

孙旭东, 郑求根, 郭兴伟, 等. 巴西桑托斯盆地构造演化与油气勘探前景[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(2): 37-45.

巴西桑托斯盆地构造演化与油气勘探前景

孙旭东^{1,2}, 郑求根^{2*}, 郭兴伟¹, 温珍河¹, 张训华¹, 王锦洲², 栗杰², 李子渊³

(1 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071; 2 中国地质大学(北京) 海洋学院, 北京 100083;

3 中国石油西南油气田分公司, 成都 610000)

摘要: 位于巴西东岸的南大西洋被动大陆边缘盆地——桑托斯盆地是我国海外油气勘探的重要区块。通过地震资料分析, 结合叠合盆地演化原理以及南大西洋演化历程, 将桑托斯盆地的构造演化阶段划分为前裂谷期、裂谷期、过渡期、漂移期 4 个阶段, 对应克拉通、裂谷、坳陷、被动大陆边缘 4 类原型盆地。原型盆地的时空匹配关系为桑托斯盆地形成超大型的含油气系统提供了极为理想的构造条件。结合前人的研究成果对盆地“生储盖”组合分析, 得出桑托斯油气富集成藏的规律, 即“厚盐区盐下富集; 薄盐区盐上富集”。通过对盆地构造史以及所得的地震资料分析, 认为在目前重视不足的盐下东部坳陷地区存在厚层优质的湖相烃源岩, 烃类沿着基底大断裂以及不整合面运移, 被过渡期蒸发盐岩所阻挡, 形成以构造-地层复合圈闭和地层不整合遮挡圈闭为主的油气藏。

关键词: 桑托斯盆地; 共轭盆地; 油气成藏; 东部坳陷区块

中图分类号: P618.13; P744.4

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2020.039

0 引言

海洋油气资源约占全球石油资源的 34%。据美国地质调查局(USGS)评估, 世界(不含美国)海洋待发现石油资源量(含凝析油)为 548×10^8 t, 待发现天然气数量在 78.5×10^{12} m³, 分别占世界待发现石油资源量的 47% 和 46%, 其中超深水领域、环北极深水盆地群、滨西太平洋低勘探程度深水盆地群区域、深层盐下是未来海洋油气勘探的趋势^[1]。

位于巴西圣卡塔琳娜州(Santa Catarina)和圣保罗州(Sa Paulo)海域之间的桑托斯盆地集“超水深”和“盐下”于一身, 与未来油气勘探的方向一致, 前人已经做了大量的研究工作。在西部隆起带、中央坳陷带、东部隆起带上发现数个程度不一的油气田,

例如, 2006 年发现图皮(Tupi)大油气田, 2008 年发现亚拉(Iara)、朱庇特(Jupiter)巨型油气田, 2010 年发现利布拉(Libra)油田, 更加引起世界油气公司的关注^[2]。但由于各种原因(比如水深过深、开采成本过高等因素), 在水深较深的东部坳陷地区未公布有油气田发现。因此, 了解盆地构造演化史, 寻求油气富集规律, 指明油气聚集的有利区块显得极为重要。本文通过对桑托斯盆地已有地震剖面的分析、区域构造演化史的研究, 结合前人研究成果, 总结盆地油气成藏规律, 认为在重视不足的东部坳陷地区极有可能存在一定规模的油气藏。

1 区域地质概况

1.1 区域地质概况

桑托斯盆地位于南大西洋巴西东南海域, 呈 NE—SW 走向, 面积 3.52×10^5 km², 最大水深超过 4 000 m。北部以卡布弗里奥(Cabo Frio)高地与坎波斯(Campos)盆地相临, 南部以佛洛里亚诺波利斯(Florianopolis)高地、圣保罗(Sao Paulo)背斜和夏尔科(Charcot)海底山为界^[3]。东西方向上, 受控盆断层的影响依次发育西部坳陷带、西部隆起带、中

收稿日期: 2020-04-17

资助项目: “十三五”国家科技重大专项(2016ZX05033-001-001); 国家自然科学基金(41776081, 91958210); 中国地质调查局地质调查项目(DD20190429, DD20190365, DD 20190377)

