

文章编号:1009-2722(2011)12-0055-08

巴西坎普斯—桑托斯盆地油气 差异富集规律

梁英波,张光亚,刘祚冬,温志新,汪永华,宋成鹏

(中国石油勘探开发研究院全球资源与战略研究所,北京 100083)

摘要:据 IHS 全球能源数据库(2010)统计,坎普斯—桑托斯盆地贡献了巴西 83% 的油气储量和 62% 的油气产量。坎普斯—桑托斯盆地位于巴西东南部沿海,属于中生界裂谷盆地基础上叠合形成的大西洋型被动大陆边缘盆地。两盆地地理位置相邻,具有相似的构造演化历史和油气地质条件,但油气富集规律呈明显的差异。其中,坎普斯盆地油气主要富集于上白垩—中新统浊积砂岩储层,以重油为主;桑托斯盆地油气主要富集于下白垩统碳酸盐岩储层,以中质油、轻质油和天然气为主。通过对盆地基底结构、油气田分布、流体性质、成藏要素和成藏组合差异分析,认为盐岩是区域油气出现差异富集的主要原因,基底结构和漂移期沉积地层发育则控制了盆地盐岩形变和分布。

关键词:巴西;坎普斯盆地;桑托斯盆地;差异富集;盐岩形变

中图分类号:TE 122 文献标识码:A

巴西深水是全球四大深水富油气区之一,主要由圣埃斯皮里图、坎普斯和桑托斯 3 个盆地组成^[1-3],简称大坎普斯盆地。其中,坎普斯和桑托斯盆地油气资源最为丰富。据 IHS 全球能源数据库统计,截至 2010 年底,两盆地累计探明石油储量 671 亿桶,天然气储量 1.63 万亿 m³;发现油田 133 个,气田 21 个;累计油气生产仅约 80 亿桶油当量,采出率约 12%,未来增产潜力巨大。

巨型油气田(>5 亿桶油气当量)是盆地油气储量的主要来源。根据 IHS(2011)数据库资料统计,自 1984 年坎普斯盆地发现首个巨型油田 Albacora 油田以来,截至 2010 年底,两盆地合计发

现巨型油气田 26 个(表 1)。其中,坎普斯盆地发现 14 个巨型油田,油气储量合计 177 亿桶;桑托斯盆地发现 12 个巨型油气田,油气储量合计 314 亿桶。坎普斯盆地近 25 年来,巨型油气田不断获得发现,发现水深在 1 000~2 000 m 之间,以油田为主。桑托斯盆地巨型油气田主要发现于 2006—2010 年,油气田水深多在 2 000 m 以上,石油和天然气均比较丰富。桑托斯盆地油气田储量规模明显大于坎普斯盆地,巨型油气田差异预示两盆地存在不同的油气地质条件和油气富集规律,对两盆地油气地质特征和油气差异富集规律的研究对盆地油气资源潜力认识和资源评价具有重要意义。

收稿日期:2011-11-16

基金项目:国家重大专项“国家大型油气田与煤层气开发项目”(2008ZX05028);国家专项“全球油气地质综合研究与区域优选——南美东部油气地质综合评价与区域优选”(GT-YQ-QQ-2008-5-17)

作者简介:梁英波(1980—),男,工程师,主要从事全球含油气盆地分析和资源评价工作。E-mail:liangyingbo@petrochina.com.cn

1 区域地质特征

坎普斯—桑托斯盆地起源于冈瓦纳超级大陆南美和非洲板块的解体,主要经历裂谷和被动大陆边缘 2 个阶段^[4-6],盆地主体处于南美薄陆壳断裂转换带上(图 1)。其中,裂谷阶段包括白垩

表 1 巴西坎普斯—桑托斯盆地巨型油气田 (>5 亿桶)

