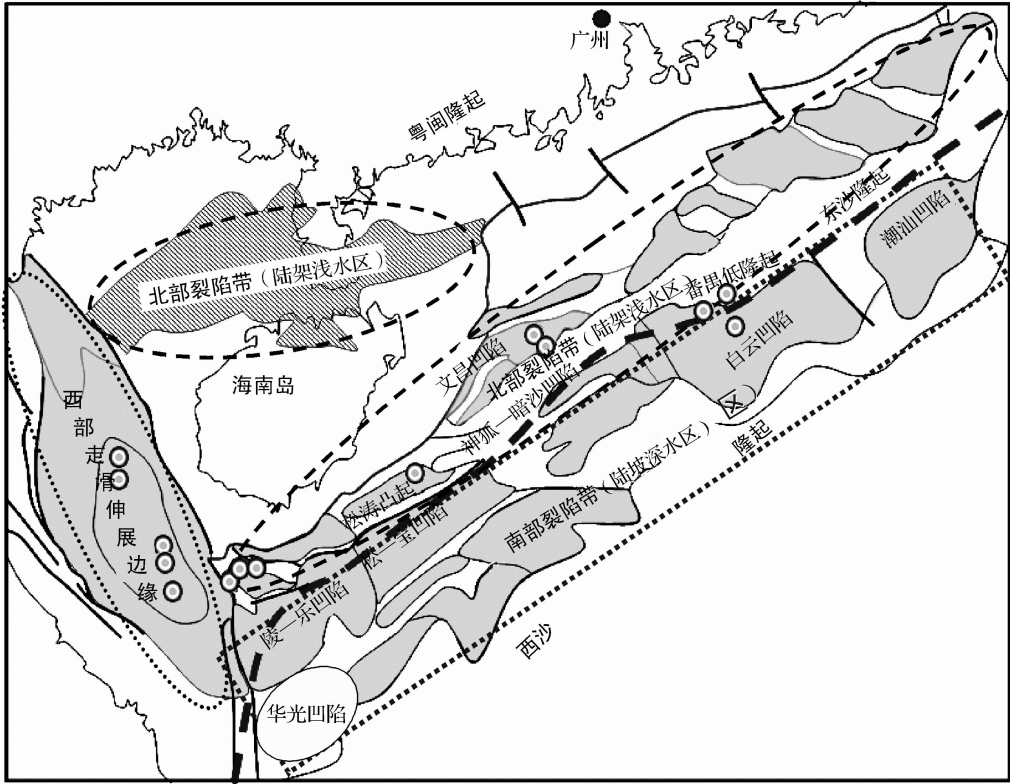


图1 南海北部大陆边缘盆地新生代裂陷带与走滑伸展边缘区域分布特征

南海北部珠江口盆地中央隆起带(东沙隆起和神狐隆起)、南部裂陷带及隆起带,琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带等深水区域,由于古近纪和新近纪沉降期均沉积充填巨厚,凹陷规模均大于陆架浅水区,凹陷结构类型多为地堑或半地堑,除乐东凹陷外,古近系陆相断陷裂谷沉积充填规模均大于新近系海相拗陷沉积规模,古近系最大沉积厚度达8 800 m,新近系和第四系沉积厚度最大超过7 000 m(表1)。深水盆地深部结构具有南北分带、东西分块的特征。在南北方向上具有明显的“两隆夹一拗”的构造格局^[8-9],其北部隆起带由珠江口盆地中央隆起带(东沙隆起—番禺低隆起—神狐隆起)—琼东南盆地陆架浅水区的松涛凸起—崖21低凸起所组成;南部隆起带则由西沙—中沙隆起区—一统暗沙隆起所构成。这些隆起基底均属前古近系,其上覆裂谷期的古近系地层基本缺失或厚度很薄,但南部隆起带北东区即邻近白云凹陷隆起之上

的荔湾凹陷古近系沉积厚度较大。这些隆起带上覆中新统和上新统地层均分布广泛,其中中新统厚度较薄,上新统厚度大。2 隆起带之间的新生代拗陷则具有东西分块的特征,其东部为珠二拗陷白云凹陷,而西部则主要为琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带的长昌凹陷、宝岛凹陷、松南凹陷、陵水凹陷、乐东凹陷和华光凹陷,且均属继承性发育的拗陷,沉积充填了巨厚的新生界地层,最大沉积厚度超过13 km。该拗陷带中间为顺德凹陷、开平凹陷和西沙海槽凹陷等,以裂谷断陷阶段沉积充填的地层为主,新近纪海相拗陷期沉降幅度较小,沉积充填规模小。

必须强调指出的是,南海北部深水区域除顺德凹陷外,其新近系和第四系海相拗陷沉积较厚,一般大于3 000 m,最厚可超过7 000 m(乐东凹陷),加之部分深大断陷如白云、乐东、陵水、松南、宝岛、长昌和华光等凹陷古近纪断陷裂谷期沉积充填巨厚,一般大于5 000 m,最厚超过8 800 m(表1),因此导致

其下伏古近系陆相烃源岩埋藏较深,有机质热演化程度偏高,多已达高熟凝析油湿气阶段,部分达到高熟—过熟干气演化阶段,故深水区烃源岩成熟度高多以生天然气为主,应是南海北部的天然气富集区带,这已为勘探实践所证实,如琼东南盆地中央裂陷带宝岛、松南凹陷和珠江口盆地白云凹陷北坡及凹陷东南部 LW3-1 断背斜等区域,迄今勘探已发现众多天然气藏及含气构造。须指出的是,由于陆坡深水区热演化动力学条件与浅水区基本相当,或地温场及热流值略偏高一些,但深水区部分地区地史演