作者简介: 孙旭东(1994—), 在读硕士, 主要从事海洋地质构造方面的研究工作。E-mail: Sunxudong_work@163.com

* 通讯作者: 郑求根(1964—), 博士, 副教授, 主要从事石油地质勘探研究工作。E-mail: 2006012017@cugb.edu.cn

央拗陷带、东部隆起带、东部拗陷带 5 个 NE 向的构造带,在垂直走向的剖面上呈现“三拗两隆”的构造格架^[4-5];从南北方向上看,盆地受 NW 方向上深

入基底的走滑断裂控制,呈现南北分块的特性,因而,桑托斯盆地呈“东西分带、南北分块”的“斜向棋盘”格局^[6](图 1)。

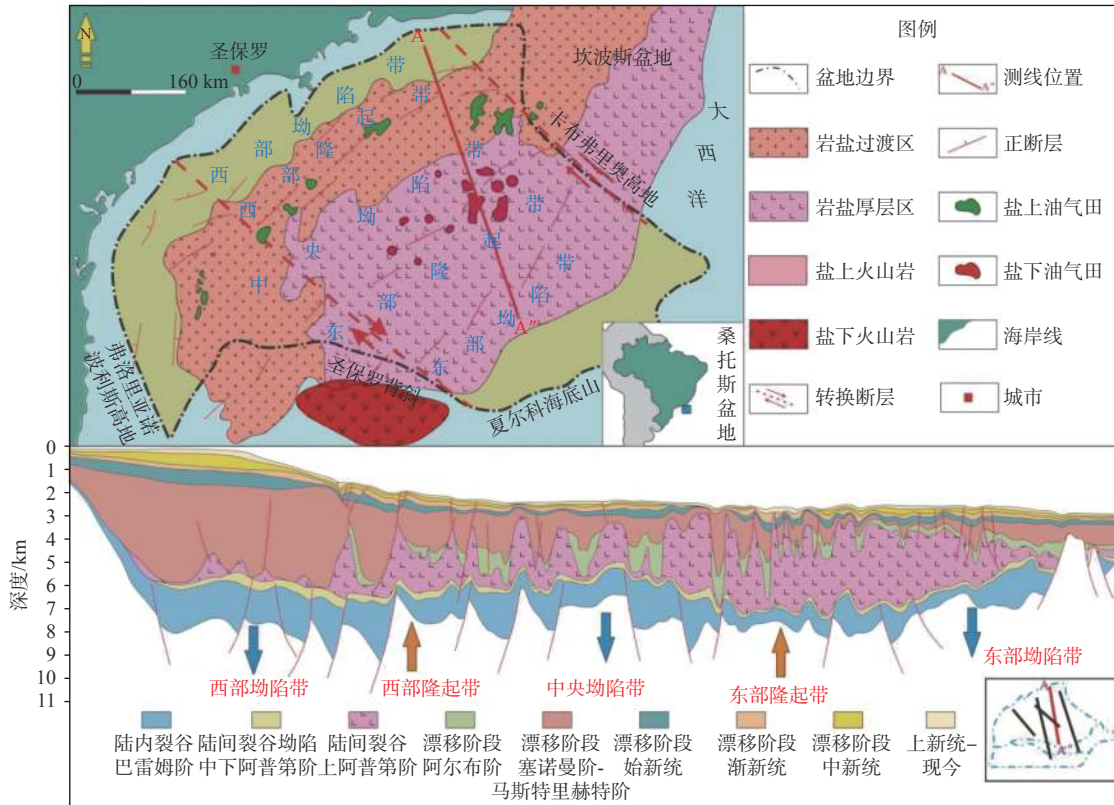


图 1 桑托斯盆地构造格架图及测线剖面图

Fig.1 Tectonic framework map with cross section in Santos Basin

1.2 盆地沉积及构造演化特征

桑托斯盆地是一个被动边缘盆地,与晚侏罗—早白垩世冈瓦纳西部的破裂和南大西洋的张裂有关。在距今 150 Ma 左右(晚侏罗—早白垩世),由于超级地幔柱隆升,地幔的对流作用驱使着冈瓦纳大陆的裂解^[7],随后大西洋开始不对称、持续性扩张,桑托斯盆地先后经历前裂谷阶段、裂谷阶段、过渡阶段和漂移阶段^[8-9],对应陆内克拉通、裂谷、拗陷、被动陆缘 4 类原型盆地(图 2)。

1.2.1 前裂谷阶段 (150~138 Ma)

前裂谷阶段(晚侏罗世—早白垩世贝里阿斯期(Early Berriasian))主要为大面积的玄武岩喷发以及非洲一侧沃尔威斯脊和南美一侧里约格兰德脊火山岩的形成,在桑托斯盆地主要发育火山岩和粗粒火山碎屑岩^[10]。此时冈瓦纳大陆还未开始裂解,在原型盆地上主要属于陆内克拉通阶段。

1.2.2 裂谷阶段 (138~123 Ma)

裂谷阶段(瓦兰今期—巴雷姆期),冈瓦纳大陆

开始裂解,并且在赤道附近南美洲与非洲 2 大块体在接触点摩擦力下使南美洲发生顺时针的旋转^[9,11],出现一条 NE—SW 走向的狭长裂谷带,盆地主要发育一些基底卷入型的、隆拗相间的断裂系统(如图 1),直至早阿普特期为止,间接地控制了裂谷阶段的沉积构造演化格局。盆地沉积始于 Camborium 组,由与冈瓦纳断裂有关的玄武岩组成。在巴雷姆期,砾岩和泥质砂岩沉积在冲积扇近端,而砂岩、粉砂岩和页岩沉积在湖心部位,构成了 Picarras 组,其中湖相的页岩是一套优质的烃源岩;Itapema 组为高能钙质杂岩夹层,由贝壳碎片和较远端富含有机质的黑色页岩组成^[6];Barra Velha 组岩性以湖相碳酸盐岩为主,为一套优质的储层。

1.2.3 过渡阶段 (123~113 Ma)

在早阿普特期—早阿尔布期,盆地裂谷期的构造活动已完全停止,热沉降阶段出现。由于南部沃尔威斯火山的阻挡,盆地处于半封闭阶段,加之气候干旱且蒸发性强、盆地沉降速率缓慢,海水间歇性入侵,湖水进一步咸化^[11-12]形成了一套分布不均、

