

巴西坎普斯盆地油气地质特征

朱毅秀^{1,2}, 高兴^{1,2}, 杨程宇^{1,2}, 宋玲^{1,2}

(1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室)

(2 中国石油大学(北京)地球科学学院)

摘要 坎普斯盆地为典型的被动大陆边缘拉伸裂谷盆地,由前裂谷期(非海相)、同裂谷期(过渡相)及后裂谷期(海相)三个构造层组成。含盐层序为区域盖层,盐下层序泥页岩和盐上层序坎普斯组泥页岩为局部盖层;主要烃源岩为下白垩统拉高亚费耶组湖相黑色钙质页岩;古近系和新近系油积砂岩为主力储集体,上白垩统油积岩也是重要储层,下白垩统尼奥克姆阶玄武岩是特殊储层。所开发的油藏多具有温度低、所含原油 API 值低、储层砂岩胶结程度低等特征。大多数已知油田集中于占整个盆地 10% 的面积内,其余地区是地质复杂区,也可能是未来有利油气藏勘探区。

关键词 生储盖组合; 油气运移; 油气藏特征; 成藏模式; 油气勘探潜力; 坎普斯盆地; 巴西

中图分类号: TE122.11 文献标识码: A

1 概况

坎普斯(Campos)盆地的主体位于巴西东南、邻近里约热内卢州的近海地区(图1)。盆地大致从内陆15 km处延伸到3 400 m海洋等深线所在的大陆架区域,总面积约为 $15.58 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中海上 $14.93 \times 10^4 \text{ km}^2$,陆地 $0.65 \times 10^4 \text{ km}^2$ (仅占4%)。坎普斯盆地是巴西东部裂谷系的一部分,是一个典型的被动大陆边缘型盆地^[1]。

盆地的勘探工作始于20世纪70年代初,1974年第一次发现了加鲁巴(Garanpa)油田(位置见图1)^[1],1975年又发现了6个油田,自1983年以来做了大面积的三维地震勘探,获得了一些重大发现。新钻初探井中有66口井发现了油气,大多为大中型和大型油气田,其中阿尔巴科拉(AL-bacora)、巴拉库达(Bar-racuda)、马林姆(Marlim)和南马林姆(Marlimsul)(位置见图1)等为巨型油气田^[2]。2004年已发现石油储量 $13.57 \times 10^8 \text{ t}$ 、凝析油 $205.5 \times 10^4 \text{ t}$ 、天然气 $2\ 055.43 \times 10^8 \text{ m}^3$,至2005年共发现7个巨型油气田,使其成为拉丁美洲最重要的油气聚集区。2007年11月又发现了可采储量 $11 \times 10^8 \text{ t}$ 的图比油田(Tupi,位置不详),

2008年2月发现了可采储量 $18 \times 10^8 \text{ t}$ 的朱比特油田(Jupiter,位置不详)。至2008年盆地共发现油气田100个,水深为80~2 600 m,其中可采储量过亿吨的巨型油田超过9个。据美国地质调查局2008年公布资料显示盆地剩余可采储量为石油 $32 \times 10^8 \text{ t}$,天然气 $6\ 642 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。坎普斯盆地是目前巴西近海含油气盆地中产油气最多的盆地^[3],也是全巴西的产油气重要盆地之一。

该盆地的勘探还处于未成熟阶段,发现油气的前景仍十分广阔。对这个典型近海含油气盆地展开更深入的研究,有助于拓宽我们的视野,这对促进我国油气勘探开发的国际合作和我国近海深水含油气盆地的勘探都具有重要的现实意义。

2 区域地质特征

坎普斯盆地是沿大西洋型被动大陆边缘分布的十几个离散型盆地之一,依走向垂直于大陆边缘的基底隆起为南北边界,北面维多利亚隆起把它和圣埃斯皮里托(Espirito santo)盆地分隔开,南面卡布弗里乌隆起将它和桑托斯(Santos)盆地分隔开,这些盆地均属于由冈瓦纳大陆裂开而形成的大西洋型被

收稿日期: 2010-12-21

基金项目: 中国石油天然气集团公司重点科技项目; 跨国勘探开发的目标选择和评价研究(编号 970213-02-05)

朱毅秀: 1966年生,博士,副教授。1989年毕业于石油大学(华东); 2005年在中国地质大学(北京)获博士学位。从事沉积学、储层地质学和石油地质学的教学与研究。通讯地址: 102200 北京市昌平区 中国石油大学(北京)地球科学学院; 电话: (010)89733427