化过程中曾存在较高地层压力,对有机质成熟度及烃类生成具有较大的抑制作用,因此,推测深水区除了具有巨大天然气资源潜力外,可能存在石油资源潜力。如珠二坳陷白云凹陷北坡近期天然气勘探,不仅发现了大量高熟煤型气,而且还发现了部分油型气,其重烃含量较高即是很好的例证^[10]。另外,在白云凹陷东南部 LW3-1 勘探亦获得多层高熟油型气,其天然气干燥系数为 0.88~0.92,属凝析油及湿气热演化阶段的烃类产物。充分表明深水区可能存在石油资源潜力。

表 1 南海北部边缘盆地陆坡深水区凹陷结构类型与新生界沉积充填规模

陆坡深水区 大型构造带	凹陷名称	凹陷结构	凹陷面积 (km ²)	基底埋深 (m)	古近系厚度 (m)	新近系及第四系 厚度(m)	新生界 总厚度(m)
珠江口盆地 南部裂陷带	白云凹陷	地堑	20 000	12 000	8 800	3 200	12 000
	开平凹陷	半地堑	4 955	8 000	5 000	3 000	8 000
	顺德凹陷	半地堑	6 664	4 750	2 950	1 800	4 750
珠江口盆地南部隆起带	荔湾凹陷	半地堑	5 300	7 500	4 500	3 000	7 500
琼东南盆地 中央裂陷带	乐东凹陷	地堑	7 490	13 000	6 000	7 000	13 000
	陵水凹陷	地堑	5 084	12 910	7 000	5 910	12 910
	松南凹陷	半地堑	2 287	12 500	7 000	5 500	12 500
	宝岛凹陷	地堑	3 610	13 000	8 000	5 000	13 000
琼东南盆地 南部裂陷带	长昌凹陷	地堑	10 130	9 800	5 800	4 000	9 800
	北礁凹陷	半地堑	2 600	8 000	5 000	3 000	8 000
	华光凹陷	地堑	7 500	12 000	6 400	5 600	12 000

总之,在南海北部边缘盆地陆坡深水区众多凹陷中,深水区西南部华光凹陷(琼东南盆地南部裂陷带)和深水区东北部白云凹陷(珠江口盆地南部裂陷带),是该区沉积规模最大的深水凹陷,区域地质构造背景相似,均位于减薄的陆壳或海陆过渡壳位置,地壳薄且深部结构及成盆动力学机制类似,油气地质条件相似。二者明显的差异是:古近纪断陷裂谷期陆相沉积充填厚度华光凹陷比白云凹陷薄 2 400 m,而新近纪及第四纪海相坳陷披盖式沉积厚度前者比后者厚 2 400 m(表 1)。很显然,2 个凹陷裂陷期陆相充填沉积规模与裂后海相坳陷沉积厚度的差异,决定了其油气地质条件及油气运聚成藏规律可能有所不同。

2 深水油气运聚成藏条件及特点

2.1 深水区烃源岩的特征及其早期预测与评价

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一番禺低隆起上钻了部分探井,发现了番禺 30-1、34-1 和流花 19-5 等 3 个气田和番禺 35-1 等 5

个含气构造。该区 500m 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 1 口井(LW3-1-1 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,但迄今均未实施钻探。故研究区烃源岩预测评价的难度大。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一番禺低隆起部分探井所获天然气及凝析油的烃源对比,以及深水区 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^[11-16],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,可以对深水区烃源岩进行早期预测与初步评价。

根据深水区地震解释及层序地层学分析,以及与陆架浅水区主要烃源岩的地质地球物理特征的追踪对比,推测南海北部边缘盆地陆坡深水区主要发育 4 套烃源岩^[17-18],即始新统文昌组中深湖相烃源岩、下渐新统恩平组/崖城组煤系及湖相烃源岩、上渐新统珠海组/陵水组浅海相烃源岩和下中新统珠江组/三亚组潜在海相烃源岩。

始新统烃源岩在南海北部边缘北部湾盆地、琼东南盆地东北部陆架浅水区、珠江口盆地北部珠一坳陷和珠三坳陷陆架浅水区均已钻遇,或地震解释及地球化学研究均已确证其存在,是南海北部陆架浅水区大中型油田的主力烃源岩,目前该区已探明的十多亿吨石油地质储量均来自该套烃源岩。南海北部边缘盆地现今陆架浅水区与陆坡深水区,在准被动大陆边缘构造背景下,始新世形成了众多断陷裂谷盆地,其区域构造动力学环境及古地理、古气候条件与沉积充填特征基本相同,且均沉积发育了大套中深湖相泥质烃源岩,此时二者的明显差异是:分布于(现今)深水区的凹陷由于处在减薄的陆壳或海陆过渡型地壳靠近中央海盆洋壳的边缘,岩石圈伸展减薄幅度大,故其在古近纪陆相断陷期形成的裂陷非常强烈、断陷更深、断陷规模更大,沉积了比浅水区厚得多的中深湖相及滨浅湖相沉积,如白云凹陷和华光凹陷,其始新统和渐新统沉积厚度超过 6 000 m;而在新近纪海相坳陷大规模充填期(裂后期),其裂前海相层序地层亦非常发育,沉积充填了巨厚的海相砂泥岩,如琼东南盆地乐东凹陷和华光凹陷沉积了超过 5 000 m 的中新统和第四系海相砂泥岩,故导致该区始新统烃源岩埋藏普遍偏深。因此,基于陆架浅水区与陆坡深水区始新统烃源岩地质地球物理特征的类比,借鉴浅水区始新统烃源岩地球化学特点,推测南海北部陆坡深水区始新统烃源岩沉积规模更大、埋藏更深,有机质热演化成熟度可能比浅水区更高。