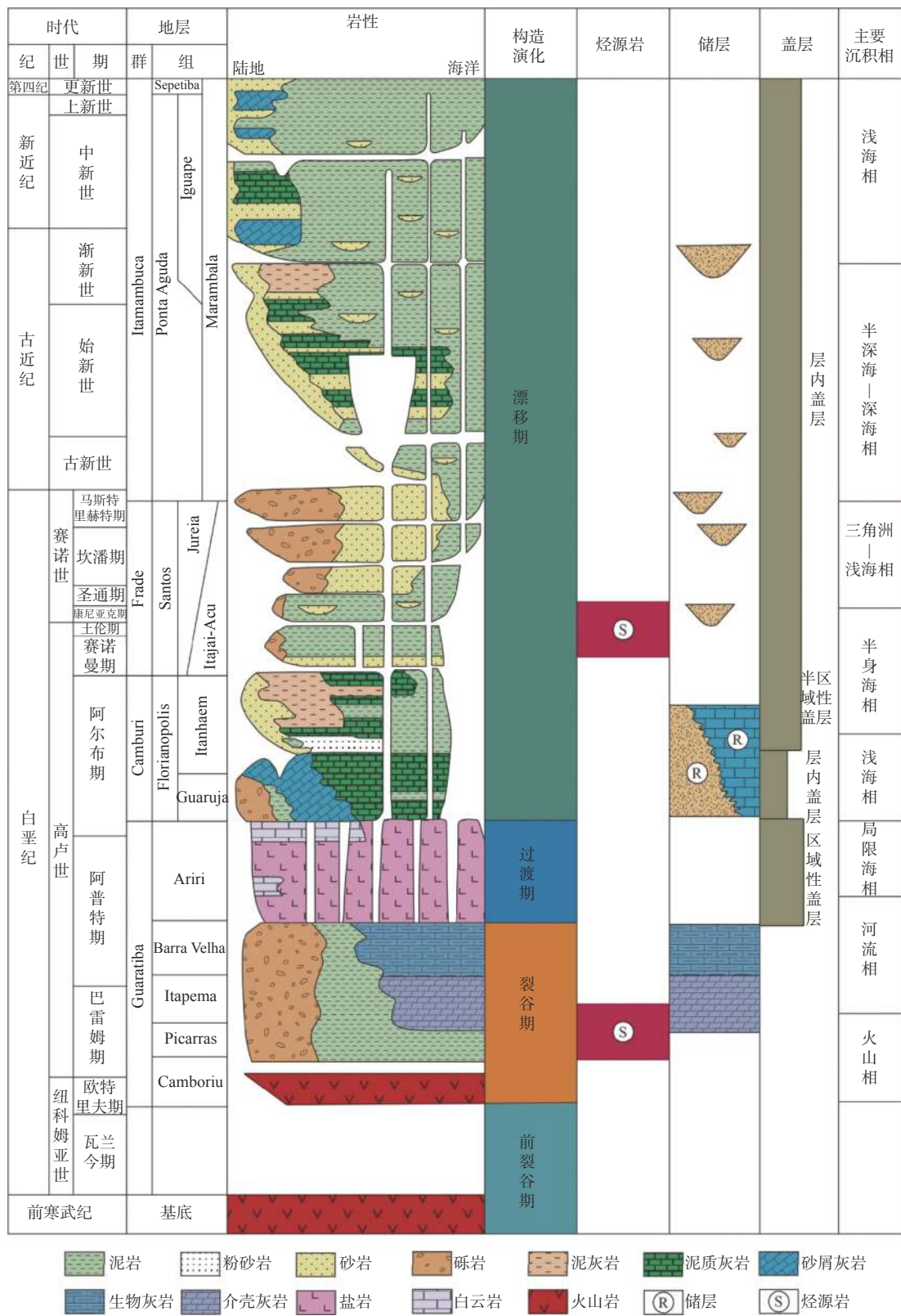


图 2 桑托斯盆地地层综合柱状图^[2]

Fig.2 Integrated stratigraphic column of Santos Basin^[2]

范围广的 Ariri 组蒸发岩盐。由于其致密且厚度大, 作为优良的盖层, 为以后特大油气田的形成奠定优良的基础。蒸发盐岩为海陆过渡相地层, 与下部裂

谷期湖相地层破裂不整合接触^[13]。

1.2.4 漂移期 (113 Ma—现今)

从早阿尔布期开始, 地层逐渐由海陆过渡相地

层转变为海相地层。由于深部地幔柱的幕式隆升,造成了南美块体与非洲块体的进一步分离^[14-15](图1),直接影响了2个块体的古地理位置,改变了当地的而气候条件,也进一步影响了海平面升降以及CO₂含量,间接控制了盆地的沉积物格架与空间匹配关系,如在蒸发岩盐之上的碳酸盐就是其所致。之后,南大西洋水体进一步加深,沉积物发生明显变化,发育古近纪和新近纪的浊积砂岩等^[11]。从整体岩性上划分,漂移期地层为漂移早期的浅海、滨浅海相沉积体系并伴随海侵,向漂移晚期的大型三角洲、扇三角洲、海底扇和浊积体深水碎屑岩沉积转变。在南美地区,海相巨层可以分为浅海相碳酸盐沉积层序(早中阿尔布期)—半远洋泥屑灰岩、泥灰岩、页岩韵律互层序列(晚阿尔布期)以及缺氧条件下的黑色页岩序列(晚塞诺曼期(Late Cenomanian)、早土伦期(Early Turonian))—深水远洋页岩、砂岩序列(晚土伦期—早古新世)—浅海浊积砂岩序列(晚古新世—现今)^[16]。

2 桑托斯盆地油气地质特征

桑托斯盆地的油气地质特征总结为:以盐为界,下湖、上海、中过渡;2套主力源岩、2套主力储层、盐岩为盖层。

2.1 烃源岩特征

桑托斯盆地存在2套主力烃源岩,盐上、盐下各1套。其中盐下主力烃源岩为“下湖”,指的是裂谷巴雷姆阶—下阿普特阶 Guaratiba 群湖相泥岩是桑托斯盆地最重要的有效油源岩,已发现油田的原油绝大多数来自 Guaratiba 群泥岩;盐下主力烃源岩“上海”指的是赛诺曼阶 Itajai-Acu 组深海相黑色泥岩和页岩,是桑托斯盆地位居第2的有效烃源岩,因有机质类型为II型和III型混合型,生油潜力不如 Guaratiba 群油型烃源岩,但成熟度较低, Ro=0.5%~0.8%,生气潜力不足^[17]。

2.1.1 盐下烃源岩特征

目前,国内外众多学者认为盐下湖相优质烃源岩是桑托斯盆地主力烃源岩^[18-22],其受控于盆地构造格局的控制,在裂谷期,由于南大西洋不对称的开裂,大陆架相对于北部、中部的盆地较宽阔,形成大量的地堑和半地堑—隆坳相间的构造格局^[23-24]。这与邻区坎波斯盆地明显不同,南大西洋间歇性的进入,又因为海平面的下降以及盆地南部火山的隔