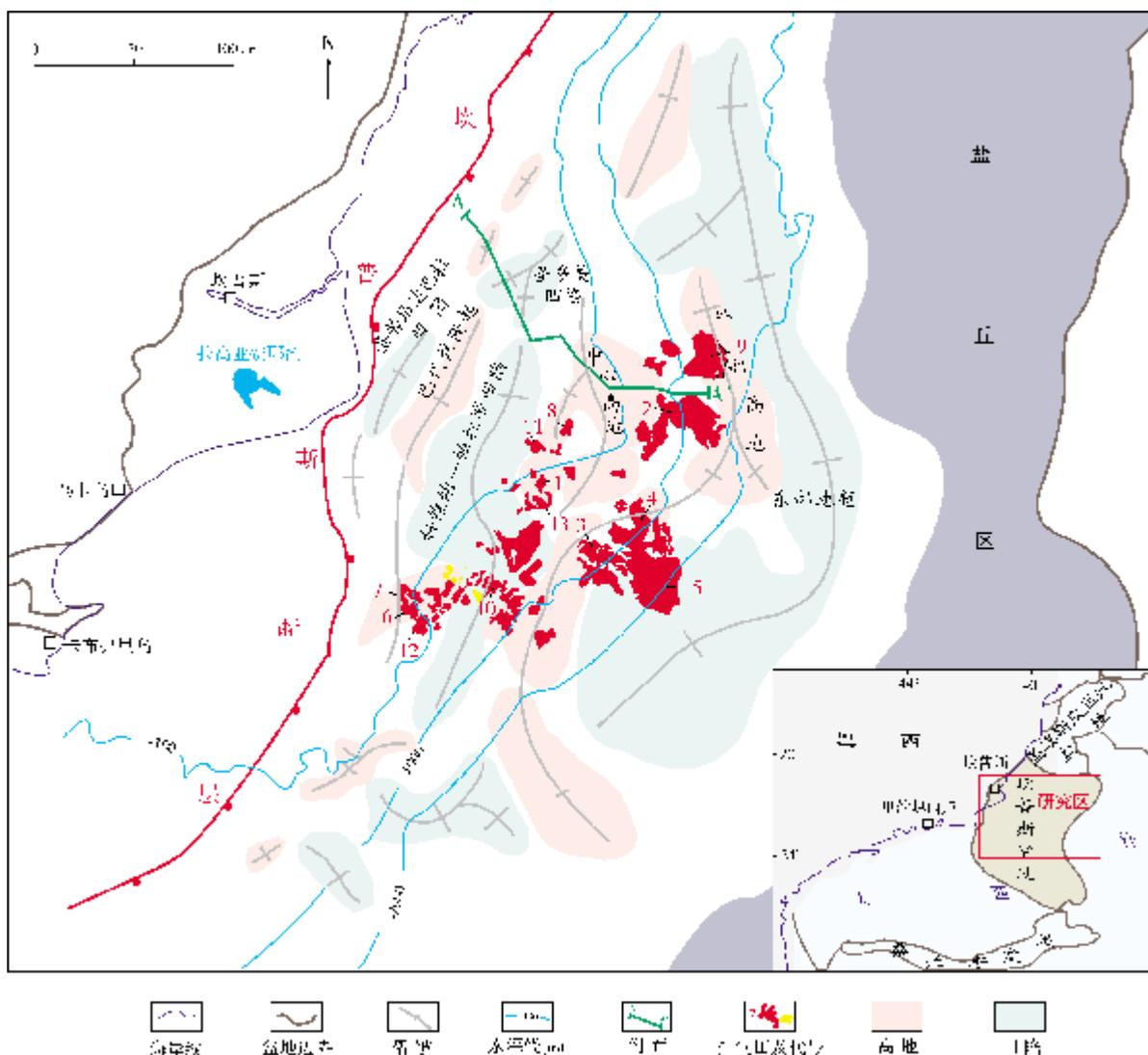


图1 坎普斯盆地位置及油气地质概况(据文献[2]修改)

油气田名称: 1 加巴鲁; 2 阿尔巴科拉; 3 巴拉库达; 4 马林姆; 5 南马林姆; 6 林占阿杜; 7 巴代焦;
8 维尔梅柳; 9 龙可多尔; 10 马林巴; 11 卡拉佩巴; 12 潘波; 13 拿梅尔多

动大陆边缘盆地。

坎普斯盆地内有一条走向近于平行盆地边缘的大断层——坎普斯断层(图1),被认为是西面正常陆壳与东面减薄陆壳的分界线,也有人认为盆地最深部分盐丘区的东部边界为此分界线^[4]。坎普斯断层将盆地分为东西两部分,西部为沉积相对较薄且直接沉积在前寒武系片麻岩基底之上的古近系—新近系沉积体;东部为沉积物较厚的下白垩统沉积体,这是盆地的沉积物主体。盆地向东开启,沉积物由西向东变厚,形成一个沉积楔状体,早白垩世—全新世充填厚度达到9000m^[4-5]。这是一个典型的拉伸裂谷盆地,包含两个差别明显的演化阶段,出现具代表性的

离散盆地的两种构造单元。同裂谷期受基底拉伸构造所控制,可见裂谷期基底张性构造,高角度正断层切割了大陆壳、玄武岩及盐下层序,形成断块构造,这些断块对火山岩、裂谷期沉积及基底产生了影响;裂谷期后沉积的主要标志为伴随拉张的上覆岩层构造沉降。晚白垩世至新近纪的沉积受蒸发岩分布和盐体顺坡蠕动等活动控制,盆地向海向东的轻微倾斜使盐类之上的沉积物发生重力滑坡,形成了盐枕、盐墙以及与盐体有关的铲状正断层^[6](图2)。

