

巴西桑托斯盆地含油气系统划分与评价

邓超¹, 白国平¹, 仲米虹², 邹建红³, 刘君兰⁴, 张明辉¹

(1 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室; 2 中海石油气电集团有限责任公司技术研发中心)

(3 中国石油冀东油田公司南堡油田; 4 中国石油华北油田公司勘探开发研究院)

摘要 巴西桑托斯盆地深水区白垩系—新生界的油气绝大部分分布于圣保罗高地,其次分布于盆地陆坡坳陷区。盆地的下白垩统区域性蒸发岩盖层为盐下油气藏的形成提供了保证。根据盆地的构造格局以及烃源岩、储集层和油气分布的特征,划分出两个含油气系统:下白垩统含油气系统和上白垩统含油气系统,下白垩统含油气系统还可划分为盐下和盐上两个成藏组合。划定了含油气系统在盆地中的分布范围。认为圣保罗高地下白垩统盐下 Guaratiba 群湖相碳酸盐岩层系最有勘探潜力,盆地北部和中部的上白垩统土伦阶 Ilhabela 段油积岩和新生界 Marambaia 组内油积岩储层具有较大的勘探潜力,西南部下白垩统盐上 Guaraja 组海相碳酸盐岩储层亦有一定的勘探潜力。

关键词 桑托斯盆地; 白垩系; 含油气系统; 油气成藏; 油气分布规律; 油气勘探潜力

中图分类号: TE122.3⁴

文献标识码: A

1 概况

桑托斯盆地是巴西的重要油气产地。近年来,盆地内的深水区盐下勘探取得的重大突破包括最大的油田如Lula油田(以前称为Tupi油田)(可采油当量 $11.35 \times 10^8 \text{ m}^3$)、Franco油田(可采油当量 $10.3 \times 10^8 \text{ m}^3$)和Libra油田(可采油当量 $9.27 \times 10^8 \text{ m}^3$)^[1]。截至2012年2月,桑托斯盆地内发现油气田67个,探明和控制石油(包括凝析油)储量 $47.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气储量 $1.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1]。在已发现的这些油气田中,可采储量大于 $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 油当量的大型油气田有11个,其中有7个分布于圣保罗高地,另外2个分布于北部坳陷区,2个分布于陆坡区(图1)。区域上,桑托斯盆地内已发现的油气储量绝大部分分布于圣保罗高地,这得益于它周围有大面积提供充足油源的生烃坳陷和高地中有以优质湖相碳酸盐岩为主的储层。

许多学者曾对桑托斯盆地的油气成藏条件进行了较为详细的研究,并对油气分布规律以及盐上和盐下各自的成藏特征形成了一定的认识^[2-5],但是对盆地的含油气系统方面仍缺乏整体的研究。本文采

用含油气系统研究方法,在详细分析成藏条件的基础上,对已发现的油气田进行含油气系统划分和评价,并分析各含油气系统的勘探潜力,进而预测了有利区。通过这样的含油气系统分析,旨在为下一步油气勘探方向提供参考。

2 构造沉积特征

桑托斯盆地为典型的被动陆缘盆地,经历了裂前、同裂谷、过渡和被动陆缘4个构造演化阶段^[6]。与之相对应,整个盆地发育了前白垩系基底、下白垩统欧特里夫阶—下阿普特阶火山岩和湖相碎屑岩、中—上阿普特阶湖相碳酸盐岩(由介壳石灰岩和叠层石组成)和蒸发岩(由硬石膏和盐岩组成),以及下白垩统阿尔布阶海相碳酸盐岩和上白垩统赛诺曼阶—新生界海相碎屑岩和碳酸盐岩(图2)。区域上,北东向的基底断层控制了盆地内的构造走向。垂直构造走向,由西向东依次为陆架区、陆坡区和圣保罗高地,它们沿北东向呈条带状分布(图1),在剖面上则形成了“两隆夹一坳”的构造格局。这种隆坳相间的构造从根本上控制了盆地内油气的形成和分布。

收稿日期: 2013-02-23; 改回日期: 2013-06-30

本文受国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”之“海相碳酸盐岩层系大中型油气田分布规律及勘探评价”课题(项目编号: 2011ZX05005-001-010HZ)资助

邓超: 1987年生,硕士。2009年获吉林大学学士学位,2012年获中国石油大学(北京)硕士学位,现任中国石油大学(北京)助理理。主要从事油气地质、资源评价和含油气盆地分析研究工作。通讯地址: 102249 北京市昌平区; E-mail: dc19870926@163.com