下渐新统恩平组/崖城组煤系及湖相烃源岩,在南海北部边缘琼东南盆地北部陆架浅水区及珠江口盆地北部珠一坳陷、珠三坳陷陆架浅水区均已钻遇,是目前南海北部边缘盆地陆架浅水区已发现大中型气田的主力烃源岩,已探明的超过 5 000 亿 m^3 天然气地质储量大部分来自该套烃源岩。早渐新世该区仍属准被动大陆边缘构造背景下持续继承性发育的断陷盆地,但该时期总体沉降幅度及沉积充填厚度小于始新世,由于此时部分地区已受到海侵的影响(如琼东南盆地),故发育了一套海陆过渡相类型的滨海平原沼泽相煤系和近海河湖沼泽相煤系烃源岩和滨浅湖相烃源岩。此时陆架浅水区凹陷与陆坡深水区凹陷沉积充填条件差异不甚明显,由于早渐新世仍然继承了始新世沉降沉积特点,推测现今深水区凹陷沉积充填的下渐新统煤系烃源岩及滨浅湖相烃源岩规模亦较大,与浅水区相比不仅其烃源岩展布规模较大,而且由于晚期裂前海相坳陷沉积充填

巨厚,故煤系烃源岩成熟度可能亦比浅水区高。

上渐新统珠海组/陵水组浅海相烃源岩,属断坳过渡转换演化阶段的海相沉积产物,虽然烃源岩生源母质仍然继承有陆源母质的特点,但该时期已属海相环境,生源母质构成虽以陆源高等植物为主,但海相低等生物亦有较大比例。珠海组/陵水组浅海相烃源岩在陆架浅水区基本上处在低熟—成熟范围,部分区域成熟度较低,但在琼东南盆地陆架浅水区陵水组浅海相烃源岩均已成熟。对于广阔陆坡深水区的珠海组/陵水组浅海相烃源岩,由于上覆新近系和第四系沉积厚,多已处于成熟热演化阶段,具备了一定的生烃潜力。

下中新统珠江组/三亚组海相潜在烃源岩在南海北部边缘盆地广泛分布,在陆架浅水区由于埋藏浅、成熟度低,多属潜在低熟烃源岩,在莺歌海盆地则属成熟—高熟烃源岩^[19-21]。但在陆坡深水区尤其是琼东南盆地乐东凹陷和华光凹陷,由于沉积巨厚,下中新统三亚组海相地层多已达到成熟生烃门限,故可成为重要的烃源岩,亦具较大的生烃潜力。

对于深水区烃源岩早期评价与生烃潜力的预测,由于南海北部陆坡深水区基本无探井资料,故评价难度大。目前只能通过地震解释及层序地层系统、地震相及沉积相分析和地震速度岩性解释等,并与相邻陆架浅水区进行地质类比,进而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球化学特点及成熟演化特征和评价参数,最终对陆坡深水区主要烃源岩生烃潜力进行评价与初步预测。深水区烃源岩早期评价预测的具体步骤是:①通过层序地层及层序格架分析确定主要烃源岩剖面的位置;②通过地震反射特征及地震相分析,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跨越深水区地震剖面推测相同层位深水区烃源岩演化特征或依据地震层速度(泥岩)计算烃源岩成熟度^[22-23];④根据浅水区不同类型烃源岩地震相及沉积相特征,借助地震剖面的追踪对比,判识确定深水区烃源岩有机相特征及烃源母质类型;⑤根据烃源岩展布规模,借鉴浅水区相同层位烃源岩地球化学评价参数,对深水区主要烃源岩进行综合评价。

2.2 深水区储盖组合类型与油气运聚特点

通过地震解释、层序地层学分析及区域地质对比,尤其是借鉴陆架浅水区主要油气田的储盖组合特征^[24-25],预测出南海北部边缘盆地陆坡深水区主要发育 3 套储盖组合类型。其中,西部深水区琼东

南盆地中央裂陷带和南部裂陷带可能发育的 3 套区域性储盖组合为:①断陷裂谷晚期渐新统储盖组合类型,主要由上渐新统陵三段各类三角洲砂岩、滨浅海相砂岩储层与上覆陵二段区域性海侵泥岩盖层所构成;②坳陷早期下中新统海相储盖组合类型,为下中新统三亚组海相砂岩、碳酸盐台地灰岩,盖层为上覆梅山组高压海相含钙泥岩所组成;③坳陷晚期上中新统及上新统海相储盖组合类型,主要由上中新统黄流组或上新统莺歌海组海相粉细砂岩或碳酸盐岩储层,与其上覆的上新统莺歌海组海侵泥岩为封盖层所构成。东部深水区珠江口盆地南部裂陷带白云凹陷发育的 3 套储盖组合类型则为:①断陷裂谷早期形成的始新统文昌组一下渐新统恩平组自储自盖组合类型,以始新统文昌组或恩平组滨浅湖相、河流相砂岩为储层,相邻的湖相泥岩为封盖层所构成;②坳陷转换期上渐新统珠海组浅水三角洲及滨岸砂海相储盖组合类型,由珠海组陆架浅水三角洲砂岩及滨岸砂岩储层与上覆相邻海侵泥岩或下中新统珠江组广海相泥岩所组成;③坳陷晚期下中新统珠江组陆坡深水扇砂泥岩海相储盖组合类型,主要由珠江组深水扇及各类深水沉积砂岩与上覆广海相泥岩所构成。很显然,南海北部深水区发育的 3 套砂泥岩储盖组合类型构成了该区油气运聚成藏的地质基础^[26-29]。