坎普斯盆地纵向上的地层演化及分布与巴西大陆边缘的其它盆地相似^[6],由前裂谷期(非海相)、同裂谷期(过渡相)及后裂谷期(海相)三个构造层组成

(图2)。每个构造层都对应一个特殊的构造和沉积环境,并与地壳裂开和盆地演化的不同时期相对应,

根据岩性、构造及古环境特征等,各构造层序又可进一步细分(图3)。

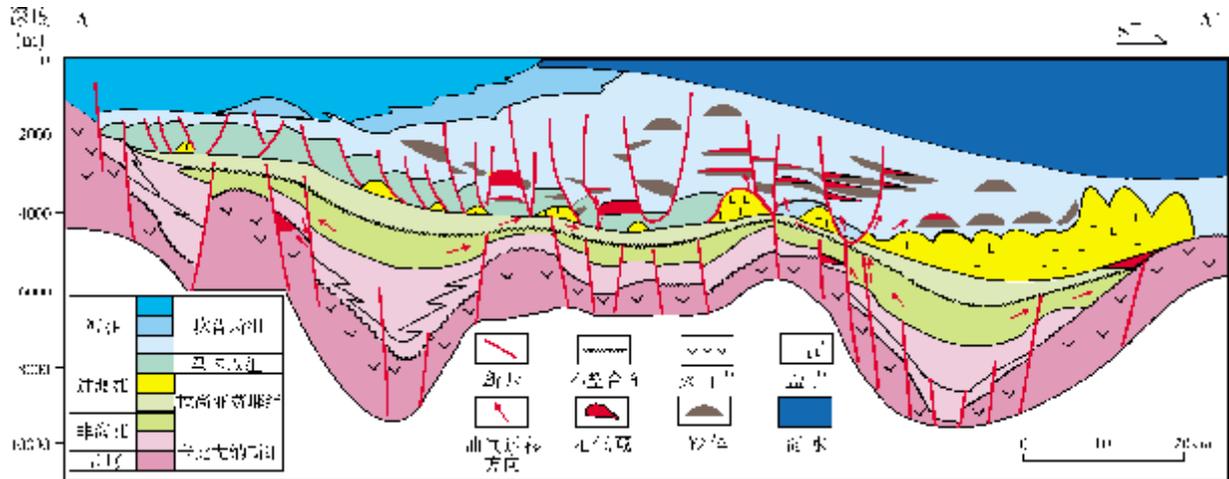


图2 盆地区域地层与构造横剖面及油气成藏模式示意(据文献[4]修改)

A—A' 剖面位置见图1

3 生储盖特征

3.1 烃源岩

坎普斯盆地的主要烃源岩是早白垩世裂谷期形成的拉高亚费耶(Lagoa Feia)组湖相黑色钙质页岩^[1-4](图3),大约在始新世进入生油窗,中新世达到生油高峰,现今仍处于生油窗内。

拉高亚费耶组湖相黑色钙质页岩烃源岩厚度100~300 m,平均 TOC 在 2%~6%,最高达到 9%,富含由藻类和细菌类组成的高脂物质及其它无定形有机物,主要为 II 型干酪根。富含 II 型干酪根的有机质是在阿普特期半咸湖到咸湖(超盐度环境)缺氧条件下沉积形成的,在盆地大部分地方分布,但在盆地的西北部此套烃源岩(页岩和泥灰岩)生烃潜力小,以生气的 III 型干酪根为主。镜质组反射率和热变指数显示此套烃源岩除了圣若昂达巴拉凹陷尚未成熟外,其它地方均已成熟并仍在生油窗内,在盆地的较深部分也仍未达到过成熟。

下白垩统马卡以(Macae)组海相页岩也进入成熟期,主要分布在盆地东北部,有机质类型为 I 型和 II 型干酪根,总有机碳含量为 1%~3%,生烃潜力一般为 5 mg/g,向东北逐渐增大,最大可达 10 mg/g。早白垩世阿尔布期及以后的漂移期,海相构造层内存在还原环境,富含有机质的泥页岩尚未成熟,其生烃

潜力一般较差,不能成为盆地内有效烃源岩。

研究认为,下白垩统马卡以组海相页岩和上白垩统土仑阶—赛诺曼阶泥岩烃源岩生烃潜力较低,坎普斯盆地内发现的所有油气似乎都是出自同一套烃源层——具有高有机质含量和成熟度的拉高亚费耶组烃源岩。

3.2 储集层

具有良好渗透率和孔隙度的储层在坎普斯盆地的时空分布都很广泛,发育着海陆相碎屑岩、碳酸盐岩及特殊岩性玄武岩(喷发岩)等储层(表1)。在中—新生代地层层序中,储集层包括下白垩统尼奥克姆阶卡比尤纳斯(Cabiunas)组玄武岩、巴雷姆阶—阿普特阶拉高亚费耶组石灰岩以及阿尔布阶马卡以组碳酸盐岩,上白垩统—中新统坎普斯组厚层海相浊积砂岩,古近系和新近系沉积于深水、超深水的海相浊积砂岩。其中古近系和新近系浊积砂岩为储集体,近海海洋沉积的上白垩统浊积岩也是重要的储层(图3)。

3.2.1 下白垩统卡比尤纳斯组玄武岩

位于巴代焦隆起上的巴代焦(Badejo)油田(位置见图1)在尼奥克姆阶玻璃质玄武岩、微晶质玄武岩及多孔玄武岩中含油,储层内含有丰富的原生气孔和裂隙,构造活动与溶蚀作用形成大量次生裂隙与溶孔。如熔岩段顶底面的垂直裂缝,熔岩段中部