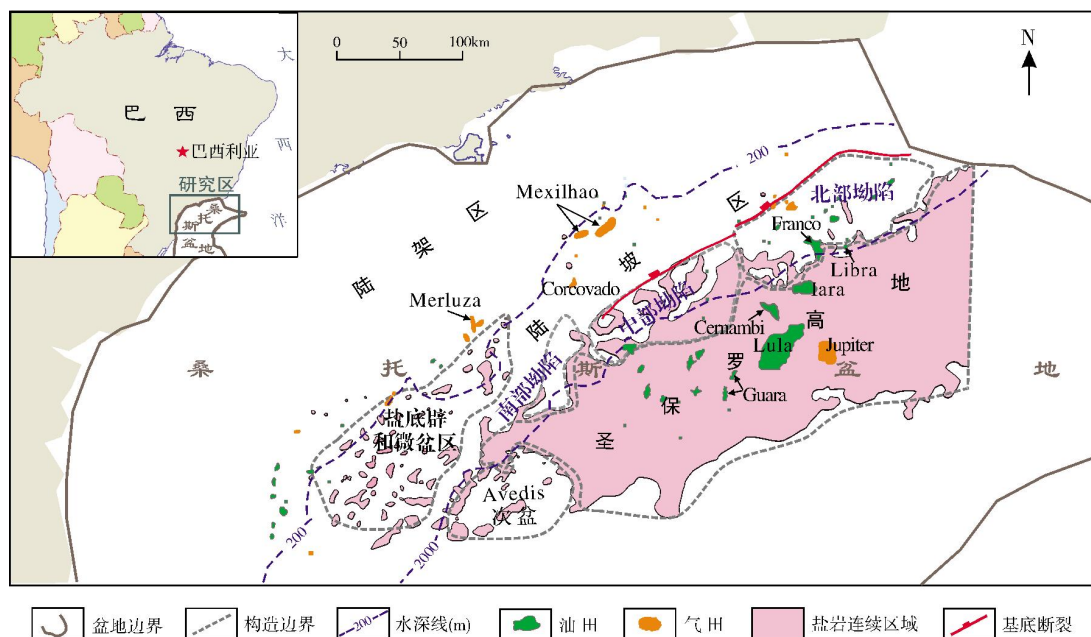


图 1 桑托斯盆地油气田分布图

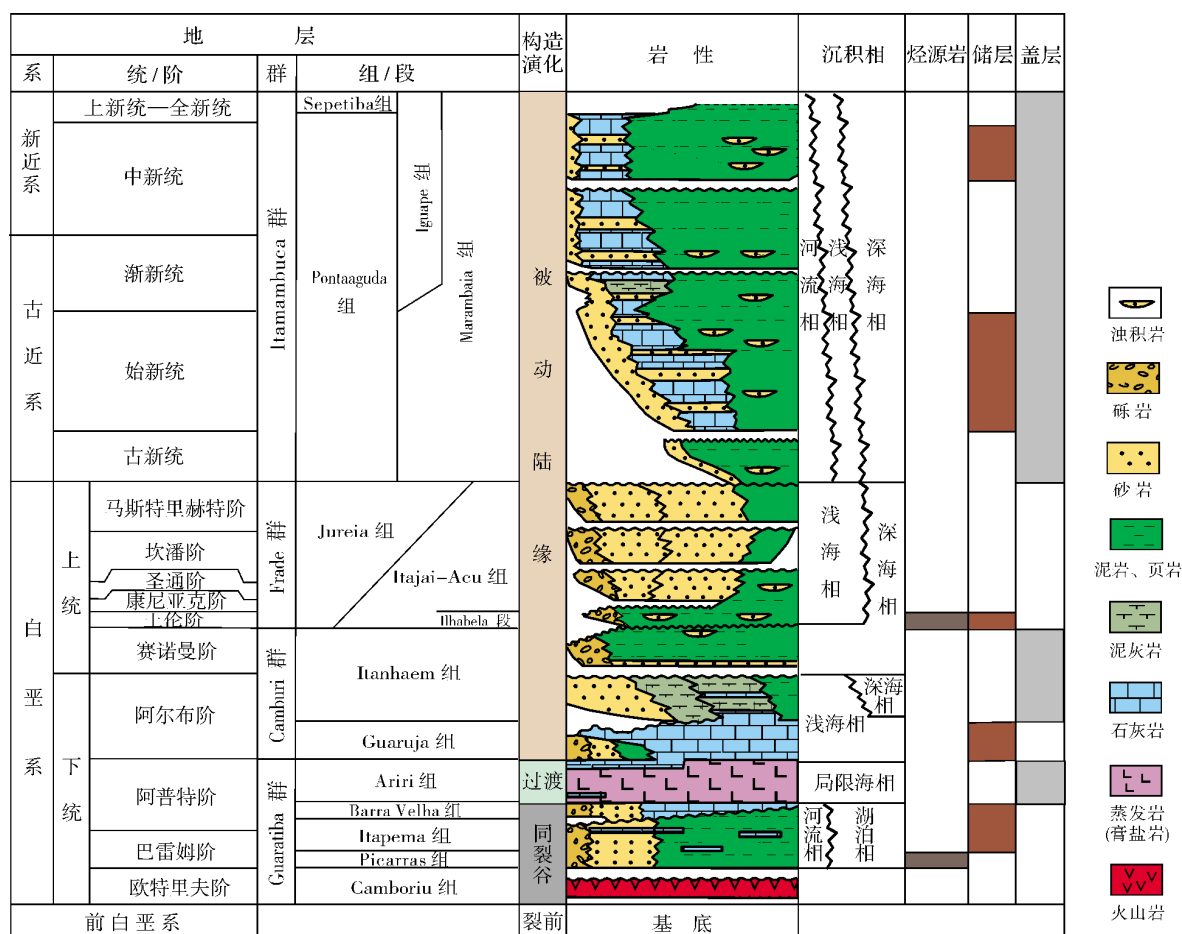


图 2 桑托斯盆地地层综合柱状图(据文献[1]修改)

3 油气成藏条件

3.1 烃源岩特征

桑托斯盆地以下白垩统阿普特阶Ariri组蒸发岩作为分隔层,主要存在盐下和盐上两套烃源岩层:分别为下白垩统Guaratiba群湖相暗色页岩和上白垩统Frade群Itajai-Acu组深海相页岩(图2)。其中盐下的Guaratiba群烃源岩是盆地中最重要的油气来源。

3.1.1 下白垩统Guaratiba群湖相暗色页岩

Guaratiba群的沉积时代为欧特里夫期—阿普特期,其中的下白垩统巴雷姆阶Picarras组湖相暗色页岩是桑托斯盆地的主力烃源岩,也是一套非常优质的生油岩(图2)。岩性主要为暗色页岩,夹有碳酸盐岩,厚度为100~300 m,沉积于同裂谷期湖相环境。有机质丰度较高,有机碳含量(TOC)平均为2%~6%,最高达到9%。干酪根类型主要为I型,有机质成分由藻类和细菌类的高脂物质组成,富含有机质的层位平均含有90%的无定形有机质^[7]。烃源岩成熟度因地而异。这套盐下烃源岩在陆架区埋深达7~8 km,已处于过成熟阶段;而据Joyes等人^[8]的盆地模拟实验结果,在陆坡区,这套盐下烃源岩的成熟度目前处于未成熟—过成熟阶段。

3.1.2 上白垩统Itajai-Acu组深海相黑色页岩

Itajai-Acu组的沉积时代为土伦期—马斯特里赫特期。土伦期的广泛缺氧事件导致桑托斯盆地发育了一套深海相黑色页岩^[9]。该黑色页岩沉积于海侵期的深海环境,富含有机质,是桑托斯盆地盐上层系中的主要烃源岩。这套烃源岩主要存在于Itajai-Acu组的底部(图2),有机碳含量为1%~2.5%;干酪根类型为II—III混合型,有机质由无定型组分和腐殖型组分组成,以生油为主,但也可生气。