离形成封闭的湖盆,湖盆盐度较高,生物发育,沉积了大约200m厚优质烃源岩。在盆地剖面上表现为隆坳相间(内部坳中凸、隆中凹)的特征(图1),裂谷分隔性相对较弱,优质湖相烃源岩在全区平面上广泛分布。整体上看,裂谷期 Picarras 组和 Itapema 组湖相烃源岩有机质丰度高、类型好、生烃潜力大。TOC 介于 1.0%~15.9%,平均值为 5.12%; I_H(氢指数)为 500~1 084 mg·g⁻¹,均值为 755 mg·g⁻¹,生烃潜力 S1+S2 平均值为 42 mg·g⁻¹^[4];干酪根类型为 I 型,含有显著的富含脂类的有机物质,主要为藻类和菌类有机质,占非晶质有机物的 90%^[3],以生油为主。烃源岩成熟度总体上表现“东部成熟、西部过成熟”的分带特征(图3)^[4],这主要是由于东部隆起区逐渐向洋壳过渡,地壳较薄,岩石圈放射性生热显著降低(主要集中在上地壳),大地热流逐渐降低,减缓了有机质的成熟,使盐下湖相烃源岩仍具有一定的生烃潜力^[25]。

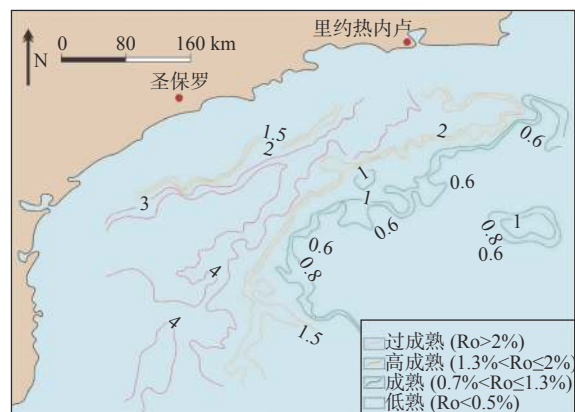


图3 盆地烃源岩成熟度 Ro 平面分布图^[4]

Fig.3 Distribution of source rock maturity in the basin^[4]

2.1.2 盐上烃源岩特征

盐上主力烃源岩为 Itajai-Acu 组海相烃源岩,位于桑托斯盆地西部中央坳陷带,受中白垩世全球缺氧环境的影响,海平面周期性的变化^[26],岩性以富含有机质的钙质泥岩和黑色页岩为主^[22],是盆地的次要烃源岩,在中新世达到生油期。总有机碳质量分数为 0.2%~1.9%,氢指数含量为 100~400 mg·g⁻¹,生烃潜力 S1+S2 平均值为 1~8 mg·g⁻¹^[4],有机质类型为 II 和 III 混合型,镜质体反射率 Ro 为 0.5%~0.8%^[14]。受晚白垩世盆地北部隆升事件的影响,北部被剥蚀殆尽,而中南部烃源岩得以保存,总体上呈现“南好北差”的特征^[16],南部地区 TOC 可达 4%,而北部地区不足 0.5%;现今主要处于低成熟—成熟阶段,成熟区位于中央坳陷带西南部,东部隆起区和东部坳陷区目前未能到达油气窗^[4]。

2.2 储层特征

根据前人的资料综合分析, 桑托斯盆地共发育 4 套储层^[4, 14, 17], 包括: ①盐下 Barra Velha 组和 Itapema 组碳酸盐岩; ②盐上 Guaruja 组地碳酸盐岩; ③Ilhabela 段浊积砂岩; ④Marambaia 组深水浊积砂岩, 但具有工业价值的储层只有 2 套, 盐下盐上各一套, 其中盐下的储层为下白垩统阿普特阶 Barra Velha 组和 Itapema 组碳酸盐岩, 占油气储量的 76.6%; 盐上储层为漂移期 Ilhabela 段深海相浊积砂岩, 占油气储量的 20.2%; 其他储层的油气含量占 3.4%^[14]。

2.2.1 盐下油气储层特征

(1) 下部生物碎屑灰岩 (Itapema 组)

Itapema 组生物碎屑灰岩由贝壳灰岩组成^[26], 在盆地裂谷阶段(早白垩统巴雷姆期), 湖盆水体较浅但动力较强, 远离物源区, 在波浪和沿岸流的影响下, 在古隆起构造高部位上发育贝壳灰岩, 贝壳类化石以腹足类和瓣鳃类为主, 含量高达 95%^[8]。沉积相类型主要为生屑滩亚相, 向下过渡为滩缘微相; 岩层厚度在 30~70 m, 可见波状层理; 物性较好, 其中孔隙类型以粒间孔隙、粒内孔隙以及粒间溶孔、溶洞和溶缝等为主, 孔隙度均值为 16.9%, 部分区域孔隙度高达 25%^[2], 渗透率均值在 $101.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[5], 为一套中孔中渗的储层。

(2) 上部微生物灰岩 (Barra Velha 组)

Barra Velha 组微生物灰岩由叠层石和鲕粒灰岩组成^[26], 是一套公认的主力储层^[27-29], 在盆地广泛分布。由于沉积物距离物源区较远, 水体干净且

温度适宜, 在基底隆起的浅部区域适合藻叠层石的发育^[18]。该套地层孔隙度为 5%~26.5%, 均值为 13.4%; 渗透率为 $(1 \sim 3\ 234) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $183.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[4], 为一套低孔中渗的储层。

2.2.2 盐上油气储层特征

Ilhabela 段深海相浊积砂岩是盐上油气藏的主要储层, 在近年来的油气开采中(特别是 Mexilhao 大气田)已被证实, 主要沉积在古陆架斜坡之上^[14]。此套浊积储层由细—粗粒岩屑和分选中—差的块状砂岩组成, 厚度可达 60 m^[14], 原生孔隙保存较好, 孔隙度为 15%~21%, 渗透率为 $(1.5 \sim 8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[30], 为一套中孔特低渗的储层。

2.3 盖层(盐岩)特征

桑托斯盆地的重要盖层是阿普特期的蒸发盐岩, 盐岩的本身的特性(高热导率)不仅影响了盆地烃源岩东西分布的差异(东部成熟、西部过成熟), 而且由于其类似于流体的黏度特征(岩盐黏度高于岩浆、沥青、蜂蜜等, 但比页岩、地幔和泥岩的黏度低), 易发生塑性变形, 产生如盐焊接(salt weld)、盐底辟(salt diapir)、盐撤离(salt withdrawal)、盐滚(salt roller)等盐构造, 对盐上烃源岩成熟度、分布以及油气成藏类型产生重大影响^[5, 31]。目前, 石油地质领域公认盐构造是重要的油气聚集成藏构造, 如波斯湾、墨西哥湾、北海以及塔里木盆地等油气资源丰富的区块。