Table 1 Giant oil and gas fields in Campos and Santos Basins, Brazil

盆地	油田	类型	年份	水深/m	石油储量 / 亿桶	天然气储量 / 亿 m ³
坎普斯盆地	Baleia Azul	油田	2003	1 426	5.40	172.63
	Baleia Franca	油田	2003	1 464	5.00	169.80
	Pirambu	油田	2002	1 426	5.00	56.60
	Cachalote	油田	2002	1 478	4.30	119.99
	Jubarte	油田	2001	1 245	17.10	608.45
	Papa Terra	油田	1998	1 226	5.00	0.28
	Roncador	油田	1996	1 900	29.00	463.27
	Peregrino	油田	1994	131	5.00	22.64
	Barracuda	油田	1989	1 160	8.07	89.41
	Marlim Sul	油田	1987	1 912	28.85	378.03
桑托斯盆地	Marlim Leste	油田	1987	1 260	7.00	66.51
	Albacora Leste	油田	1986	2 000	5.65	99.90
	Marlim	油田	1985	853	26.80	336.20
	Albacora	油田	1984	1 000	8.79	228.89
	Libra	油田	2010	>2 000	50	1 415.00
	Franco	油田	2010	>2 000	45.00	1 273.50
	Iracema	油田	2009	2 210	5.00	0.00
	Corcovado	气田	2009	800	2.44	1 386.70
	Jupiter	气田	2008	2 187	14.80	4 811.00
	Iara	油田	2008	2 230	30.00	849.00
Guara	油田	2008	2 141	13.50	382.05	
Tupi	油田	2006	2 126	55.25	1 698.00	
1-RJS-581-RJS	油田	2002	1 514	7.30	42.45	
Mexilhao	气田	2001	529	1.79	1 379.44	
Atlanta	油田	2001	1 557	5.00	35.09	
1-RJS-559B-RJS	油田	2001	1 549	6.50	36.79	

纪早期纽康姆—阿普特早期陆内裂谷和中晚阿普特陆间裂谷 2 个阶段,该阶段主要以陆相沉积为主。被动大陆边缘阶段始于阿尔布期至今,包括早期海侵和晚期海退 2 个阶段,以海相沉积为主^[7](图 2)。

坎普斯和桑托斯盆地均属于典型的南大西洋型被动大陆边缘盆地,盆地基底为中生界火山岩,沉积地层可以分为 3 套巨层序^[7]。

(1)非海相裂谷巨层序

非海相裂谷巨层序对应于陆内裂谷阶段,主要包括前裂谷和同裂谷沉积,前裂谷为火山岩和粗粒火山碎屑岩。同裂谷主要为纽康姆期湖泊和

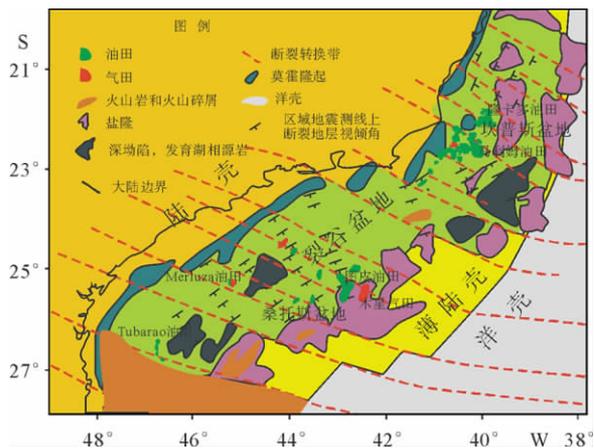


图 1 坎普斯和桑托斯盆地位置和构造格架 (据文献[8]修改)

Fig. 1 Location and structure patterns of Campos and Santos Basins (modified from reference [8])

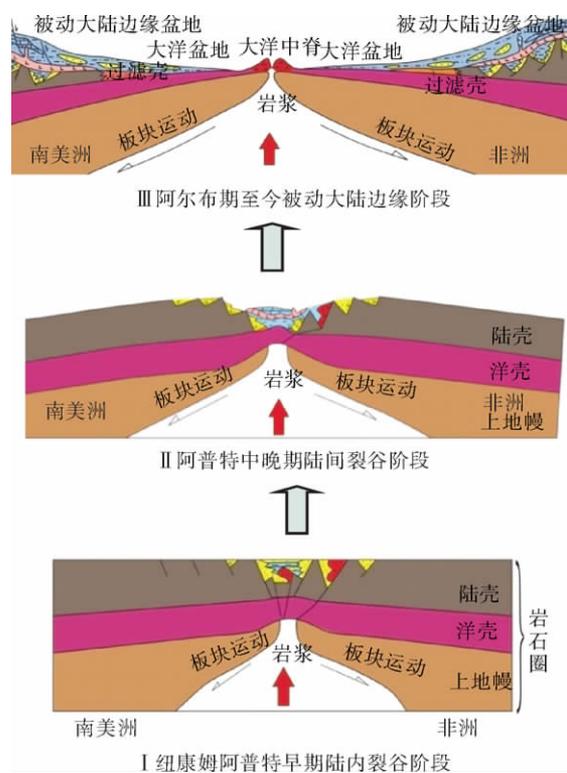


图 2 南大西洋型被动大陆边缘盆地构造演化 Fig. 2 Tectonic evolution phases of South Atlantic-type passive margin basins