其分布范围主要在盆地的中部拗陷、南部拗陷、或Avedis次盆中,而北部拗陷中沉积的烃源岩因在晚土伦期遭受剥蚀而缺失。在陆架区,赛诺曼阶—土伦阶层序的顶部烃源岩的 R_o 为0.5%~0.8%;在水深较大的陆坡区,烃源岩仍处于主力生油窗阶段;在圣保罗高地上却未达到生油窗^[9]。

3.2 储集层特征

桑托斯盆地内已发现的油气分布于下白垩

统一新生界的多套储集层中,包括下白垩统Guaratiba群湖相碳酸盐岩、上白垩统Ilhabela段深海相浊积砂岩、新生界Marambaia组内的浊积砂岩和下白垩统Guaruja组浅海相颗粒石灰岩。除了Guaratiba群湖相碳酸盐岩为盐下储集层外,其余的都为盐上储集层。

3.2.1 下白垩统Guaratiba群湖相碳酸盐岩

Guaratiba群中的碳酸盐岩是桑托斯盆地最重要的储集层,盆地内已发现的11个大型油气田都是以这套盐下碳酸盐岩为储集层,它们的总可采储量超过了 $50.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 油当量^[1],其中包括盆地内最大油田——Lula油田、Franco油田和Libra油田等。该碳酸盐岩储集层发育于下白垩统巴雷姆阶—阿普特阶Itapema组和Barra Velha组中(图2)。Itapema组的岩性为介壳石灰岩,沉积于湖相环境,含有大量的贝壳类化石(以斧足类和瓣鳃类为主),含量可高达95%;Barra Velha组的岩性为叠层石灰岩,发育于超咸水环境,表明此时海水开始入侵,水体盐度明显增加。根据最新测井资料,储集层的孔隙度为10%~11%^[10]。平面上,介壳石灰岩和叠层石灰岩主要分布于圣保罗高地上,因为同裂谷期圣保罗高地离物源远,并且水体较浅,有利于碳酸盐岩台地的发育。