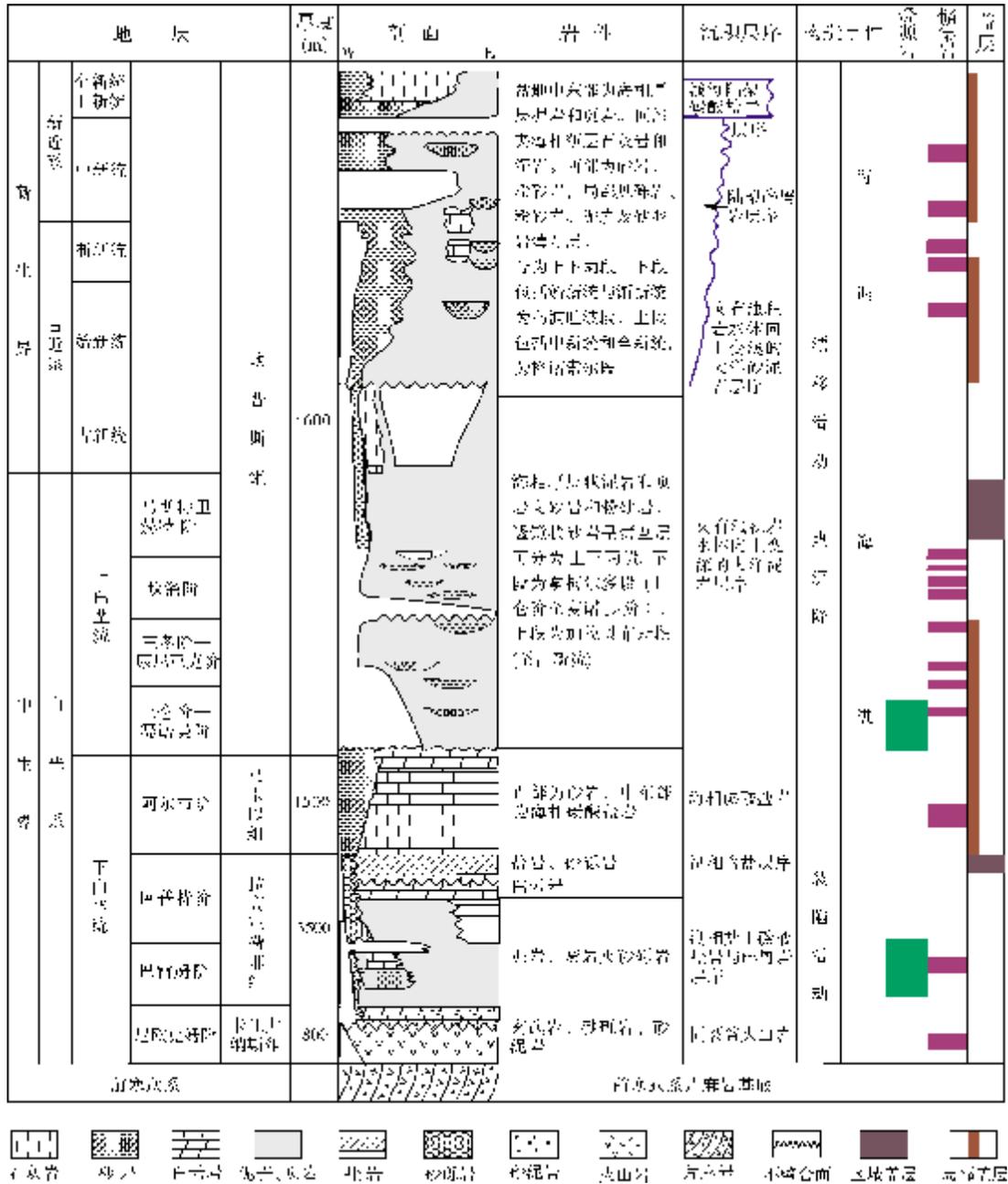


图 3 坎普斯盆地岩性综合柱状图

丰富的水平裂缝、微裂缝以及多孔玄武岩的晶洞,这些孔缝多被后期方解石充填,方解石充填物又不均匀地被溶解,因而形成次生孔隙与裂缝,使玄武岩具有高的孔隙度和渗透率,也是有效的储层。

3.2.2 下白垩统拉高亚费耶组石灰岩

在拉高亚费耶组,唯一的储集层是介壳灰岩。此裂谷层序的巴雷姆期碳酸盐岩(贝壳灰岩)孔隙度达到15%~20%,渗透率达到 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。高能量瓣鳃类颗粒石灰岩含有丰富粒间孔隙,是最好的储

集岩,含有次生孔隙(铸模孔)的颗粒石灰岩和泥粒石灰岩也可以作为储层。

在巴代焦油田,非海相厚层介壳灰岩由经过改造的瓣鳃类介壳组成,它们在沉积旋回中经过排列,致使碎屑(颗粒)灰岩覆盖在砂屑灰岩和泥屑灰岩之上。其中的碎屑(颗粒)灰岩是最好的储集层,平均孔隙度为15%,最大达30%,渗透率平均为 $120 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大达 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上。在成岩作用过程中,硅质胶结作用可阻止压力溶蚀,从而起到保存原始孔隙