河流三角洲沉积,在坎普斯盆地和桑托斯盆地同期沉积地层分别为拉格菲(Lagoa Feia)组和瓜拉蒂巴(Guaratiba)组。由于该阶段盆地处于干旱的热带环境,裂谷湖盆生物繁盛,盐度较高。高盐

缺氧环境有利于有机质保存,在层序上部沉积了有机质含量高、类型好的页岩,该页岩是盆地主力源岩。非海相巨层序以“前阿拉戈斯(Pre-Alargos)”区域不整合面与上覆过渡相巨层序分开。

(2) 过渡相巨层序

过渡相巨层序对应于陆间裂谷阶段,代表阿普特中晚期构造运动相对平静阶段。该阶段盆地处于裂谷和漂移的转换阶段,又称转换期。过渡相巨层序可以分为下部陆源层序和上部蒸发盐层序。陆源层序代表盆地北部物源区再次活化发育的一次重要充填沉积,主要为砂岩和砾岩沉积。蒸发岩层序表明南大西洋开启之前,非洲和南美中部发育了一个张性阿普特蒸发盐盆地,主要为盐岩和膏岩沉积。

(3) 海相巨层序

海相巨层序对应于被动大陆边缘阶段,代表盆地处于漂移热沉降期,包括漂移早期和晚期 2 个次级阶段。

漂移早期指阿尔布—晚赛诺曼期或早土仑期,也称为前海洋阶段,以超盐度和缺氧环境为主。主要沉积了阿尔布阶浅海碳酸盐岩、晚赛诺曼或土仑期泥灰岩和黑色页岩。黑色页岩沉积于缺氧环境,有机质含量高,是盆地次要的烃源岩。

漂移晚期指晚土仑后沉积,包括深水海洋和浅水海洋 2 个次级层序。深水海洋层序指晚土仑—早古新世沉积,主要由页岩和海底扇砂岩组成。深水海洋层序中浊积岩沉积时伴随着连续的盐运动和断裂作用,沉积在较宽的断槽中发生,通常具有较好的渗透率和孔隙度,是盆地重要的储集层。浅水海洋沉积自始新世—全新世,西部高能陆棚环境为砂岩沉积、东部低能环境下为页岩沉积,海平面高水位期陆架坡折处浅滩处见碳酸盐岩沉积。

2 油气地质特征及差异

2.1 盆地结构及差异

坎普斯盆地现今构造形态为“三隆二坳”,而桑托斯盆地现今构造形态为“两隆夹一坳”,现今的构造形态受控于基底形态(图 3),基底结构控制着盆地的构造沉积格架,间接控制了盆地生储

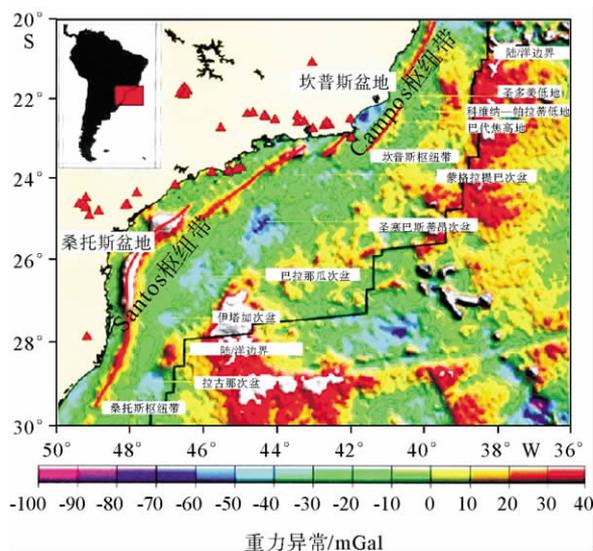


图 3 坎普斯盆地和桑托斯盆地区域重力异常(据文献[8])

Fig. 3 Regional gravity anomaly of Campos and Santos Basins (from reference [8])

盖成藏要素的形成和发育以及后期油气的生成聚集。

坎普斯盆地面积较小,盆内隆坳相间,生成的油气更易于运移至邻近的隆起聚集。桑托斯盆地中心为坳陷次盆,生成的油气主要向两侧隆起区运移,油气藏的分布和坎普斯盆地具有一定差异(图 1)。