3.2.2 上白垩统Ilhabela段深海相浊积砂岩

土伦阶Ilhabela段浊积砂岩储层分布于Itajai-Acu组的底部,与该组深海相黑色页岩为同时代沉积(图2),并且是桑托斯盆地内第二重要的储集层,亦是盆地内最大气田——Mexilhao气田(图1)的储集层(气田的天然气可采储量达 $2297.6 \times 10^8 \text{ m}^3$)。Ilhabela段浊积岩储集层由细—粗粒碎屑、分选中—差的块状砂岩组成,在Merluza气田中,4 700 m埋深处砂岩的平均孔隙度为21%,4 900 m埋深处的平均孔隙度为16%^[10];储集层的原生孔隙保存较好,对应两个埋深的平均渗透率分别为 $15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,厚度均可达60 m。受陆上物源供应的影响,该套储层主要分布于盆地的中部和北部;盆地西南部因缺乏碎屑物质的供应而以沉积泥岩为主。

3.2.3 新生界Marambaia组内的深海相浊积岩

Marambaia组为一套厚层的深海相泥页岩夹浊

积砂岩沉积,横向上渐变为Iguape组浅海相碳酸盐岩台地沉积,沉积时代跨整个新生代(图2)。储集层段为被页岩和泥岩包裹的浊积砂岩。始新统层段中发育了浊积岩,但是仅分布于陆坡区的上部,砂体规模较小,因此储量规模亦较小。但是,中新统的浊积砂岩可能延伸至陆坡区的较深处,特别是在盆地深水区存在的浊积砂岩复合体,可能是重要的储层。

3.2.4 下白垩统Guaruja组浅海相颗粒石灰岩

下白垩统阿尔布阶Guaruja组(图2)浅海相碳酸盐岩储层由鲕粒石灰岩和核形石颗粒石灰岩组成,沉积于浅滩环境,平面上主要分布于盆地的中部和西南部。储集层在垂向上的非均质性比较强,储集层的平均厚度为30 m。这套储层中发现的油气储量有限,仅分布在盆地的西南部。

4 含油气系统的划分与评价

桑托斯盆地发育了下白垩统和上白垩统两套烃源岩。根据从源岩到圈闭的系统论原则,可将桑托斯盆地划分为两个含油气系统:下白垩统含油气系统和上白垩统含油气系统。现以生烃灶为中心,结合已发现的油气藏和钻井资料,来确定含油气系统的最大范围。

4.1 下白垩统含油气系统

下白垩统含油气系统是桑托斯盆地内最重要的含油气系统,其源岩为早白垩世同裂谷期沉积的Guaratiba群湖相页岩,储集层为下白垩统Guaratiba群湖相碳酸盐岩、下白垩统阿尔布阶Guaruja组碳酸盐岩和上白垩统土伦阶Ilhabela段浊积岩,盖层包括阿普特阶Ariri组区域性蒸发岩、阿尔布阶—塞诺曼阶Itanhaem组泥灰岩和土伦阶—马斯特里赫特阶Itajai-Acu组页岩(图3)。