表1 坎普斯盆地部分油气田储层特征参数及地质储量表(据文献[2,4,7-9]及AAPG会议近年公布资料整理)

油气田名称	地层	储层岩性	圈闭类型	储层厚度(m)	孔隙度(%)	渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	原始地质储量($\times 10^8$)	可采石油储量($\times 10^8$)	可采天然气储量($\times 10^8$)
加巴鲁	阿尔布阶	灰泥质颗粒灰岩	构造、地层	90	(16-25)/19	(126-200)/175	0.382	0.174	—
阿尔巴科拉	渐新统	细—粗粒长石砂岩	背斜	0-40	23-29	280-3500	5.66	1.50	8.5
	阿尔布阶	粉砂岩—细粒级长石砂岩	断层、背斜	28-130	(2-32)/17	11-71			
巴拉库达	始新统	浊积砂岩	地层	0-100	(26-33)/29	(190-1434)/400	3.75	1.721	—
马林姆	渐新统—中新统	细—中粒长石砂岩	构造、地层	(0-110)/45	27-30	1000-2000	0.75	3.056	8.5
林占阿杜	阿尔布阶	生物颗粒灰岩	构造、地层	105	(4-20)/15	(0-1000)/120	—	—	—
	阿普特阶			—	20	250			
巴代焦	尼欧克姆阶	火山角砾岩,玄武岩	断块、岩性	150-200	—	—	0.161	0.00125	—
	巴雷姆阶	介壳灰岩			(12-20)/15	(50-1000)/120			
维尔梅柳	始新统	中粒含长石砂岩	倾斜、断块	0-500	24	700	0.503	0.169	—
龙可多尔	阿尔布阶	岩屑质长石中细砂岩	断层、背斜	0-180	29-33	400-3000	13.472	4.028	17.5
马林巴	阿尔布阶	中—粗粒长石砂岩	倾斜、断块	0-250	12	1700	1.022	0.471	396
卡拉佩巴	古新统一始新统	颗粒状砾岩,粗—细粒长石砂岩	背斜、断层	286	17	300	0.889	0.375	122
潘波	阿尔布阶	盐上生物颗粒灰岩	构造、地层	200	(18-30)/25	(110-4000)800	1.528	0.326	—
	阿普特阶	盐下灰岩		170	4-20	—	0.226		
拿梅尔多	始新统	中粒长石砂岩	断层、岩性	(0-115)/60	(20-30)/26	(100-2000)/300	1.111	0.486	746

注: 储层厚度、孔隙度、渗透率的数值表达式为:(数值范围)/平均值。

度的作用,所以认为硅质胶结作用对良好储集层的发育是非常重要的。

3.2.3 下白垩统马卡以组碳酸盐岩

这种浅海碳酸盐岩储集岩包括浅滩颗粒质泥晶灰岩和鲕状砾屑灰岩。分选好的粒屑灰岩渗透率达 $(1000\sim 4000)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度最高达33%。这套碳酸盐岩向上、向盆地深水方向渐变为泥灰岩和页岩。

阿尔布期的浅水陆架碳酸盐岩包含广泛的储集层,有很多高质量的储层单元,其孔隙度最高可达到28%,渗透率大于 $1000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,与高能环境的鲕粒相沉积环境有关。这里很少有次生胶结作用,所以原始的粒间孔隙保存较好。在中等能量的浅海环境下沉积的核形—球状泥粒灰岩和颗粒灰岩为高孔(达到30%)高渗(达 $100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)的储集层;在深水或低能环境下沉积成分选好的颗粒灰岩也可以作为较有效的储集层,通常其孔隙度较高(20%~30%),而渗透率相对较低(最大的也只有几个毫达西)。

3.2.4 上白垩统一中新统坎普斯组厚层海相浊积砂岩

这是盐上层系(图3),优质砂体分布极不均匀,受沉积相控制,主要的储层段分别介绍如下。

土仑阶—赛诺曼阶由浊积砂岩、页岩及泥岩互层组成,发育拿梅尔多段(Namerdo)砂岩储集层。如在拿梅尔多油田(位置见图1),该段砂岩为主力产层。

三冬阶—康尼亚克阶加拉贝布斯段(Carapebus)浊积砂岩储集层为上白垩统优质的储集层,孔隙度为20%~30%,渗透率可达 $1000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,大部分孔隙为次生成因^[7]。

上白垩统的浊积砂岩由于盐类构造作用,主要在较缓斜坡的槽部沉积^[8-10],依据对有孔虫的研究,古水深在浅海到半深海的下部之间。孔隙度在20%~25%,渗透率在 $(100\sim 5000)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

中始新统浊积砂岩储集层主要由中粒砂岩组成,厚1~3m,粗粒砂岩为夹层。在维尔梅柳(Vermelho)油田(位置见图1),平均孔隙度为24.4%,平均渗透率为 $700\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

上渐新统坎普斯组乌波吐波段(Ubatuba)砂岩储层多分布在局限地区,但在盆地的东北部地区相对发育。它是一种深水环境形成的块状、高含砂、低含泥的浊积岩,厚度30~100m,部分地区在平面上分布连续,北部地区连续分布的面积超过6000km²,孔隙度为25%~30%,渗透率最高为 $5400\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