2.2 构造沉积演化及差异

板块在拉张的过程中,由于拉张模式的不同,共轭边缘发育的大陆架宽度也不同。由于应力模式分为简单剪切模式和纯剪切模式^[9,10]。简单剪切模式下,上板块对应宽大陆架,而下板块对应窄大陆架;纯剪切模式控制的分离为对称模式,分离板块有可能两侧都出现宽大陆架,也有可能出现窄大陆架。因此,拉张有可能形成宽—宽共轭、宽—窄共轭以及窄—窄共轭边缘。桑托斯盆地受控于简单剪切模式,出现宽—窄共轭边缘,桑托斯盆地位于宽陆架一侧(图 4)。坎普斯盆地则受控于纯剪切模式,尽管也为宽—宽共轭边缘,但陆架宽度明显要小于桑托斯盆地宽—窄模式,陆架的宽窄控制了盆地油气资源的潜力。

沉积物源和盆地格架控制了盆地沉积地层发育。晚白垩世以来,坎普斯和桑托斯盆地缺少大

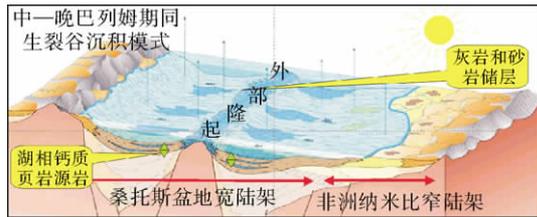


图4 桑托斯盆地同裂谷沉积模式(据文献[14])

Fig. 4 Syn-rift sedimentary pattern of Santos Basin (from reference [14])

型河流物源供给,漂移期沉积地层厚度较薄,仅为西非同期沉积的 $1/2 \sim 1/3$ 。两盆地均属于中低进积速率供给盐盆,盐构造以盐焊接、盐底辟和盐枕为主。

由于区域最大的南帕拉伊巴河位于坎普斯盆地北部,河流带来相对充足的物源供应^[11-13],坎普斯盆地可容空间相对较小,导致盆地进积速率较高(图4),河流带来浊积砂岩储层可在全盆地广泛分布。由于上覆沉积物不均匀压实,造成阿普特盐岩发生强烈形变,盆地东部盐焊接、盐底辟等盐构造广泛发育,连续盐岩沉积面积较小,盐下生成的油气可通过盐焊接盐窗向上运移至盐上储集层。河流以及海平面上升形成的浊积岩成为盐上油气主要储集层。

桑托斯盆地周围没有大型河流,物源输入主要依靠近陆巴西地盾沉积物短距离搬运^[13],依次向海推进(图5),缺少大型河流提供的细粒沉积

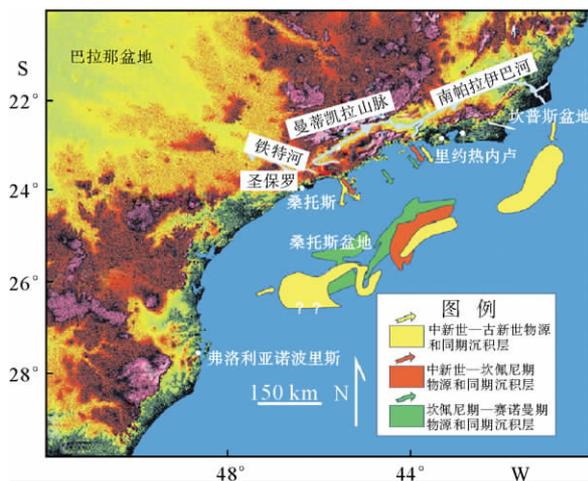


图5 坎普斯—桑托斯盆地晚白垩—中新世古沉积模式(据文献[11])

Fig. 5 Depositional pattern of Campos and Santos Basins during Late Cretaceous-Miocene period (from reference [11])

物,盆地进积速率较低^[15]。另外,桑托斯盆地陆架宽广,沉积可容空间大,沉积物主要在盆地周缘隆起和外部隆起之间的坳陷聚集。坳陷区盐岩上覆沉积物的不均匀压实,挤压盐岩向外部隆起聚集,外部隆起盐岩厚达2000 m,盐岩连续大面积分布,盐焊接和盐窗区仅在盆地东部相对较小的面积发育。

2.3 成藏要素及差异

坎普斯和桑托斯盆地沉积巨层序相似,但盆地生储盖组合却存在明显差异(图6)。

坎普斯和桑托斯盆地均发育裂谷期湖相烃源岩,由于湖盆大小不同造成两盆地烃源岩分布范围存在差异。两盆地湖相烃源岩均富含有机质,TOC的平均含量在 $2\% \sim 6\%$ 之间,以I型为主。桑托斯盆地古湖盆更宽,预示着盆地更大的油气资源潜力。除湖相烃源岩外,坎普斯和桑托斯盆地还发育赛诺曼—土仑期海相烃源岩,由于埋深较浅,成熟度较低,这套烃源岩在坎普斯盆地未进入生油窗内,仅在桑托斯盆地深坳陷区达到生油气条件,潜力有限。