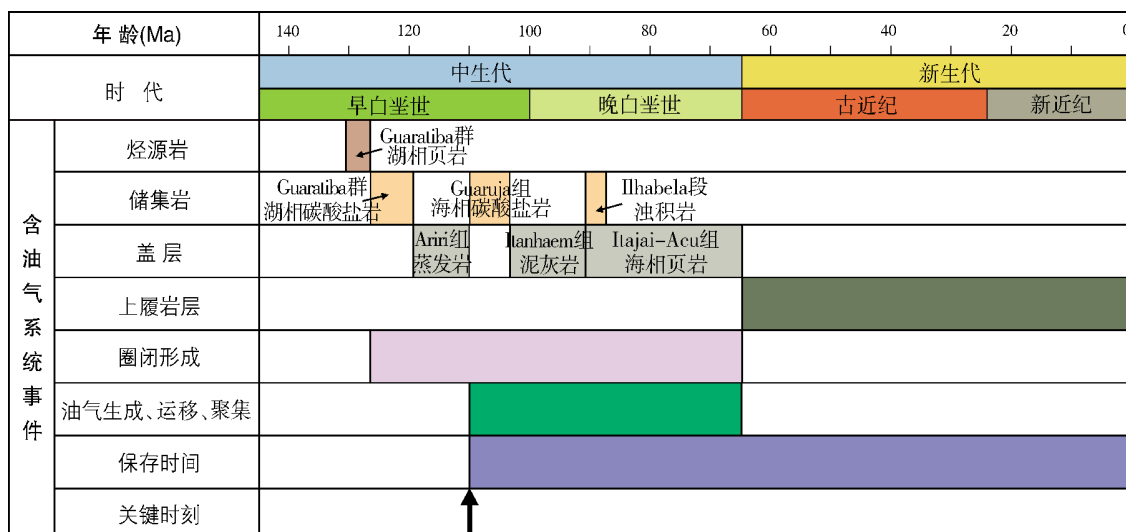


图3 桑托斯盆地下白垩统含油气系统事件

烃源岩于早白垩世阿尔布期开始生油,可能从晚白垩世的早期就已经进入过成熟阶段,现仍处于过成熟期。油气生成期从阿尔布期一直持续到晚白垩统土伦期。由于生烃灶主要分布于北部拗陷、中部拗陷、南部拗陷、盐底辟和微盆区以及Avedis次盆中(图4),由它们生成的油气分别向陆架区和圣保罗高地发生运移。但不同的是,陆架区发现的油气主要分布于盐上层系,而圣保罗高地上发现的油气主要分布于盐下层系(图2,图4)。

因此可以根据已发现的油气与蒸发岩的关系,

将下白垩统含油气系统划分为两个成藏组合:盐下成藏组合和盐上成藏组合。

盐下成藏组合 分布于盆地东南部的圣保罗高地,该区的成藏条件及其配置关系非常优越,并且是桑托斯盆地中最有利的成藏组合。因圣保罗高地紧邻拗陷中的生烃灶(图4),油源充足;储集层为Guaratiba群湖相碳酸盐岩,碳酸盐岩储集性能保存较好,特别是构造高点部位,发育了储集性能好的介壳灰岩和叠层石;另外蒸发岩作为区域性盖层,分布比较连续,封闭性非常好。油气主要沿着渗透性岩层