在地震剖面上, 从陆区到海域可以清晰地地将盐岩划分为 3 个构造区块: 伸展区、过渡区以及挤压区(图 4)^[9], 这是由于在阿普特期形成的蒸发岩盐

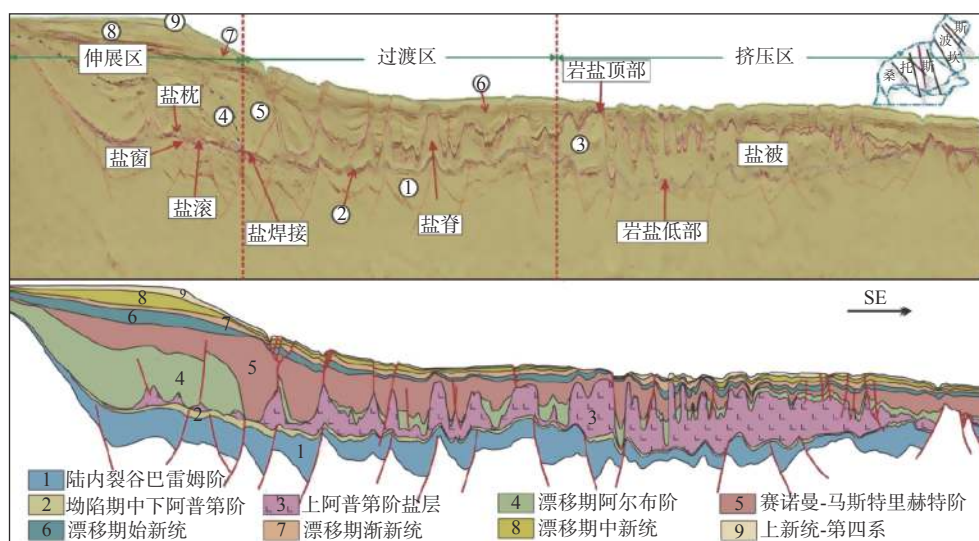


图 4 桑托斯盆地岩盐构造区划图

Fig.4 Division map of rock salt structure in Santos Basin

在大陆坡折带(晚白垩世形成)上受重力作用往下滑动,发生塑性变形所致^[5]。伸展区主要在对中央坳陷带的西斜坡,盐岩厚度最薄且连续性极差,主要是由于盐岩向下倾方向滑动,上覆沉积物促进盐岩滑脱所致,故发育盐窗、盐枕、盐焊接等;过渡区分布在中央坳陷带的中、东部,盐层连续性好、厚度相比伸展区厚但分布不均,是由于伸展应力和挤压应力相互作用,不稳定的地质条件造成大量的盐岩底辟构造,使上覆地层(漂移期阿尔布期地层)不连续分布,盐岩构造样式主要为盐塔或盐脊,伴有

少量盐窗发育;挤压区分布在东部隆起带和东部坳陷带局部,盐岩构造样式以盐被为主,厚度最厚且连续性好,是最佳的盖层,其下已发现大型油气藏。

2.4 油气成藏模式

以过渡期盐岩为界,根据上述生-储-盖的时空匹配关系,将盆地分为盐下成藏模式和盐上成藏模式。盐下成藏模式简单概括为“下生-下储-上盖”;而盐上成藏模式概括为“下生-上储-上盖”和“上生-下储-上盖”2种模式(如图5所示)。

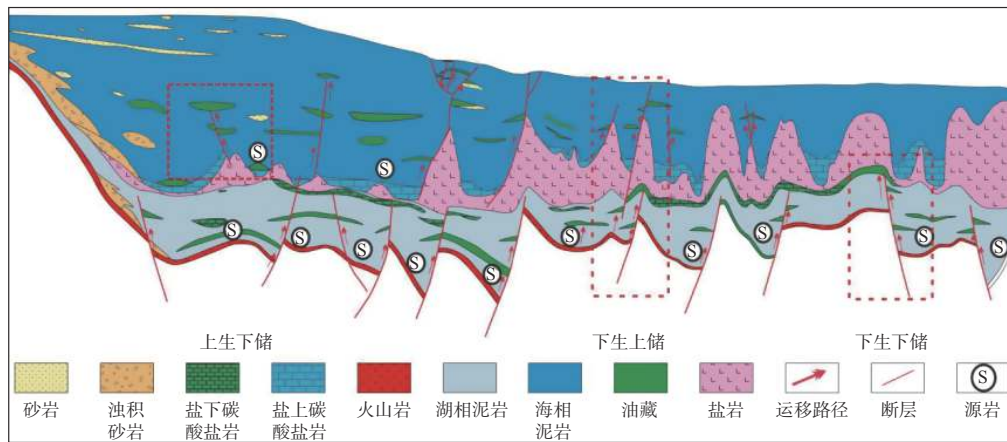


图5 桑托斯盆地油气成藏模式图

Fig.5 Hydrocarbon accumulation model of Santos Basin

2.4.1 盐下成藏模式

在东部厚盐区下,裂谷早期 Guaratiba 群湖相泥岩作为优质烃源岩, Itapema 组生物碎屑灰岩以及 Barra Velha 组微生物灰岩作为储层,盖层为厚层盐岩,烃类沿着基底断层往上迁移,在过渡期岩盐底(破裂不整合之下)高部位构成披覆背斜圈闭,将这种模式称为“下生-下储-上盖”。由于其近源成藏,油气迁移距离短,油气损耗小,易形成大型油气藏(Lula 油巨型气田为该模式)。