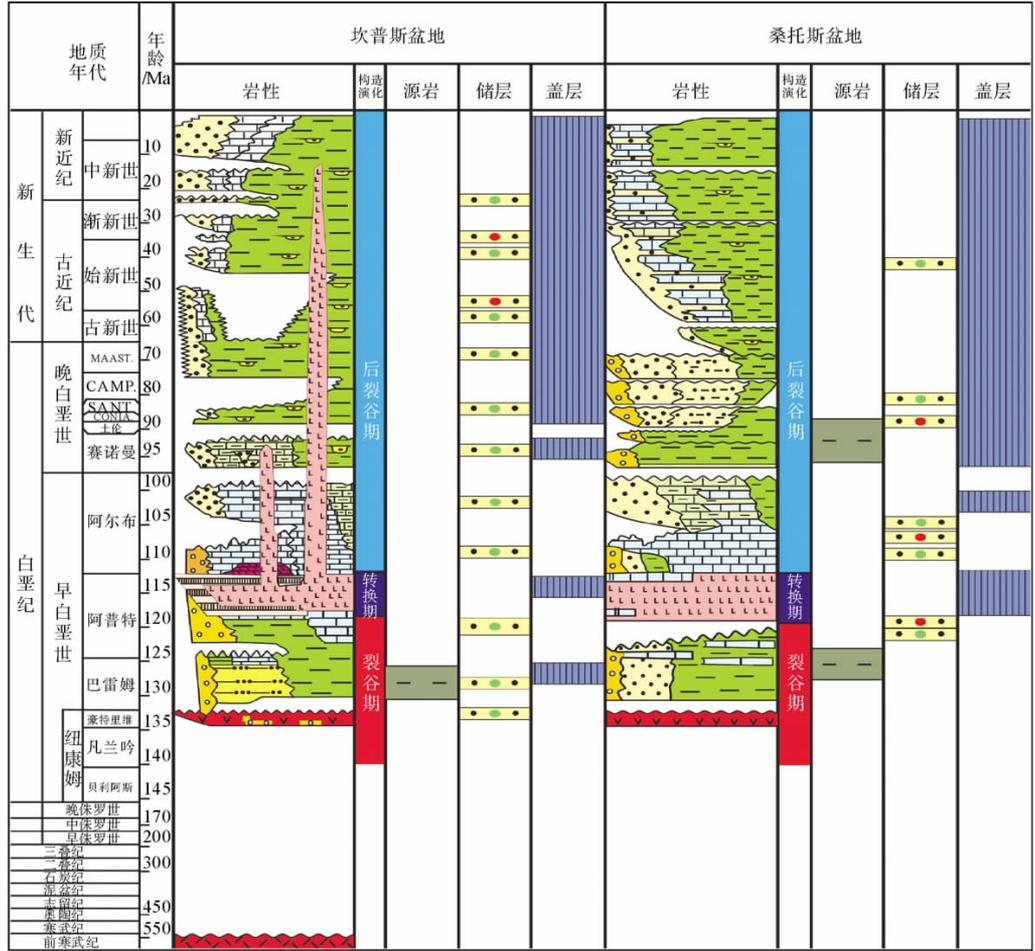
坎普斯盆地和桑托斯盆地主力储集存在明显差异,坎普斯盆地以阿普特盐上白垩—中新统卡普巴斯(Carapebus)组浊积砂岩为主,浊积砂岩贡献了坎普斯盆地83%的油气储量。而桑托斯盆地则以盐下瓜拉蒂巴(Guaratiba)组湖相介壳灰岩为主,介壳灰岩储集层贡献了桑托斯盆地74%的油气储量。

坎普斯盆地和桑托斯盆地均发育阿普特盐岩盖层和古近系—新近系页岩盖层,由于两者储集层的差别,两盆地的主力盖层也不同。坎普斯盆地盐上油气藏主要受古近系和新近系页岩盖层封盖,桑托斯盆地盐下油气藏主要受阿普特盐封盖。

受限于盆地构造和储层类型,坎普斯和桑托斯盆地圈闭类型差异明显。坎普斯盆地以地层—构造复合圈闭为主,发育盐构造圈闭。桑托斯盆地盐下油气田是盆地的主力,盐下油气藏主要分布于基底隆起的斜坡部位介壳灰岩储层中^[17]。