渐新统一中新统坎普斯组格诺索尔段(Grussal)硅质碎屑岩储集层由分选程度中等—好的细粒浊积砂岩组成,孔隙度约为30%,渗透率达到几个达西。这些浊积岩是由延伸的盆地扇沉积形成^[8-10],多为原沉积于滨岸的水下砂坝或三角洲前缘砂体经重力流改造后形成。在局部地区,它们还会整体坡移,与潮汐改造作用形成的砂岩组成特殊的交错层理。

除了始新世早期阶段的海底扇沉积外,古近纪—新近纪浊积砂体储层呈毡状分布。

3.3 盖层

同裂谷期含盐层序及盐下层序形成的阿普特阶蒸发岩为区域盖层,坎普斯组内的页岩是互层状浊积砂岩和下伏马卡以组碳酸盐岩的局部盖层,储集层序中所含的薄层页岩也可作为局部的组内盖层。土仑阶—赛诺曼阶砂岩储层的盖层为同时代上覆的泥灰岩和页岩。巴雷姆阶介壳灰岩储层的局部盖层为同层位受成岩作用控制的含硅质碎屑的泥质岩,它与方解石、二氧化硅及介壳灰岩的胶结有关^[7]。另外,成岩作用在上白垩统浊积岩内部也可形成局部盖层^[7],成岩自生方解石胶结物与充填物可使岩石的孔隙完全消失,并使浊积岩层成为致密盖层。

4 油气运移及油气性质的变化

坎普斯盆地大量的油气储集与拉高亚费耶组的巴雷姆期湖相烃源岩的广泛分布有直接关系,此主力烃源岩可能在赛诺曼期开始生烃,始新世达到生油窗,中新世晚期达到生油顶峰,现在仍在生油窗内。

储集在盐下层序碳酸盐岩和玄武岩等储层中的油气,是烃类借助渗滤层、不整合面及断层面等优势通道多次运移的结果。储集在盐上层序的油气则需要进一步穿过蒸发岩通道进行运移,这些蒸发岩通道是在重力滑坡期间,或者说是在盐运动期间,由于盐层的减薄和抽空致使盐层局部消失而发育的。并且裂谷阶段的断层可使烃类从烃源岩向盐层之下的渗透性地层中运移,然后借助盐流运动形成的盐窗(salt windows)向上运移,或在铲状断裂作用期间,通过坍塌的冷凝盐壳进入含盐层序和盐上层序中,同时在没有盐的地方烃类沿着断层到达较新储层,如位于裂谷层位的油田与盆地内的微凸起有关,这些微凸起多是由断层运动形成的向盆地方向俯冲的单斜构造^[4],石油从邻近的富含有机质的钙质页岩侧向运移进入沉积于区域凸起侧翼的多孔的介壳灰岩中聚集而成藏。

穿过坎普斯组页岩的运移通道是铲状断层和沿峡谷壁的侵蚀不整合面,这种沿峡谷壁的侵蚀不整合面提供了油气运移的辅助通道。位于盐上和盐下的断层和不整合面沟通油气进入储层,并最终在与盐运动有关的构造-地层型或构造-遮挡型复合圈闭中聚集成藏(图2)。这样,下白垩统烃源岩生成的油气经垂向运移,储集在下白垩统到渐新统一中新统的地层、构造圈闭或地层-构造复合圈闭中。

盐上层序中累进的盐流形成高度的地形倒置,为油气运移与聚集创造了有利条件^[6]。盐塌陷为多数与扇体有关的深水沉积提供了沉积物的运移通道和有效的容积空间,有利于形成浊积扇和优质砂岩储层,对渐新统和中新统储层的油气运移和聚集起到了重要的控制作用。通常盐作用形成的盐窗刺穿上覆的蒸发岩,为油气运移进入上覆储层打开了通道,同时断层和不整合面也起到沟通作用。

不同深度石油的黏度变化可能与石油运移的不同阶段有关,资料显示,较深油藏的黏度较大(26°API),而较浅油藏为19°API。统计显示较轻质油是经历过再次运移的,较重质油则与在二次运移中同期生成的更成熟石油的混合物有关。

目前,坎普斯盆地大部分石油的重度都在17°~37°API之间,它们是由生物降解和非生物降解的石油混合组成的,这是由于它们来自多个烃源并经历了多次运移作用的结果,其中还伴随着对储集层连续充注过程中的生物降解作用。

5 圈闭类型

坎普斯盆地内的圈闭以构造与地层圈闭为主,也可见岩性圈闭,如下白垩统玄武岩岩性油气藏。盐下层序,相对来说构造与地层圈闭均较发育,但以构造圈闭为主(表1),特别是和断层相关或经断层改造的圈闭,同时伴生一些背斜圈闭。盐上层序圈闭多和盐运动相关,地层圈闭也较发育。盐上层序下部(始新统及上白垩统)出现地层圈闭和构造圈闭,这与薄表层的裂谷作用和盐运动的坍塌相伴生,盐构造控制了集中在构造断槽中的晚白垩世和古近纪—新近纪海底扇的分布。盐上层序中上部与水下扇体相关的圈闭极其发育,古近纪形成的水下扇个数虽少,但砂体规模大,多受铲状断层改造,形成构造-地层复合圈闭。新近纪海平面上升时形成的浊积扇体个数多,但规模相对小,出现一些岩性圈闭。地层控制了大部分圈闭,所有碎屑岩油藏都晚于早