2.4.2 盐上成藏模式

(1) 下生-上储-上盖

根据地震资料的解释情况,这种模式主要发生在中西部地区,由于其岩盐本身低黏度且易发生位错蠕变,在重力作用和上覆沉积物的负载作用下沿着陆架滑动,造成中西部地区发生盐焊接和盐窗构造。盐下的烃源岩形成的油气沿着这些“窗口”往上迁移,在上部浊积体中储存起来,形成构造圈闭、岩性圈闭油气藏。裂谷早期 Guaratiba 群湖相泥岩为烃源岩,早阿尔布期 Guarujá 组碳酸盐岩为储集层,古近纪—新近纪 Marambaia 组的泥岩为盖层,构成“下生-上储-上盖”的成藏模式。虽然其含有优

质湖相烃源,但由于盐岩较薄,处于过成熟阶段导致埋藏较浅,且远源成藏造成部分油气的损失,形成次级大型气藏。

(2) 上生-下储-上盖

盐上的烃源岩主要为漂移期赛诺曼期—土伦期全球缺氧环境下形成的海相烃源岩(泥岩),储集层主要为早白垩世阿尔布期的浊积砂岩,盖层为古近纪—新近纪 Marambaia 组泥岩,形成岩性圈闭,构成“上生-下储-上盖”的成藏模式。由于其烃源岩生烃潜力有限,故油气藏规模相对较小。

3 油气成藏规律认识

结合前人的研究成果,以盐岩为界,按照“生储盖”组合的时空匹配关系,油气成藏规律分为盐上和盐下,总结为“厚盐区盐下富集;薄盐区盐上富集”。

3.1 盐下油气成藏规律

东部盐岩挤压区之下,由于具有优质的“生储盖组合”——优质烃源岩、优质的碳酸盐储层、绝对的盐岩封闭,沿着基底断裂在构造高部位可以发

现巨型油气田, 这在近几年的勘探中得到证实。

3.2 盐上油气成藏规律

在盐岩中西部伸展、过渡区, 本文同样从“生储盖”角度分析, 按照盐上油气田成藏模式(下生上储), 盐下裂谷期湖相泥岩作为优质烃源岩, 其烃类沿着断层或者盐构造窗(由于盐岩低黏度、易变性的特性产生的)向上运移, 在盐上孔隙度较高的 Ilhabela 段深海相浊积砂岩中储存, 古近纪—新近纪深海相泥岩作为盖层进行有效封堵, 易于形成岩性圈闭油气藏。

4 油气勘探前景

目前盆地的油气勘探在西部隆起带、中央拗陷带、东部隆起带已经发现有商业价值的油气藏(图 1), 在东部拗陷区由于技术开采等多种问题还未探明是否含有可供商业开采的油气藏。通过对盆地区域构造演化及地震剖面分析, 认为重视不足的东部拗陷盐下地层仍具有一定规模的油气田。

4.1 区域构造分析

由于受特里斯坦达库尼亚热点隆升的影响, 地壳拉伸减薄, 发育巴拉那河三联点, 其中 Ponta

Grossa Arch 这一支衰退消失(图 6), 北支和南支持续性地拉张并接受两侧沉积物充填, 加之南大西洋开裂时美洲板块的顺时针旋转, 受简单剪切作用力的影响, 沿着低角度剪切带张裂从而形成桑托斯和纳米贝这一组不对称的共轭盆地, 使得裂谷中轴线更加偏向于桑托斯盆地一侧^[9, 32-34](图 6)。这种不对称伸展结构使得东西两侧的共轭盆地在分布范围上存在明显的差异, 桑托斯盆地比纳米贝盆地有更加宽阔的大陆架, 形成更大范围的地垒—地堑式、书斜式构造的基底结构(图 1、7), 有利于裂谷期 Picarras 组湖相烃源岩在低洼之处大面积保存; 同时裂谷发育期双向物源的沉积充填保证了在靠近特里斯坦达库尼亚热点西侧的盐下东部拗陷地层极有可能存在裂谷期 Picarras 组湖相烃源岩。因此, 认为盐下东部拗陷地层存在一定规模的油气藏。

4.2 地震资料分析

通过对地震剖面进行层位解释, 追踪地震同相轴, 划分出 9 个构造层位(如图 1、4), 可以断定盐下东部拗陷地带存在厚层裂谷期地层, 为 Picarras 组湖相烃源岩。湖相的烃源岩沿着基底大断裂以及不整合面运移, 被过渡期蒸发盐岩所阻挡, 形成以构造-地层复合圈闭和地层不整合遮挡圈闭为主的油气藏(图 7)。