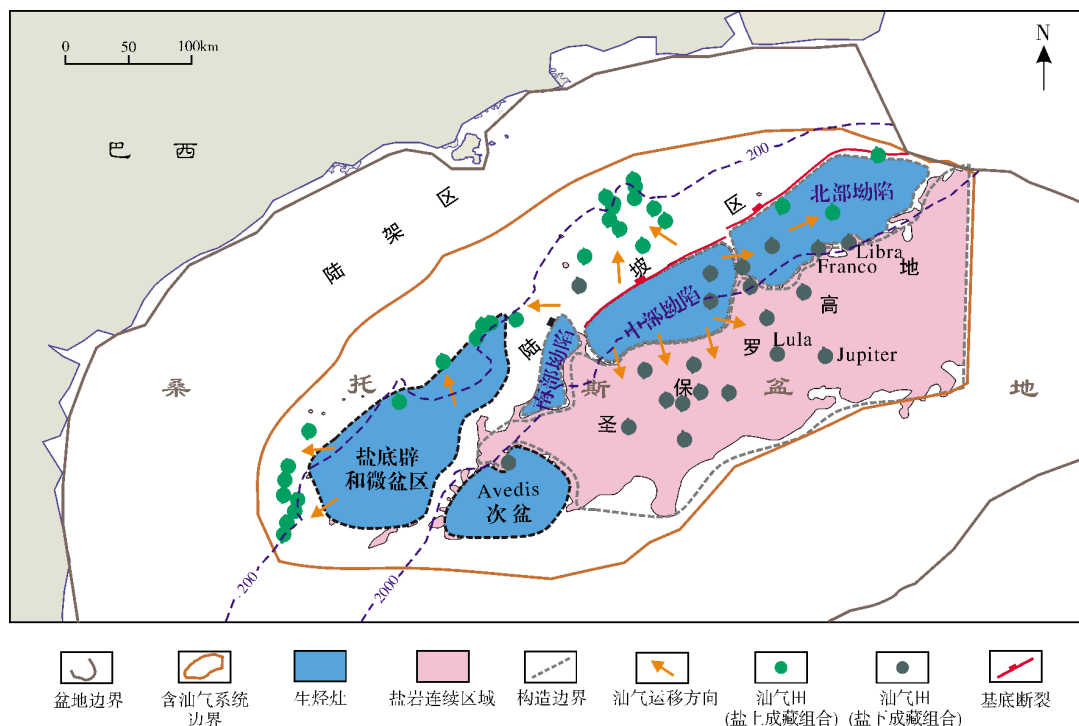


图4 桑托斯盆地地下白垩统烃源岩分布及含油气系统分布图

侧向运移至地层—构造圈闭中聚集成藏。因此圣保罗高地盐下碳酸盐岩储层是桑托斯盆地最有利的油气富集区。

盐上成藏组合 主要分布于盆地的陆坡区,离生烃灶也很近(图4),油源也比较充足;储集层为Guaruja组碳酸盐岩和Ilhabela段浊积岩;盖层为Itanhaem组泥灰岩和Itajai-Acu组页岩,但缺乏区域性盖层。油气必须沿着切割蒸发岩的断层或盐窗,垂向运移至盐上层系中^[11]。由于盐上断层受盐岩活动的影响,它们在晚白垩世—古近纪期间可能发生了多次的重新活动^[12],会造成断层重新开启,从而使得早先聚集的油气藏发生溢散和破坏。因此该成藏组合中的油气藏规模不是很大,即便油气被保存下来,也只是代表它们未被构造活动完全破坏。因此陆坡区的成藏条件不如圣保罗高地的理想。

4.2 上白垩统含油气系统

上白垩统含油气系统是桑托斯盆地内第二重要的含油气系统。烃源岩为上白垩统土伦阶—马斯特里赫特阶Itajai-Acu组深海相黑色页岩,储集层为土伦阶Ilhabela段浊积岩和新生界Marambaia组内的浊积岩,盖层为Itajai-Acu组页岩和Marambaia组

页岩(图5)。

油气的生成始于中新世,一直持续至今,生油高峰发生于晚中新世,生成的油气可能沿着断层运移至上覆的上白垩统—新生界浊积岩储集层中。这套含油气系统的油气主要分布于盆地的东北部(图6),西南部仅有少量油气发现。原因在于盆地东北部发育了较好的浊积岩储层,而盆地西南部砂岩储层不发育。

需要指出的是,上白垩统含油气系统的油气潜力有限,因为其源岩的成熟度相对较低。然而,在陆坡区,随着埋深的增加,油气潜力也随之增大,但其中存在的风险则是有效储集层是否发育。

4.3 含油气系统评价

下白垩统含油气系统比上白垩统含油气系统具备更加优异的成藏条件,这主要体现在下白垩统含油气系统发育了更优质的烃源岩和盖层条件。优质的烃源岩为盐下圈闭提供了充足的油气来源,而且一套区域性蒸发岩盖层将这些油气封堵在盐下层系中,为油气在盐下富集成藏提供了保障。圈闭的形成时间均早于油气运移高峰,也保证了油气藏未被破坏。而上白垩统含油气系统的

年 龄(Ma)		140	120	100	80	60	40	20	0	
时 代		中生代					新生代			
		早白垩世		晚白垩世			古近纪		新近纪	
含 油 气 系 统 事 件	烃源岩	Itajai-Açu组 海相页岩			Marambaia 组					
	储集岩	Ilhabela段 油积岩					始新统油积岩	中新统油积岩	渐新统油积岩	
	盖 层				Itajai-Açu组 海相页岩		Marambaia组 页 岩			
	圈闭形成									
	上覆岩层									
	油气生成、运移、聚集									
	保存时间									
	关键时刻									