阿尔布期,都与复杂的海底扇沉积体系有关。各种类型构造圈闭沿北东—南西走向,呈带状分布。东部区域分布更多的地层与岩性圈闭,如古近系—新近系的大油田多是浊积岩储层向西横向尖灭所形成的地层圈闭。这种向西横向尖灭的储层在地震剖面上多表现为地震振幅异常,对这一储层特性的认识大大降低了盆地勘探风险^[4]。

盐上层序中的构造圈闭是由晚白垩世和古近纪—新近纪(中新世早期)盐运动形成的。盐运动产生的圈闭具有较大的垂向幅度和较小的圈闭面积,通常在阿普特期后发生的盐构造运动在较深的地层段中形成的圈闭,其闭合面积相对较大。

6 成藏组合、油藏特征及开发对策

盆地中已分辨出多个成藏组合类型,按形成先后可分为下白垩统火山岩与碳酸盐岩成藏组合、上白垩统碎屑岩与碳酸盐岩成藏组合以及古近系—新近系碎屑岩成藏组合,大部分石油位于后两种成藏组合中,大部分商业发现位于海相沉积(包括始新世、渐新世和中新世沉积)碎屑岩储层中。渐新统—中新统浊积扇体油藏构成了高产的油藏,轻度的滚动褶曲或浊积岩上倾尖灭形成了有效的构造—地层复合圈闭,石油储量均超过 $1.37 \times 10^8 \text{t}$ 的两个大油田(图1中的油田2和3)都位于古近系—新近系碎屑岩成藏组合中。此成藏组合系盐下层序生成的烃类大多借助断层运移至砂岩为主的渗滤层,再穿过盐窗进入储层并成藏。后期构造运动导致发生二次运移成藏,二次成藏的原油重度很高。

上白垩统和古近系—新近系成藏组合带含有大量的石油和天然气,它们为地层型成藏组合,成藏主要取决于浊积砂体的分布,如以近海海洋沉积的上白垩统浊积岩为储层的龙可多尔(Roncador)和马林巴(Marimba)油田(位置见图1)。这种地层型成藏组合发育了一系列面积很大的圈闭,如南马林姆超大型油田的一个巨型圈闭面积超过 500km^2 ,因而盆地内沉积体系对油气聚集起着关键作用。同样地,储层的分布也影响到各层序内油藏的分布。上白垩统碳酸盐岩台地形成的构造型上白垩统碳酸盐岩成藏组合,与盐上薄表层构造的形成有关;盐后连续的断层可使生油岩中的石油运移进入较深处的古近系—新近系成藏组合中。下白垩统成藏组合中产出油气较少,前裂谷期(尼欧克姆期)构造型成藏组合,在盆地南部最发育。

在盆地大多数深水油田中,油藏受地层控制强

烈,圈闭几何形状复杂,沉积相关系复杂,隐蔽油气藏发育,目前三维地震已成为经济有效开发这些油田的必备手段。

坎普斯盆地的油气藏开发存在以下特点或难题。

油藏温度低 盆地油气藏的水深多为 $100\sim 2600 \text{m}$,海床温度低,从而导致油藏温度较低。油藏埋深普遍位于海底以下 2800m 左右,这与全球其它地区(如西非)的深水油藏相类似。油藏温度低导致原油黏度高,同时海水温度低导致开发管线结蜡严重。

原油API值低 盆地原油API值介于 $15^\circ\sim 30^\circ$,属于中质油和重质油。油藏低温和低API值,使得原油黏度高。墨西哥湾原油API值介于 $30^\circ\sim 40^\circ$,西非原油约 32° ,因此与其他深水油藏相比,坎普斯盆地的API值相对较低。

砂岩胶结程度低 油藏因成岩时间短和成岩环境复杂,整体上成岩差,砂岩胶结程度低。砂岩较疏松,一般具有良好的孔渗特征,但低程度胶结会导致出砂严重,开发中需要进行砾石充填完井,限制了单井产能。未胶结岩石也增加了钻大角度斜井、水平井及多分支井的难度。砂岩储层胶结程度低是目前世界油气开发遇到的重要问题,也是很多深水油藏与新近系油藏面临的主要难题之一。

巴西石油公司已经开发出一套适用于坎普斯盆地深水油藏降低开发风险的技术。首先采用地震分辨率良好的深水三维地震,最大化地利用三维地震资料以减少评价井数量,优化开发井位。其次开展先导实验,早期试验成功的生产系统被广泛应用,在早期几口成功生产井基础上开展进一步试验,监控油藏的开发生产问题如出砂和结蜡,当水深逐渐变深时,延长测试,并开展新技术试验。再次,将项目封装为模块和不同阶段,根据先导试验阶段获得的信息,划分不同开发阶段,并在不同深水环境下选用相适应的技术,也可先集中开发油田最有利部分来降低风险和节省投资。