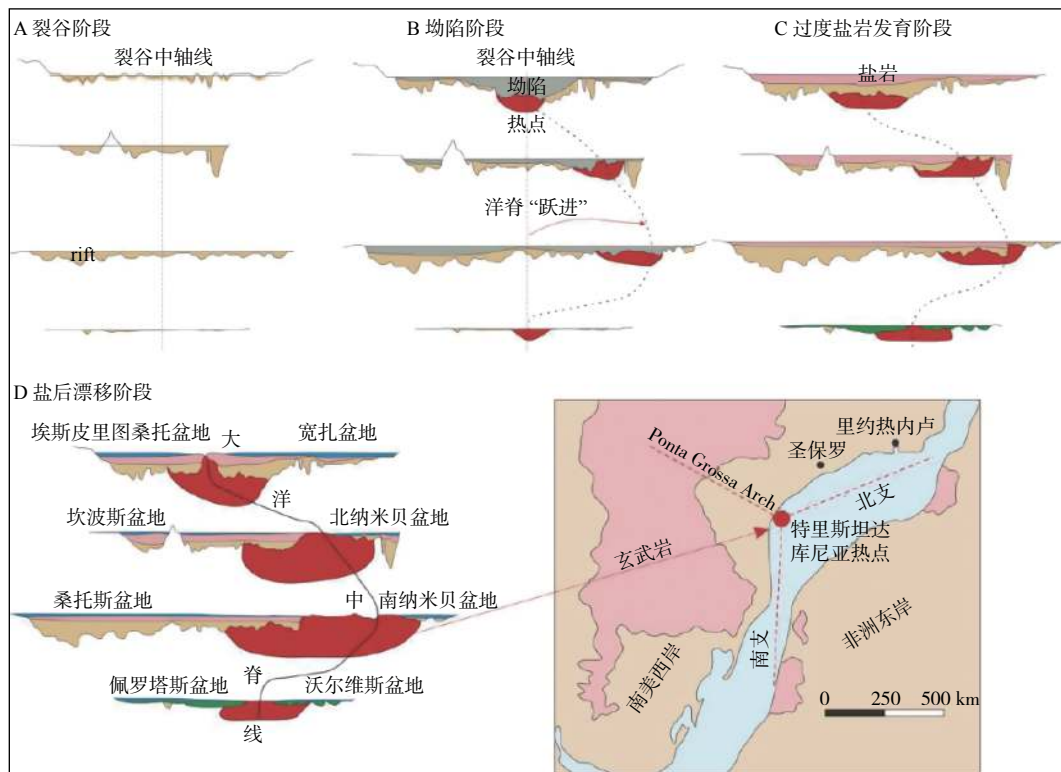


图 6 南大西洋大洋中脊迁移示意图^[32]

Fig.6 Schematic diagram of the migration of the mid ocean ridge in the South Atlantic Ocean^[32]

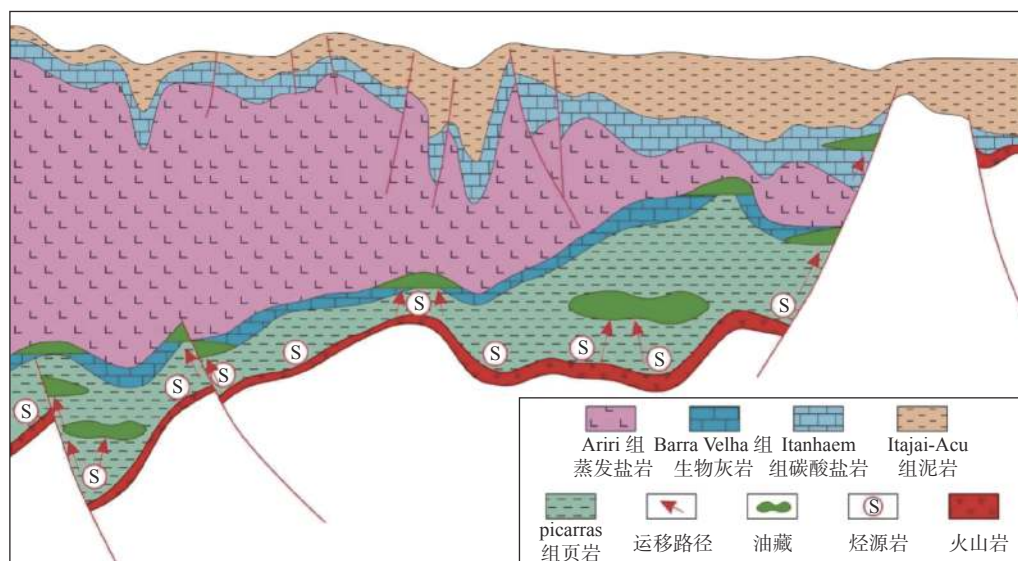


图7 桑托斯盆地盐下东部坳陷油气成藏模式图

Fig.7 Hydrocarbon accumulation model of the lower salt eastern depression in Santos Basin

5 结论

(1)桑托斯盆地经历前裂谷期、裂谷期、过渡期、漂移期,对应陆内克拉通、裂谷、坳陷、被动大陆边缘4类原型盆地;在剖面上,盆地构造格架为“三坳夹两隆”,在平面上,为“南北分块、东西分带”的“斜向棋盘”格局。

(2)桑托斯盆地油气地质特征为“以盐为界,下湖上海中过渡;2套源岩(主力)、2套储层(主力)、盐岩为盖(重要)”。

(3)桑托斯盆地以盐岩为界,盐下油气成藏模式为“下生下储上盖”;盐上油气成藏模式为:“下生上储上盖、上生下储上盖”;盆地油气富集规律为“厚盐区盐下富集;薄盐区盐上富集”,特别是盐下地区的优质湖相烃源岩,烃类沿断层和不整合面运移,易形成大规模的油气田。

(4)通过对盆地区域构造史以及所得的地震资料分析,认为在目前重视不足的盐下东部坳陷地区存在厚层优质的湖相烃源岩,烃类沿着基底大断裂以及不整合面运移,被过渡期蒸发盐岩所阻挡,形成以构造-地层复合圈闭、地层不整合遮挡圈闭为主的油气藏。

参考文献:

- [1] 天工. 全球深水油气勘探的4个新领域[J]. 天然气工业, 2016, 36(7): 39.
- [2] 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.
- [3] 邬长武. 巴西桑托斯盆地盐下层序油气地质特征与有利区预测[J]. 石油实验地质, 2015, 37(1): 53-56.
- [4] 康洪全, 程涛, 李明刚, 等. 巴西桑托斯盆地油气成藏特征及主控因素分析[J]. 中国海上油气, 2016, 28(4): 1-8.
- [5] 陈凯, 康洪泉, 吴景富, 等. 巴西桑托斯盆地大型油气田富集主控因素[J]. 地质科技情报, 2016, 35(3): 151-158.
- [6] 谢华锋, 周生友, 惠冠洲. 巴西圣埃斯皮里图盆地油气地质特征及勘探方向[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 821-827.
- [7] ALINE M P B, MATEUS B, GUILHERME F C, et al. Pore typing using nuclear magnetic resonance, an example with samples from cretaceous pre-salt lacustrine carbonates in the Santos Basin, Brazil[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 190: 107079.
- [8] 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.
- [9] 刘静静, 邬长武, 丁峰. 南大西洋两岸含盐盆地类型与油气分布规律[J]. 石油实验地质, 2018, 40(3): 372-380.
- [10] 汪伟光, 童晓光, 张亚雄, 等. 南大西洋重点被动大陆边缘盆地油气地质特征对比[J]. 中国石油勘探, 2012, 17(3): 62-69.
- [11] 袁圣强, 吴时国, 王玉波, 等. 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): 216-221.
- [12] 康洪全, 贾怀存, 程涛, 等. 南大西洋两岸含盐盆地裂谷层序油气地质特征与油气分布特征对比[J]. 地质科技情报, 2018, 37(4): 113-119.
- [13] 汪新伟, 邬长武, 郭永强, 等. 巴西桑托斯盆地卢拉油田成藏特征及对盐下勘探的启迪[J]. 中国石油勘探, 2013, 18(3): 61-69.
- [14] 张金伟, 胡俊峰, 杜笑梅, 等. 巴西桑托斯盆地油气成藏模式及勘探方向[J]. 长江大学学报(自然科学版): 石油/农学, 2015, 12(17): 8-13.
- [15] 李明刚. 桑托斯盆地盐下裂谷系构造特征及圈闭发育模式[J]. 断块油气田, 2017, 24(5): 14-18.
- [16] CHRISTOPHER J M, EUGENE R B. Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil[J]. *AAPG Bulletin*, 2004, 88(7): 923-945.
- [17] 赵厚祥, 谢东宁, 杜宏宇. 桑托斯盆地西南陆架区盐上地层异