南海北部陆坡深水区油气运聚成藏规律与浅水区基本类似,与区域地质背景,尤其是晚期新构造运动及断裂活动等均密切相关,诚然,早期新构造运动及断裂活动对油气运聚成藏也必然会产生重大影响,但最终起决定性的乃是晚期新构造运动和断裂活动。南海北部陆坡深水区新构造运动时期,区域地质背景比较复杂,虽然受欧亚板块、太平洋板块和印度板块三大板块相互作用的牵制和影响,但由于深水区处在南海北部边缘盆地东南部海陆过渡型地壳靠近洋壳一侧的薄地壳位置,距离太平洋板块较近,因此,深水区更主要的是受控于太平洋板块向西北的俯冲以及受到菲律宾海扩张并向西俯冲的影响,造成南海北部大陆边缘因自东向西的挤压而产生南北向拉张,形成近东西向断裂,这些断裂强烈活动导致了沉积盖层破裂,进而为该区油气运聚提供了纵向通道,促使油气垂向运聚成藏^[9]。须强调的是,南海北部深水区新构造运动及断裂活动具有非常明显的东强西弱的特点(图 2),这就导致了古近系烃源供给系统在东、西部深水区的纵向运聚通道存在明显差异。

在西部深水区的琼东南盆地中央裂陷带和南部裂陷带,深大断裂活动相对较弱,断裂纵向切割上覆沉积盖层非常有限,大部分断裂仅断至下中新统三亚组地层,或仅在局部地区切穿新近系地层,在该区主要局限于 1 号断层、2 号断层和 3 号断层及浅水区的 5 号断层等区域附近,因此,古近系烃源供给系统的油气纵向运聚大部分地区未穿越下中新统及其上覆地层。在东部深水区的珠江口盆地珠二坳陷、珠三坳陷及邻区,断层非常发育,纵向上基本上切穿了中新统地层,且断裂分布广泛,为油气纵向运聚提供了良好的输导系统。很显然,断裂活动强度及纵向上切割上覆地层状况,均严格控制了油气纵向运聚成藏特点及油气分布规律。同时,断裂发育程度及发育时间对油气运移亦存在显著的控制作用。如珠江口盆地深水区古近系烃源岩生烃期为断陷裂谷晚期和裂后坳陷期,其中裂谷晚期主要成油,但裂谷晚期断裂不太活跃或活动性较弱,因此,油气纵向运移通道不畅,油气则可能主要沿输导层侧向运移;裂后坳陷期以生气为主,断裂活动强烈,且纵向切穿地层层位多、范围大,因而天然气以垂向运移为主,往往多运移到古近系三角洲和新近系的盆底扇或断阶带成藏。而琼东南盆地深水区晚期(中中新世)断裂活动性较弱,限制了油气纵向运聚,导致油气侧向运聚较活跃,因此,该区凹陷边缘的低凸起、斜坡带及其倾没端应是油气的主要富集区。

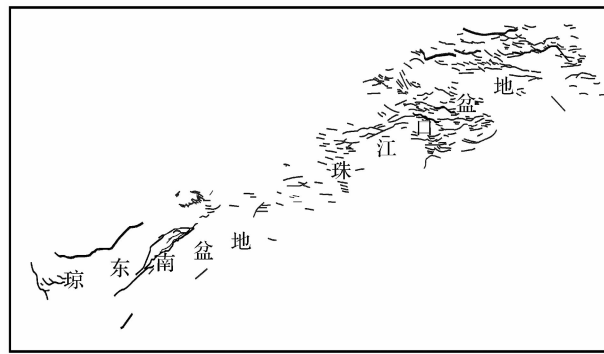


图 2 南海北部大陆边缘盆地东南部深水区
新近系断裂分布示意^[9]

根据南海北部深水区油气成藏基本地质条件,借鉴陆架浅水区油气运聚规律,深水区油气运聚的优势聚集区应为凸起、低凸起和凹中隆及斜坡带等区域。盆地区域构造演化、地层沉积充填序列及类型、断裂发育程度等多个因素决定了深水区主要的油气聚集单元特点及其圈闭特征。由于深水区断陷裂谷期(古近纪)断裂较活跃,导致盆地形成了多凸多凹、凹凸相间的构造格局;新近纪—第四纪裂后坳

陷期,深水区均不同程度地继承了断陷裂谷期凸起与凹陷结构的区域展布格局,且仍总体上保持了凹陷区沉降幅度大、凸起区沉降幅度小的特点,进而形成了更大规模隆坳相间的构造展布特点,同时,凹陷内部分隔性和后期新构造活动亦导致了一系列凹中隆形成,最终控制和制约了晚期油气运聚成藏及分布规律。由于低凸起、凸起和凹中隆及斜坡带等区域,均为压实与流体排出均衡的正常地层压力系统,属区域上的流体运聚的低势区即油气运聚主要方向和最佳场所,而新构造运动所产生的快速沉降和凹陷中欠压实生烃作用,往往导致凹陷深部形成高温超压地层系统,因此,其流体及油气则多向低凸起、凸起和凹中隆及边缘斜坡带等常压及压力过渡带等低势区运聚富集。如东部深水区珠江口盆地白云凹陷、西部深水区琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带的诸多凹陷内,由于深部始新统及下渐新统烃源岩发育且烃源供给系统多属超压或微超压,为盆地内主要的高压高势流体源区,而纵向上其上覆的部分上渐新统、中新统及其以上地层,以及平面上的东部深水区白云凹陷北坡及南部斜坡、琼东南盆地西南部深水区华光凹陷中央背斜带、南部深水区北礁西凸起、北礁东凸起与永乐隆起区及凹中隆和斜坡带等,均属于常压或压力过渡带区,应是南海北部深水区域上的油气优势运聚区,故极有利于油气运聚与高效富集成藏。