2.4 成藏模式及差异

成藏要素导致两盆地成藏组合和成藏模式存在巨大差异。两盆地均发育盐上和盐下2套成藏



图例
 凝灰岩 火山岩 变质岩 盐岩 砾岩 砂岩 粉砂质泥岩 泥页岩 灰岩 泥灰岩 灰质泥岩 气储层 油储层

图 6 坎普斯和桑托斯盆地综合柱状剖面(据文献[16]修改)

Fig. 6 Stratigraphic chart of Campos and Santos Basins (modified from reference [16])

组合(图 7),坎普斯盆地以盐上成藏组合为主,桑托斯盆地以盐下成藏组合为主。坎普斯盆地油气来自裂谷期拉格菲组湖相烃源岩,油气经断层和不整合面向上运移,通过盐焊接区盐窗运移至盐上,再通过断层或砂体向储层运移。桑托斯盆地拉格菲组同期沉积地层瓜拉蒂巴组生成的油气经盐岩封盖,难以通过盐窗向上运移,主要聚集在盐下隆起区周缘斜坡优质的介壳灰岩储层中。

2.5 盐岩分布及差异

坎普斯和桑托斯两盆地以广泛分布的盐岩为主要特征,盐岩形成类型相同,受上覆沉积物不均匀压实发生形变,导致盐岩在纵向和平面上具有较大差异。纵向上,桑托斯盆地盐岩厚度较大,

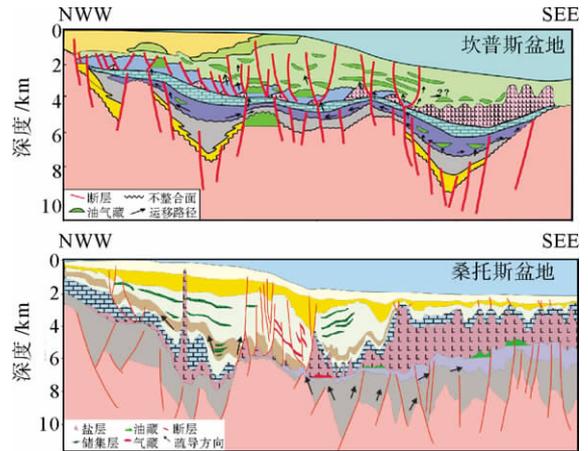


图 7 坎普斯和桑托斯盆地油气成藏剖面

Fig. 7 Oil and gas accumulation profiles of Campos and Santos Basins

圣保罗地台盐岩厚度超过 2 000 m; 平面上, 盐岩可以分为 4 个区带(图 8), 分别为盐焊接和盐窗区、伸展背景的盐枕发育区、伸展背景的盐底辟发育区、挤压背景盐底辟发育区。坎普斯盆地盐焊接和盐窗区面积大, 盐岩形变作用大; 桑托斯盆地连续盐岩分布广泛, 盐窗和盐焊接区相对较小。

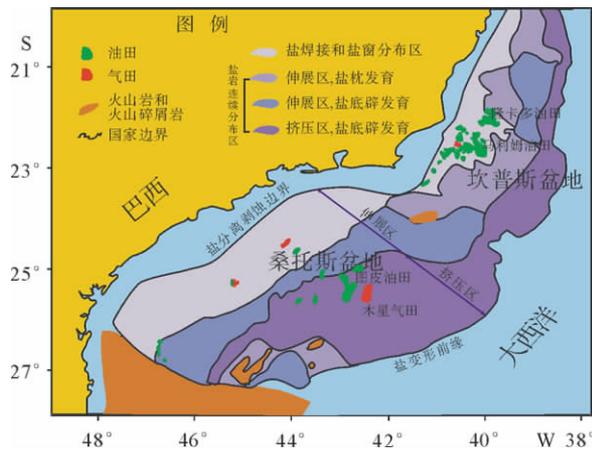


图 8 坎普斯和桑托斯盆地油气田和盐岩平面分布(据文献[8]修改)

Fig. 8 Distributions of oil and gas fields and salt of Campos and Santos Basins (modified from reference [8])

3 油气差异富集规律及原因分析

3.1 油气藏流体差异富集及原因分析

3.1.1 差异富集特征

由于成藏要素的巨大差异, 坎普斯和桑托斯盆地油气藏流体类型也呈现巨大差异。坎普斯盆地以重油和重质油为主, 桑托斯盆地则以中质油、轻质油和天然气为主(图 9)。

3.1.2 原因分析

不同流体油气在坎普斯和桑托斯盆地出现差异富集, 烃源岩成熟度差异是原因之一。坎普斯盆地天然气仅富集在盆地西部深拗陷东缘, 拗陷内拉格菲组湖相烃源岩已进入生气窗内, 以生成天然气为主。西部拗陷相比东部拗陷埋藏更深, 但是由于上覆厚层的盐岩具有热传导率低的特点, 导致烃源岩推迟成熟, 西部周缘反而以气顶油田为主。桑托斯盆地烃源岩埋深远高于坎普斯盆地, 同样由于致密盐岩保护, 延迟进入生气阶段。