7 讨论与建议

优质盐湖相烃源岩拉高亚费耶组,性能良好的上白垩统—古近系—新近系浊积砂岩储集层(坎普斯组),含有良好盖层与由盐类构造形成的有效圈闭,渗滤层、盐窗以及与其相关的铲状断层等高效运移通道,烃源岩适时生烃,伴随盐构造活动的油气运移和圈闭形成之间的有效配合等等,这些有利条件使得坎普斯盆地具有巨大的石油潜力,并成为南大

西洋沉积系统最丰富的含油气地区之一。

坎普斯盆地大多数已知油田集中于占整个盆地10%的面积内(图1),其余地区是地质复杂区,也可能是未来有利的油气藏勘探区。盆地勘探早期以阿尔布期浅海碳酸盐岩储层的构造圈闭为钻探主要目标,后来逐渐过渡至以阿普特期受盐构造运动影响的构造圈闭为目标,这些圈闭闭合面积较大,分布在较深的石油地质条件优越的碳酸盐岩储层中。充分利用深水三维地震技术,更确切地认识构造和地层复合圈闭,有效地勘探与开发目前处于深水区的浅海水相碎屑岩层序,已在始新统深水区砂岩中发现了大量油藏。勘探目标从传统的构造圈闭演变为寻找受地层甚至成岩作用强烈控制的非构造圈闭,显示海相构造层的浊积岩是盆地含油气最丰富的储层。

综合研究认为,可在浅水区寻找以封盖较差、规模较小的构造圈闭为主的烃类发现,在非海相构造层的介壳灰岩储层中寻找突破,在盐下层序近源的砾岩层中寻找有利烃类聚集,特别是在深水区寻找新生代浊积岩体油气藏,这些都是盆地的主要希望所在。

参考文献

- [1] 谢寅符,赵明章,杨福忠,等.拉丁美洲主要沉积盆地类型及典型含油气盆地石油地质特征[J].中国石油勘探,2009,14(1):65-73.
- [2] Rangel H D,Guimaraes P T,Spadini A R. Barracuda and Rondonador giant oil fields,deep-water Campos Basin,Brazil [M]// Halbouty M J T. Giant oil and gas fields of the decade 1990—1999. AAPG Memoir 78,2003:123-137.
- [3] 叶德燎,徐文明,陈荣林.南美洲油气资源与勘探开发潜力[J].中国石油勘探,2007,12(2):70-75.
- [4] Guardado L R,Spadini A R, Brandao J S L,et al. Petroleum system of the Campos Basin[M]// Mello M R,Katz B J. Petroleum systems of South Atlantic margins. AAPG Memoir 73,2000:317-324.
- [5] Guardado L R,Peres W E,Cruz C F,et al. Depositional model and seismic expression of turbidites in Campos Basin [J]. AAPG Bulletin,1986,70(5):597.
- [6] Figueiredo A M F,Perdara M,Mohriak W,et al. Salt tectonics and oil accumulation in Campos Basin,offshore Brazil(abs)[J]. AAPG Bulletin,1985,69(2):255.
- [7] Sylvia M C,Luiz F D,Rogério S D,et al. Depositional and diagenetic controls on the reservoir quality of Lower Cretaceous Pendencial Sandstones,Potiguar Rift Basin,Brazil [J]. AAPG Bulletin,2000,84(11):1719-1742.
- [8] Carlos H L. Reservoir architecture of deep-lacustrine sandstones from the Early Cretaceous rift basin,Brazil [J]. AAPG Bulletin,1999,83(9):1502-1525.
- [9] Wagner E P. Shelf-fed turbidite system model and its application to the Oligocene deposits of the Campos Basin,Brazil [J]. AAPG Bulletin,1993,77(1):81-101.
- [10] Marco A S,Ronald C S. Diagenetic heterogeneity and reservoir quality: Fluvial,deltaic,and turbiditic sandstone reservoirs,Potiguar and Reconcavo Rift Basin,Brazil [J]. AAPG Bulletin,1993,77(7):1142-1158.

编辑:吴厚松

Petroleum Geology Characteristics in Campos Basin, Brazil

Zhu Yixiu, Gao Xing, Yang Chenyu, Song Ling

Abstract: The Campos Basin is a typical passive continental margin basin. Sedimentary rocks cover pre-rift (non-marine), syn-rift (transitional) and post-rift (marine) structural formations. The regional sealing rocks are saline formation. The pre-salt argillaceous shale and the post-salt Campos argillaceous shale act as the local sealing rock. The chief source rock is the black Lower Crataceous Logoa Feia lacustrine calcareous shale and the chief reservoir beds are the marine and continental sandstone and carbonate rock,ranging from the Barremian to Miocene in age. Upper Crataceous-Tertiary turbidites contain oil but Lower Crataceous Neocomian basalt is as the particular reservoir. Peak of hydrocarbon generation occurred during late Miocene time and the most important pathways of migration are through salt windows and a-long listric faults. The exploiting reservoirs are characteristic of low temperature, low API and low degree of sandstone cementation. The most oil fields known are sited within 10% area of the entire basin and the others fall in the complex geological areas or potential exploration areas.

Key words: Cap rock; Source Rock; Reservoir feature; Model of hydrocarbon accumulation; Exploration potential; Campos Basin; Brazil

Zhu Yixiu; male, Doctor, Associate Professor. Add: Faculty of Earth Sciences, China University of Petroleum (Beijing), Changping, Beijing, 102200 China