总之,中新世晚期和上新世的新构造运动及断裂活动最终决定和调整了南海北部深水区油气运聚的优势单元及富集场所。新构造运动期断裂活动强的区域,油气多以大规模垂向运聚为主,并在凹中隆中富集成藏。如白云凹陷新构造活动期发育了众多不同规模及级次的断层,形成了侧向与纵向相互连通的油气接力运聚输导的通道系统,同时部分古近纪形成的老断层在新构造运动时期亦被再次激活,并沟通了深部始新统文昌组、下渐新统恩平组烃源岩与上覆或斜坡边缘区域上渐新统珠海组和下中新统珠江组储集层的联系,导致油气长距离向上倾方向进行“接力式”运聚并能在离烃源区较远处的边缘斜坡带富集成藏,白云凹陷北坡一番禺低隆起上的诸多中小型气田即为其典型实例。反之,在新构造运动期断裂活动弱或没有断裂活动的区域,油气则主要发生侧向运移。如琼东南盆地东南部部分深水区新构造运动期断层活动较弱,始新统和渐新统下部烃源岩生成的油气多沿输导体向南运移到凸起及斜坡带富集成藏。须强调的是,琼东南盆地深水区

部分凹陷内虽然发育背斜构造,但由于缺少沟通深部的油源断层可能难以成藏。因此,琼东南盆地南部深水区油气运聚成藏的优势单元及高效富集场所,应以低凸起、凸起和凹中隆及边缘斜坡带为主,如琼东南盆地南部深水区斜坡带、北礁西凸起、北礁东凸起及永乐隆起区等区域,其披覆背斜和生物礁等局部构造及圈闭发育,应为油气运聚成藏的主要优势聚集单元;另外,琼东南盆地西南部深水区华光凹陷中央断裂背斜构造带,其古近系断裂发育,烃源岩与上覆下中新统储层沟通配置良好,亦为非常好的油气运聚优势聚集区及高效成藏的富集场所,亦是该区深水油气勘探的重要靶区和突破方向。

3 深水油气资源潜力分析

3.1 东部深水区油气资源潜力

东部深水区指珠江口盆地南部陆坡深水区珠二坳陷的白云凹陷及邻区。白云凹陷是南海北部陆坡深水区最大的沉积凹陷,其展布面积高达 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$,且古近纪断陷裂谷期充填了巨厚的河湖相沉积,形成了一个沉积厚度逾 8 000 m 的巨型深断陷的凹陷。白云凹陷主要由白云主洼、白云西洼、白云东洼、白云南洼和白云西南洼等 11 个洼陷所构成,其中白云主洼受 NE 和 NWW 向 2 组断层控制呈菱形,其余洼陷仅受 NWW 向断层所控制。白云南洼因地震测网稀,其发育演化特征及控洼断层尚未完全确定。

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。研究表明^[30],文昌组在凹陷中展布面积达 $5\,600 \text{ km}^2$,最大沉积厚度超过 5 000 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 $1\,700 \text{ km}^2$,且沉积速率高达 300 m/Ma ,故极有利于有机质的保存及成烃演化;古近纪断陷期的下渐新统恩平组河湖相沉积展布面积则更大,恩平组沉积面积达 $7\,600 \text{ km}^2$,最大沉积厚度达 3 500 m,其中,中深湖相沉积最大面积达 $2\,160 \text{ km}^2$,滨浅湖相及河流相沉积达 $5\,000 \text{ km}^2$,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,迄今为止虽尚无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

昌组中深湖相和滨浅湖相烃源岩及原油以及下渐新统恩平组煤系和滨浅湖相烃源岩及凝析油具有良好亲缘关系^[10-16]。进一步的油气地质及油气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共同贡献,且以后者为主。因此,白云凹陷深水区具有巨大的天然气资源潜力。邻近白云深水凹陷的白云北坡—番禺低隆起上的探井揭示表明,其下渐新统恩平组烃源岩总有机碳含量平均高达 2.2%,有机质成熟度达到成熟—高成熟阶段, R_o 值为 1.0%~1.5%,说明该区恩平组煤系及滨浅湖相烃源岩已处在成熟生烃的高峰期,可为油气藏形成提供丰富的烃源物资基础^[31]。由于白云凹陷沉积物源供给主要依靠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,且无论是始新统文昌组还是下渐新统恩平组均以滨浅湖相沉积为主,中深湖相沉积较局限,因此,在白云凹陷北部深水区文昌组和恩平组可能以滨浅湖相烃源岩及煤系烃源岩为主,且埋深较大,有机质成熟度高,多已达到成熟—高成熟的生烃高峰演化阶段,而中深湖相烃源岩展布较局限。白云凹陷南部深水区由于仍然是接受来自北部古珠江物源体系的沉积物供给,离物源供给输送距离偏远,故沉积充填物偏细,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属偏腐泥型主要以生油为主,且目前尚处于生烃高峰期,应具有石油资源潜力。白云凹陷 LW3-1-1 井上渐新统珠海组及下中新统珠江组所获 4 层高熟油型天然气(表 2)即为其典型例证。