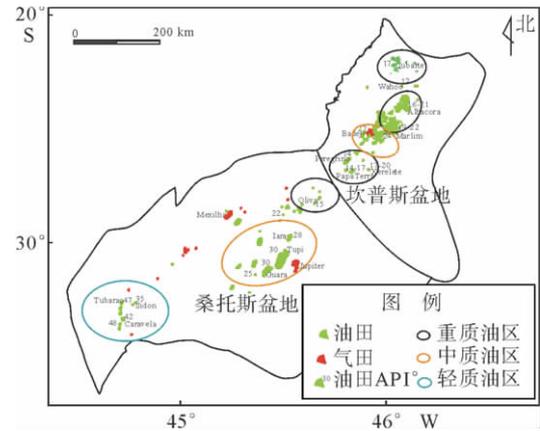


图 9 坎普斯和桑托斯盆地油气田和石油重度分布

Fig. 9 Distributions map of API and oil zones of Campos and Santos Basins

盐下油气向上运移, 运移过程中易受浊积砂岩中富氧水洗以及浅部细菌作用, 轻质组份散失, 油质变重, API 值降低, 坎普斯盆地原油色谱呈现明显生物降解特征。桑托斯盆地油气藏埋藏深, 主要为致密盐岩盖层, 油气保存条件好, 主要富集了中质油、轻质油和天然气。

3.2 油气藏差异富集及原因分析

3.2.1 差异富集特征

坎普斯盆地油气田主要分布在盆地中央隆起带盐上层系中, 桑托斯盆地则主要富集在外部隆起区盐下地层中。平面上, 坎普斯盆地油气藏主要分布在盐焊接和盐窗分布区^[18], 桑托斯盆地则主要分布在连续盐岩分布区的挤压盐底辟发育区。

3.2.2 原因分析

坎普斯和桑托斯盆地油气藏在纵向上和平面上的差异富集和盐岩的形变具有密切关系, 不同类型盐岩的形态和分布控制了油气的运移和聚集。连续盐岩区, 盐岩封盖盐下油气, 促使油气在盐下储集层聚集。盐焊接和盐窗区, 油气可通过盐窗向上运移, 在盐上储集层聚集, 坎普斯盆地广泛发育的浊积砂岩为运移至盐上油气提供了良好的储集空间, 形成了盐上油气成藏组合。盐岩的致密性使盐下油气更好地保存起来, 在盐下大量聚集, 易于形成巨型和超巨型油气藏。盐上油气藏油气富集, 除受储层砂体规模和盖层封闭性制

约外,还受盐运动形成断层等影响。另外,通地表断层和砂体易带来富氧水和活跃的细菌,导致油质变坏,重度降低。

4 结论

(1)巴西近海坎普斯和桑托斯盆地具有相似的构造和沉积演化阶段,但由于盆地形态、构造沉积演化特征、成藏要素、成藏模式和盐岩形变等的差异,导致两盆地呈现油气差异富集规律。主要表现为坎普斯盆地以盐上浊积砂岩储层为主,富重油和重质油;桑托斯盆地以盐下湖相介壳灰岩储层为主,富中质油、轻油和天然气。

(2)重油、轻油和天然气的差异富集主要和烃源岩成熟度、盐岩对烃源岩成熟的抑制以及富氧水和细菌的破坏有关。

(3)盐岩形变和分布差异是坎普斯和桑托斯盆地油气差异富集的主要原因,桑托斯盆地大面积分布的连续盐岩是优质盖层,封盖盐下烃源岩生成的油气在盐下储集层中富集。两盆地盐窗区,盐下烃源岩生成的油气缺少封盖,垂向或侧向向上运移,在盐上储集层中聚集,形成“盐上盐下”2套成藏组合。

参考文献:

- [1] Henry S P, Paul W. Worldwide deepwater exploration and production: past, present, and future [J]. *The Leading Edge*, 2002, 21(4): 371-376.
- [2] 吕福亮, 贺训云, 武金云, 等. 全球深水油气勘探简论[J]. *海相油气地质*, 2000, 11(4): 22-28.
- [3] 吕福亮, 贺训云, 武金云, 等. 世界深水油气勘探现状、发展趋势及对我国深水勘探的启示[J]. *中国石油勘探*, 2007(6): 28-31.
- [4] Cainelli C, Mohriak W U. General evolution of the eastern Brazilian continental margin [J]. *The Leading Edge*, 1999, 18: 800-805.
- [5] 朱佛宏. 巴西大陆边缘含油气盆地特征[J]. *海洋石油*, 2002(4): 74-79.
- [6] 袁圣强. 南大西洋深水盆地的构造沉积演化及含油气系统[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(2): 70-75.
- [7] Edwards J D, Santogrossi P A. Divergent/Passive Margin Basins[M]. AAPG memoir, 1990, 48: 1-252.
- [8] Meisling K E, Cobbold P R, Mount V S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil [J]. *AAPG Bulletin*, 2001, 85: 1 903-1 924.
- [9] Dickson W G, Fryklund B E, Odegard M E, et al. Constraints for plate reconstruction using gravity data-implications for source and reservoir distribution in Brazilian and West African margin basins[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2003, 20(3/4): 309-322.
- [10] Versfelt J W. South Atlantic margin rift basin asymmetry and implications for pre-salt exploration[C]//*Proceedings of AAPG International Petroleum Technology Conference*, 7-9 December 2009, Doha, Qatar, 2010. doi:10.2523/13833-MS
- [11] Cobbold P R, Meisling K E, Mount V S. Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil[J]. *AAPG Bulletin*, 2001, 85: 1 925-1 944.
- [12] 刘立, 曹林, 徐志开. 深水浊积体系的成因类型[J]. *世界地质*, 1995, 14(4): 8-12.
- [13] Peres W E. 陆架供给的浊积系模式及其在巴西坎普斯盆地渐新世沉积中的应用[J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 85(4): 1 903-1 924.
- [14] Gibbs P B, Brush E R, Fiduk J C. The distribution of syn-rift and transition stage source rocks in time and space on the conjugate central/southern Brazilian and West African margins[C]//*HGS & PESGB Second International Symposium: Africa: New Plays-New perspectives*. Houston, 2003.
- [15] 薄启亮. 海外石油勘探开发技术与实践[M]. 北京:石油工业出版社, 2010: 87-120.
- [16] Bertani R T, Carozzi A V. Lagoa Feia Foemation (Lower Cretaceous), Campos basin, offshore Brazil: rift valley stage lacustrine carbonate reservoirs-1[J]. *Journal of Petroleum Geology*, 1985, 8(1): 37-58.
- [17] Mohriak W U, Macedo J M, Castellani R T, et al. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil [M]//*Jackson M P A, Roberts D G, Snelson S. Salt Tectonics: A Global Perspective*. AAPG Memoir 65, 1995: 273-304.
- [18] 马中振, 谢寅符, 耿长波, 等. 巴西坎波斯(Campos)盆地石油地质特征与勘探有利区分析[J]. *吉林大学学报*, 2011, 41(5): 1 389-1 396.

HYDROCARBON ENRICHMENT IN THE CAMPOS AND SANTOS BASINS IN BRAZIL

LIANG Yingbo, ZHANG Guangya, LIU Zuodong,
WEN Zhixin, WANG Yonghua, SONG Chengpeng

(Department of Global Resources and Strategy Research, Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: The Campos and Santos basins are considered as the most important oil industrial base of Brazil. The two basins as a whole are one of the four major regions around the world rich in deepwater hydrocarbon. According to the statistics by the IHS Global Energy database (2010), The Campos and Santos basins contributed 83% of the oil and gas reserves and 62% of the oil and gas production in Brazil. The two basins are located along the southeast coast of Brazil, both belonging to Atlantic-type passive marginal basins superimposed on the Mesozoic rift basins. They are next to each other, have experienced similar tectonic evolutionary history and under similar petroleum geological conditions. However, the hydrocarbon accumulation pattern of the two basins are obviously different. In the Campos Basin, oil and gas primarily accumulated in the Upper Cretaceous-Miocene turbidite sandstone reservoirs characterized by heavy crude oil, while in the Santos Basin, hydrocarbon is mainly found in the Lower Cretaceous carbonate reservoir characterized by intermediate oil, light oil and natural gas. We made careful study on the two basins in this paper with special attention to the difference of basement structure, oil and gas fields distribution pattern, fluid properties, accumulation elements and plays. Our results show that spatial differentiation of oil and gas distribution owes its origin to salt layer. And the basement structure and sedimentary sequence formed in the drifting period contributed a lot to the deformation and distribution of salt layer.

Key words: Brazil offshore; Campos Basin; Santos Basin; hydrocarbon differential enrichment; salt deformation