图5 桑托斯盆地上白垩统含油气系统事件

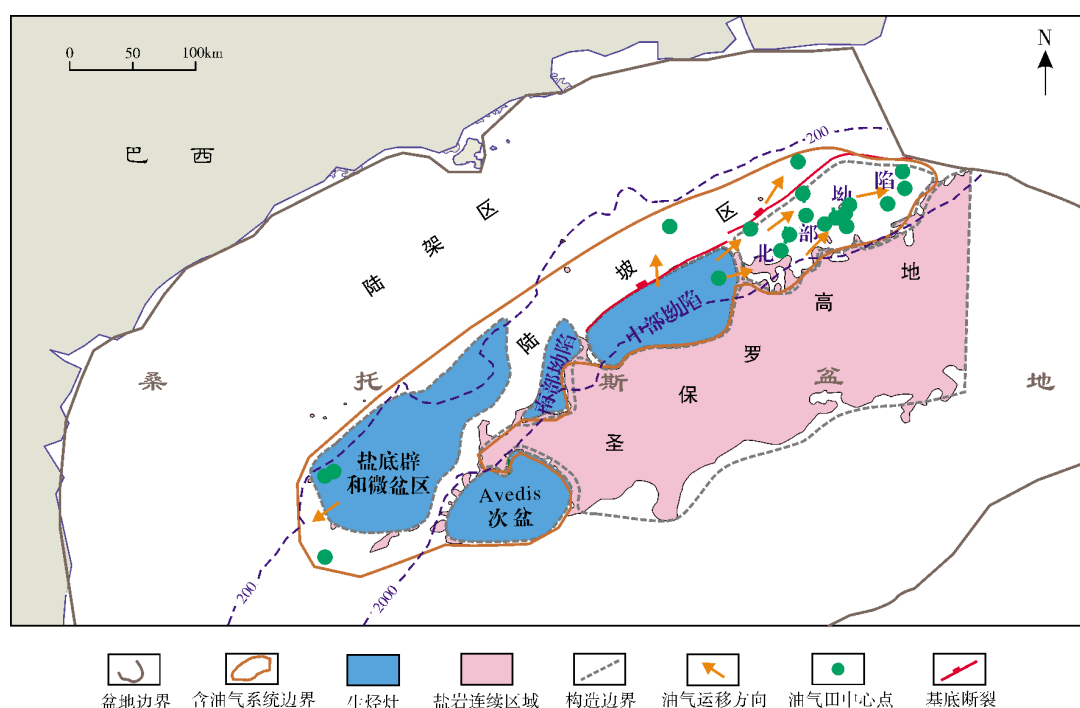


图6 桑托斯盆地上白垩统烃源岩分布及含油气系统分布图

烃源岩成熟度较低,导致了油气丰富程度较低。因此,盆地中的下白垩统含油气系统最为重要。

两大含油气系统的成藏条件差异,在已发现油气的储量分布上获得了证实。

下白垩统含油气系统占主导地位,占油气总储量的90.6%。其中由Guaratiba群组成的盐下成藏组合的油气储量占油气总储量的80.4%,而由Guarujá组和Ilhabela段组成的盐上成藏组合的油气

储量仅占油气总储量的10.2%(表1)。上白垩统含油气系统发现的油气储量有限,仅占油气总储量的9.4%(表1)。

就储层而言,下白垩统Guaratiba群碳酸盐岩是最重要的储集层,其次是上白垩统土伦阶Ilhabela段和新生界Marambaia组内浊积岩,再其次是下白垩统阿尔布阶碳酸盐岩,这些储层中的油气储量分别占盆地油气储量的80.4%、15.7%、2.0%和1.9%(表1)。

表1 桑托斯盆地油气储量的层系分布

含油气系统	储层	生油条件	盖层条件(等级)	圈闭形成时间	时间匹配关系	占总储量比例(%)	
上白垩统含油气系统	新生界Marambaia组内浊积岩	中等	层内页岩(中等)	始新世	好	2.0	9.4
	上白垩统Ilhabela段浊积岩	中等	层内页岩(中等)	晚白垩世	好	7.4	
下白垩统含油气系统	上白垩统Ilhabela段浊积岩	好	层内页岩(中等)	晚白垩世	好	8.3	90.6
	下白垩统Guarujá组海相碳酸盐岩	好	层内页岩(中等)	晚白垩世	好	1.9	
	下白垩统Guaratiba群湖相碳酸盐岩	好	区域蒸发岩(好)	早白垩世	好	80.4	

5 油气分布主控因素

5.1 碳酸盐岩储层和古高地控制了盐下油气的分布

下白垩统含油气系统的油气绝大部分富集于盐下的碳酸盐岩储集层中。上覆盐岩作为一套区域性盖层将油气封堵在盐岩之下,因此盐下层系油气的分布主要受碳酸盐岩储集层的控制。而在圣保罗高地,它在早阿普特期离大西洋两岸较远,陆源碎屑供给较少,且古隆起地形为发育碳酸盐岩台地提供了基础(往往在相对较高的部位沉积介壳灰岩和叠层石灰岩),加之其上覆了连续性蒸发岩盖层,因此圣保罗高地为盐下最为有利的油气聚集区^[10]。

5.2 浊积砂岩储层和垂向运移通道控制了盐上油气的分布

盐上层系的油气绝大部分富集于上白垩统和始新统浊积岩的储集层之中,可以说,浊积岩储层是盐上层系油气分布的主要控制因素之一。此外,由于盐上层系中的油气是由盐下垂直向上运移的,其油气成藏模式为下生上储式,因此油气的垂向运移通道亦被认为是控制油气分布的一个主控因素。

6 有利区预测

近年来,有着重大发现的盐下层系仍是桑托斯盆地今后有利的勘探领域,寻找盐下的构造高地仍将是首要目标,因此圣保罗高地的盐下层系依然是今后勘探的重点方向。

盐上浊积岩是另一个值得关注的领域。有利的

盐上浊积岩勘探区位于不连续分布的盐岩区域,盐窗和盐焊接的发育使得盐下烃源岩生成的油气运移至盐上层系聚集成藏。

另外,在盆地西南部,上白垩统碳酸盐岩比较发育,上白垩统烃源岩也已经开始成熟,具有一定的勘探潜力,但由于勘探程度较低,故此区也可以作为次级勘探有利区。

7 结论

(1) 桑托斯盆地可划分为下白垩统和上白垩统两个含油气系统。

(2) 下白垩统含油气系统的油气主要储集于盐下湖相碳酸盐岩中,上白垩统含油气系统的油气则主要储集于上白垩统浊积砂岩和新生界浊积砂岩中。

(3) 圣保罗高地的盐下湖相碳酸盐岩储层勘探潜力最大,仍然是未来勘探的重点。盐上浊积砂岩储层有较大勘探潜力,主要分布在盆地的中部和北部。盐上海相碳酸盐岩亦有一定勘探潜力,但仅局限于盆地西南部。