表 2 东部深水区白云凹陷东南部 LW3-1-1 井 天然气碳同位素特征及成因类型判识						
地层层位	深度 (m)	$\delta^{13}\text{C}(\text{‰}, \text{PDB})$				成因 类型
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	
下中新统 珠江组	3 070.0	−37.1	−29.0	−27.2	−27.1	高熟 油型气
上渐新统 珠海组	3 144.5	−36.6	−29.1	−27.4	−27.0	
	3 189.5	−36.8	−28.9	−27.5	−27.4	
	3 499.5	−36.6	−29.6	−29.1	−28.3	

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,地史时期尚未发生过大的构造运动及抬升剥蚀过程,晚期构造活动相对较弱,加之

远离古珠江流域物源供给区,故沉积充填的古近系、新近系和第四系沉积物粒度总体偏细,有利于油气尤其是天然气生成、运聚成藏和保存^[32]。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)近年勘探所发现的天然气藏及伴生凝析油地质地球化学特征,尤其是在白云凹陷 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,应是一个既有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,根据有关地质勘探专家初步预测^[6,31],白云凹陷油气总烃资源量可达 $30 \times 10^8 \text{ t}$,折算为天然气地质资源量则为 $3.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$,表明该区属富烃凹陷,是南海北部边缘盆地东部陆坡深水区天然气万亿立方米储量规模的富集区。

3.2 西部深水区油气潜力

西部深水区指琼东南盆地中央裂陷带和南部裂陷带,主要包括崖南、乐东、陵水、松南、宝岛、长昌、北礁和华光等凹陷。中央裂陷带除崖南凹陷外,其它凹陷大部分区域均处于陆坡深水区。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,且地震资料较零星、测网稀,近年来虽然部署实施了大量深水地震勘探工作量,大大加密了地震测网,但仍未达到油气勘探研究之要求。

琼东南盆地绝大部分深水凹陷,由于新近系及第四系沉积较厚,一般多大于 3 300 m 以上,最厚超过 6 000 m(乐东凹陷),加之部分深大断陷如陵水、松南、宝岛、长昌和华光等凹陷,其古近系本身沉积充填厚度大,一般大于 5 800 m,最厚超过 8 000 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表明,其热流值为 $75 \sim 90 \text{ mW/m}^2$,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,甚至高成熟—过成熟干气演化阶段。鉴于该区古近系和新近系烃源岩成熟度偏高,且生源母质类型根据相邻的北部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属中深湖相偏腐泥型,但埋藏偏深,成熟度高。因此,预测琼东南盆地深水区古近系和新近系烃源岩可能主要以生天然气为主,亦是南海北部边缘盆地颇具资源潜力的有利天然气富集区。以下分区带重点对其油气资源潜力及勘探前景进行初步剖析与探讨。

3.2.1 中央裂陷带油气资源潜力及勘探前景

以崖南、乐东、陵水、松南和宝岛等凹陷所组成的中央裂陷带,除崖南凹陷外,均处于陆坡深水区位置。前已论及,这些凹陷均具有展布规模大,尤其是新生界沉积厚度大的特点,其中,新近系海相坳陷沉积厚度,据崖南凹陷钻井揭示最厚达 3 000 m,最薄为 2 200 m,根据地震资料推测中央裂陷带新近系海相坳陷沉积最大厚度达 6 000 m。古近纪陆相充填沉积厚度目前大部分钻井尚未钻穿,但结合地震资料解释推测最厚达 8 000 m,最薄亦为 5 800 m(表 1)。这些凹陷均属继承性发育持续沉降的深断陷,故无论是新近系海相坳陷沉积还是古近系陆相断陷充填沉积,其展布规模均非常大,因此,该区新生界沉积充填规模大,为油气形成奠定了雄厚的烃源物质基础。

由于琼东南盆地深水区发育有新近系裂后海相坳陷沉积和古近纪陆相断陷充填沉积 2 套巨厚的地层系统,因此,其主要生烃层不仅有陆相断陷沉积形成的古近系中深湖相烃源和滨海沼泽相煤系烃源岩,而且由于陆坡深水区新近系地层大部分已处在热演化成熟生烃范围,故其亦发育有中新统海相坳陷沉积形成的浅海、半深海相烃源岩(乐东凹陷 YC35-1-1 井已钻遇来自中新统烃源岩的油气显示)。而且,据国家“九五”科技攻关南海北部天然气地质项目研究成果证实,琼东南盆地中央裂陷带主要凹陷(乐东、陵水、宝岛和松南等凹陷)的盆模结果表明(图 3),该区始新统和渐新统崖城组、陵水组以及新近系中新统烃源岩均具较强生烃潜力,其生烃强度最高达 $114 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,其中,始新统烃源岩生烃强度最高达 $76 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;渐新统崖城组及陵水组烃源岩生烃强度最高为 $114 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;中新统烃源岩生烃强度最高亦达 $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。总之,上述盆模实验研究成果充分表明,西部深水区存在始新统和渐新统 2 套陆相以及中新统海相等 3 套烃源岩,烃源物质基础雄厚,生烃强度较大,具备了良好的烃源物质基础及供给条件。