- 常压力与油气运移成藏[J]. 海相油气地质, 2019, 24(4): 38-46.
- [18] 张金伟. 巴西桑托斯盆地盐下大型油气田成藏控制因素[J]. 特种油气藏, 2015, 33(3): 22-26.
- [19] 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, 58(3): 65-75.
- [20] 陶崇智, 殷进垠, 陆红梅, 等. 南大西洋被动陆缘盆地盐岩对油气成藏的影响[J]. 石油实验地质, 2015, 37(5): 614-618.
- [21] 郭建宇, 郝洪文, 李晓萍. 南美洲被动大陆边缘盆地的油气地质特征[J]. 现代地质, 2009, 23(5): 916-922.
- [22] 马中振. 典型大西洋型深水盆地油气地质特征及勘探潜力: 以巴西桑托斯盆地为例[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(3): 247-254.
- [23] 郭长武. 南大西洋含盐盆地油气富集规律及勘探潜力[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(1): 121-126.
- [24] 杨永才, 孙玉梅, 李友川, 等. 南大西洋被动陆缘共轭盆地地源岩分布与油气富集规律: 以巴西桑托斯盆地和西非纳米贝盆地为例[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2015, 35(2): 157-167.
- [25] 马安来, 黎玉战, 张玺科, 等. 桑托斯盆地盐下J油气田CO₂成因、烷烃气地球化学特征及成藏模式[J]. 中国海上油气, 2015, 27(5): 13-20.
- [26] 康洪全, 吕杰, 程涛, 等. 巴西桑托斯盆地盐下湖相碳酸盐岩储层特征[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2018, 38(4): 173-181.
- [27] FARIAS F, SZATMARI P, BAHNIUK A, et al. Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin: genesis and tectonic implications[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019(105): 251-272.
- [28] THOMPSON D L, STILWELL J D, HALL M. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa[J]. Gondwana Research, 2015, 28(1): 26-51.
- [29] GOMES J P, BUNEVICH R B, TEDESCHI L R, et al. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 113: 104176.
- [30] 张金虎, 金春爽, 祁昭林, 等. 巴西深水含油气盆地石油地质特征及勘探方向[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(6): 23-31.
- [31] MICHAEL R H, MARTIN P A J. Terra infirma: understanding salt tectonics[J]. Earth-Science Reviews, 2007, 82(1/2): 1-28.
- [32] FRANK S, STEFAN B, PETER A K. Comparison of the rift and post-rift architecture of conjugated salt and salt-free basins offshore Brazil and Angola/Namibia, South Atlantic[J]. Tectonophysics, 2016, 716: 204-224.
- [33] ASLANIAN D, MOULIN M, OLIVET J L, et al. Brazilian and African passive margins of the Central Segment of the South Atlantic Ocean: Kinematic constraints[J]. Tectonophysics, 2009, 468(1/4): 98-112.
- [34] SASCHA B, CHRISTIAN H, MARTA P G, et al. Rift migration explains continental margin asymmetry and crustal hyper-extension[J]. Nature Communications, 2014, 5: 4014.

TECTONIC EVOLUTION OF SANTOS BASIN, BRAZIL AND ITS BEARING ON OIL-GAS EXPLORATION

SUN Xudong^{1,2}, ZHENG Qiugen^{2*}, GUO Xingwei¹, WEN Zhenhe¹, ZHANG Xunhua¹,
WANG Jinzhou², LI Jie², LI Ziyuan³

(1 Qingdao Institute of Marine Geology, China Geological Survey, Qingdao 266071, China; 2 School of Ocean Sciences, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 3 Petrochina Southwest Oil & Gas field Company, Chengdu 610000, China)

Abstract: The Santos Basin, a passive continental margin basin in the South Atlantic Ocean on the east coast of Brazil, is an important target for oil-gas exploration for the time being. Based on the interpretation of seismic data, combined with the evolutionary model of a superimposed basin for the South Atlantic Ocean, the tectonic evolution of the Santos Basin can be subdivided into four stages: pre rifting stage, rifting stage, transitional stage and drifting stage, corresponding to the four prototype basins of craton, rift, depression, and passive continental margin. The well-matched spatiotemporal relationship of the prototype basin provides ideal tectonic conditions for the generation of super large oil-gas systems in the Santos Basin. Based on the previous research results on the "source-reservoir-cap system", the oil-gas distribution patterns are clear, that is, "accumulated under salt in the area with thick salt; and above the salt in the area with thin salt". The analysis of regional tectonic evolutionary history of the basin with seismic data has revealed that there are thick and high-quality lacustrine source rocks in the neglected eastern depression area under salt, oil and gas generated may migrate following the major basement faults and unconformities. Blocked by the evaporite rocks deposited in the transitional period, oil-gas accumulations are dominantly formed in the composite structural and stratigraphic traps and stratigraphic unconformity blocked traps.

Key words: Santos Basin; conjugate basin; hydrocarbon accumulation; eastern depression block