参考文献

- [1] IHS Energy Group. International petroleum exploration and production database[DB]. IHS Energy Group, 2012.
- [2] 刘深艳,胡孝林,李进波. 巴西桑托斯盆地盐下大发现及其勘探意义[J]. 中国石油勘探, 2011, 10(4): 74-81.
- [3] 何娟,何登发,李顺利,等. 南大西洋被动大陆边缘盆地大油气田形成条件与分布规律——以巴西桑托斯盆地为例[J]. 中国石油勘探, 2011, 10(3): 57-67.
- [4] 蒋春雷,王春修,崔早云. 桑托斯盆地盐下成藏条件与成藏规律研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(6): 346-350.
- [5] 梁英波,张光亚,刘祚冬,等. 巴西坎普斯—桑托斯盆地油气差异富集规律[J]. 海洋地质前沿, 2011, 27(12): 55-62.
- [6] 白国平,秦养珍. 南美洲含油气盆地和油气分布综述[J]. 现

- 代地质, 2010, 24(6):1102-1111.
- [7] MELLO M R, TRINIDADE L A F, RANGEL A V O, et al. Comparative geochemical characterization of Latin American oils derived from Devonian to Miocene source rocks: A biological marker and isotope approach[C]. Bucaramanga, Colombia: 4th Latin American Congress on Organic Geochemistry, Extended Abstracts, 1994:109-112.
 - [8] JOYES R, LEU W. Brazilian basins: Deepwater exploration opportunities[R]. Petroconsultants Non-Exclusive Report, 1998.
 - [9] MELLO M R, TELNAES N, MAXWELL J R. The hydrocarbon source potential in the Brazilian marginal basin: A geochemical and paleoenvironmental assessment[C]//HUC A Y. Paleogeography, paleoclimate and source rocks: AAPG Studies in Geology, Tulsa, AAPG, 1995, 40:233-272.
 - [10] SOMBRA C L, ARIENTI L M, PEREIRA M J, et al. Parameters controlling porosity and permeability in clastic reservoirs of the Merluza Deep Field, Santos Basin, Brazil [J]. Boletim de Geociencias da PETROBRAS, 1990, 4(4):451-466.
 - [11] 陶崇智, 邓超, 白国平, 等. 巴西坎波斯盆地和桑托斯盆地油气分布差异及主控因素研究[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2013, 43(6): 1753-1761.
 - [12] GARCIA S F, LETOUZEY J, RUDKIEWICZ J, et al. Structural modeling based on sequential restoration of gravitational salt deformation in the Santos Basin (Brazil) [J]. Marine and Petroleum Geology, 2012, 35(1):337-353.

编辑: 赵国宪

Division and Evaluation of Petroleum Systems in the Santos Basin, Brazil

Deng Chao, Bai Guoping, Zhong Mihong, Zou Jianhong,
Liu Junlan, Zhang Minghui

Abstract: Most of the Cretaceous and Cenozoic deep-water oil and gas fields are distributed in Sao Paulo High, and others in depressions in the slope, Santos Basin. The development of regional Lower Cretaceous evaporite seal ensures the entrapment of hydrocarbon in the sub-salt sequence. Based on studies on the structural framework of the basin and the features of source rocks, reservoirs and hydrocarbon distribution, the Santos Basin is divided into two petroleum systems, the Lower Cretaceous one and the Upper Cretaceous one. The Lower Cretaceous petroleum system can be further divided into the post-salt and pre-salt plays. Subsequently the extent of petroleum systems is delimited. It is suggested that the pre-salt lacustrine carbonate rock in Lower Cretaceous Guaratiba Group on the Sao Paulo High is of the greatest exploration potential. The turbidite of Turonian Ilhabela Member and the turbidite within Cenozoic Marambaia Formation in the northern and central parts of the basin rank the second, and the marine carbonate rock of Lower Cretaceous Guaraja Formation in the southwestern part of the basin is also a certain exploration potential.

Key words: Santos Basin; Cretaceous; Petroleum system; Hydrocarbon accumulation; Oil and gas distribution; Exploration potential

Deng Chao: male, MSc., Research Assistant in China University of Petroleum at Beijing, Add: State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Changping, Beijing, 102249, China