深水区中央裂陷带除具备良好的生烃潜力外,裂后坳陷时期的中新统海相砂岩储层和断陷裂谷期的渐新统陵水组扇三角洲砂岩储层亦非常发育。如上中新统黄流组海底水道砂、陆缘水下扇、低水位扇以及部分下一中新统三亚—梅山组的碳酸盐岩储层等,均较发育且储集体规模较大(如海底水道砂体可延伸数百公里,陆缘水下扇及低水位扇复合体的面积可达数千平方公里)。推测深水区砂岩储层储

集物性较好,据邻近陆坡深水区的探井钻探结果表明,其砂岩孔隙度为 $16\% \sim 19\%$,部分可达 22% ,渗透率为 $(150 \sim 550) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且砂岩储层厚度较大,如 YC35-1-1 井上中新统黄流组底砂岩厚 69.8m。因此,中央裂陷带具备了良好的油气储集条件。另外,该区盖层条件较好,上中新统及上新统浅海相及半深海相泥岩非常发育,其泥岩厚度一般大于 1 000 m,且占地层厚度 75%以上,故浅海相及半深海相泥岩是该区非常好的区域盖层。

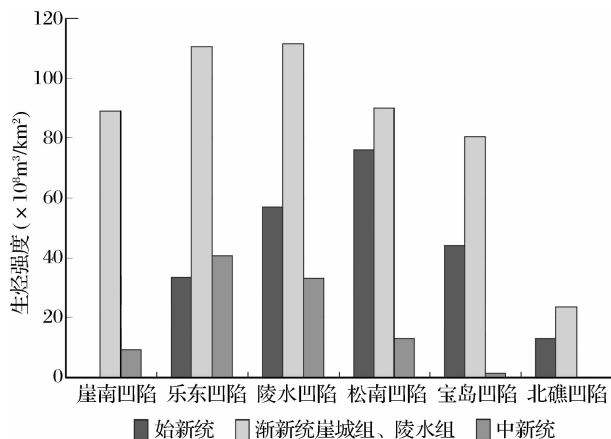


图3 琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带各凹陷第三系烃源岩生烃强度^①

综上所述,深水区中央裂陷带具备了油气运聚成藏的基本地质条件,应该具有较大的油气资源潜力及勘探前景^[33]。但必须强调指出,根据邻近深水区的探井钻探表明,该区 3 200 m 以下地层普遍存在异常高压,且随深度增加地层压力呈递增趋势。一般在 3 200m 以浅地层多为常压带;而在 3 200~4 000 m 之间则为常压与超压的地层压力过渡带,压力系数在 1.2~1.6 之间;4 000 m 或 4 600 m 以深地层压力则迅速增加,压力系数上升至 1.6 以上,最高达 2.2,属于异常高压快速递增带。很显然,这种异常高压带对深水区油气运聚成藏可能存在较大的影响和制约作用,而在异常高压带顶面之上的正常地层压力带及高压带与正常压力带之间的压力过渡带,则应是油气运聚成藏的有利区域。在地层异常高压带内部即“高压箱内”,油气可能难以运聚成藏。虽然亨特^[34]提出的压力封存箱油气成藏理论肯定了“高压箱内”能够形成油气藏,但根据该区崖南凹陷 YC21-1 构造、YC19-1 构造和 YC26-1 构造的钻探结果,均表明这种早期形成的异常高压封存箱内的油气难以运聚富集,基本不能形成商业性油气聚

① 黄保家,等. 国家“九五”科技攻关“南海北部天然气”项目报告. 2000.

集及油气藏,通常仅能形成少量高压水溶气(如YC21-1构造上渐新统陵水组3井、4井所获高压水溶气)。鉴于异常高压地层系统内油气运聚成藏理论及勘探实践尚处在探索之中,因此,对深水区中深层异常高压地层系统油气资源前景及勘探潜力评价,应留有充分的余地。不过可以基本确定的是,深部异常高压地层系统的油气资源潜力远不如其上覆压力过渡带和正常压力带,亦即油气最富集及最具资源潜力的勘探领域应是正常地层压力系统和地层压力过渡带,这些区带油气资源前景最佳。鉴于此,关于该区目前的油气勘探策略,则应重点主攻中上部正常压力带及压力过渡带的勘探目的层,兼探深部高压地层系统的勘探目标。中央裂陷带油气资源潜力根据上述盆模生烃强度,结合油气成藏地质条件,采用通常的天然气资源评价方法,预测其天然气资源量在 $(2\sim 3.0)\times 10^{12}\text{m}^3$ 之间,表明该区具有非常好的天然气勘探前景。

3.2.2 南部裂陷带油气资源潜力及勘探前景

南部裂陷带主要由华光凹陷、北礁凹陷及文昌凹陷所构成,多处于琼东南盆地南部斜坡深水区及附近。由于该区地壳厚度较薄(20 km左右),预测其热流值及地温梯度均较高,因而有利于烃源岩有机质转化为油气。该带新近系海相坳陷沉积和古近系陆相断陷充填沉积特征与中央裂陷带基本类似,只是海陆相两套地层的沉积规模均没有中央裂陷带大,且海相坳陷沉积厚度与陆相断陷沉积厚度基本相当或略薄一些,其油气成藏地质条件与中央裂陷带相比亦存在一定的差异。

南部裂陷带古近系主要由地堑和部分半地堑所组成,新近系则为向南缓慢抬起的斜坡,前古近系基底埋深也自北向南变浅。该区基底断裂较发育,形成了由NE向断裂控制的凹陷或一系列断洼。据中国石油近年来在华光凹陷进行地震勘探所获地震剖面分析,该区古近系陆相断陷沉积规模较大,最厚达6 400 m,新近系和第四系海相坳陷最大沉积厚度超过5 600 m,故新近系中新统部分烃源岩已达成熟生烃阶段,而古近系始新统和渐新统陆相烃源岩则已处在成熟—高熟油气窗范围,且其展布规模较大,因此,该区具备了雄厚的烃源物质基础和良好的烃源条件。南部裂陷带储层根据邻近深水区的陆架浅水探井推测,主要为渐新统陵水组扇三角洲砂岩,亦有新近系中新统陆坡深水扇系统之各种成因类型的砂岩。该区上覆油气封盖层则主要为上中新统及上新统2 000~3 000 m厚的半深海—深海相泥岩。

油气运聚通道主要为断层、渐新统陵水组砂岩及不整合面或新近系各种类型的砂体。油气圈闭类型以披覆背斜、断背斜、断块及古潜山为主。

总之,琼东南盆地南部裂陷带古近系和新近系沉积规模较大,生烃物质丰富,烃源岩多处于成熟—高熟成油或高熟—过熟成气演化阶段,生烃潜力大,油气资源前景较好。须强调的是,该区目前虽尚无探井资料,但根据地震资料分析,古近系和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,这是其明显优于中央裂陷带的有利油气成藏地质条件的重要特点和区别。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,借鉴浅水陆架区相同层位主要烃源岩地化参数,结合油气成藏地质条件,采用常规油气资源评价方法,预测该区油气资源量可达 $(25\sim 35)\times 10^8\text{m}^3$ 油当量,亦具巨大油气资源潜力及良好勘探前景。

参考文献:

- [1] 龚再升,李思田,谢泰俊,等.南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚集[M].北京:科学出版社,1997:1-510.
- [2] 龚再升,李思田.南海北部大陆边缘盆地油气成藏动力学研究[M].北京:科学出版社,2004:1-339.
- [3] 龚再升.中国近海大油气田[M].北京:石油工业出版社,1997:1-223.
- [4] 龚再升.中国近海含油气盆地新构造运动和油气成藏[J].石油与天然气地质,2004,25(2):133-138.
- [5] 陈长民,施和生,许仕策,等.珠江口盆地(东部)第三系油气藏形成条件[M].北京:科学出版社,2003:1-266.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] 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气源分析[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(4): 456-459.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 马文宏, 何家雄, 姚永坚, 等. 南海北部边缘盆地第三系沉积及主要烃源岩发育特征[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1): 41-48.
- [18] 何家雄, 施小斌, 阎贫, 等. 南海北部边缘盆地油气地质特征与勘探方向[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(2): 129-135.
- [19] 何家雄, 李明兴, 黄保家. 莺歌海盆地北部斜坡带油气苗分布与油气勘探前景剖析[J]. 天然气地球科学, 2000, 11(2): 1-9.
- [20] 何家雄, 陈红莲, 陈刚, 等. 莺歌海盆地泥底辟带天然气成藏条件及近期勘探方向[J]. 中国海上油气, 1995, 9(3): 157-163.
- [21] 何家雄, 李明兴, 陈伟煌, 等. 莺歌海盆地热流体上侵活动与天然气运聚富集关系探讨[J]. 天然气地球科学, 2000, 11(6): 29-43.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] 何家雄, 夏斌, 孙东山, 等. 南海北部琼东南盆地油气成藏组合及运聚规律与勘探方向分析[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 53-58.
- [25] 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及方向[J]. 石油学报, 2006, 27(4): 12-18.
- [26] 何士斌, 张功成, 米立军, 等. 南海北部大陆边缘盆地深水区储层类型及沉积演化[J]. 石油学报, 2007, 5(28): 51-56.
- [27] 柳保军, 申俊, 庞雄, 等. 珠江口盆地白云凹陷珠海组浅海三角洲沉积环境 [J]. 石油学报, 2007, 2(28): 49-56.
- [28] 彭大钧, 庞雄, 陈长民, 等. 从浅水陆架走向深水陆坡—南海深水扇系统的研究[J]. 沉积学报, 2005, 23(1): 1-11.
- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] 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.
- [33] 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.
- [34] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74: 1-12.

Early Forecast and Evaluation on Petroleum Accumulation Conditions in Deep Basin in Northern Continental Margin of the South China Sea

HE Jia-xiong¹, CHEN Shen-hong², MA Wen-hong³, LUAN Xi-wu⁴, XU Rui-song¹

(1. Key laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China; 2. Shenzhen Company, CNOOC, Guangzhou 510240, China;

3. Zhanjiang Company, CNOOC, Zhanjiang 524057, China; 4. Institute of Oceanology,

Chinese Academy of Sciences, Qingdao 226071, China)

Abstract: The structures of the basin in the northern continental margin of South China Sea are similar to the graben basins in east China which have double or three layers. Basic geological conditions for migration and accumulation mode of the deep marine basin are similar to the shallow ones, but the basin has deeper sags and rifts, bigger deposits and infillings, developed source rocks, and good source-reservoir-caprock associations. This paper focuses on the early forecast and evaluation on source rocks in deep basin and analyzes the oil and gas resource potential. For the lack of geological information, this paper used geological and geochemical characteristics of the source rocks in the shallow-water and the evaluation parameters as source of references to interpret the sequence stratigraphic profiles across the deep water and research their geology and geophysics.

Key words: Deep basin in northern of South China Sea; Regional geologic conditions; Conditions for oil and gas accumulation; Source rocks characteristics; Forecast and evaluation.