

武 静,赵鹏飞,王 晖,等.巴西桑托斯盆地 A 区块 Barra Velha 组古地貌及其对储层的控制[J].海洋地质前沿,2019, 35(1):53-59.

# 巴西桑托斯盆地 A 区块 Barra Velha 组古地貌及其对储层的控制

武 静<sup>1</sup>,赵鹏飞<sup>1\*</sup>,王 晖<sup>1</sup>,王亚青<sup>1</sup>,李敬功<sup>2</sup>

(1 中海油研究总院有限责任公司,北京 100027;

2 中海石油(中国)有限公司油气储量办公室,北京 100010)

**摘 要:**Barra Velha 组为研究区主力含油层位,区域古地貌控制了沉积相带和储层的分布。同时,古地貌的起伏影响同生期的成岩作用,也间接控制了储层的品质。通过岩心、测井和地震资料综合分析,综合利用印模法、残余厚度法,结合压实校正进行不同岩性的厚度恢复,对目标区块 Barra Velha 组沉积期的古地貌进行恢复,平面上将古地貌划分为古构造深水区、古构造斜坡—洼地区、古构造次高地及古构造高地。在古地貌的平面分区特征分析的基础上,结合沉积特征和同生期的暴露环境,进行沉积和储层研究,识别研究区优质储层发育区。

**关键词:**沉积古地貌;暴露礁滩相;桑托斯盆地;溶蚀作用;巴西

**中图分类号:**P736,P618.13 **文献标识码:**A **DOI:**10.16028/j.1009-2722.2019.01006

## 0 引言

古地貌控制了湖相碳酸盐岩的发育和分布。古地貌恢复是控古水系和古沉积的综合研究,需综合利用多种资料相互补充、相互修正完善,才能对沉积前的古地貌形态进行恢复、对古地貌单元进行划分,并进一步研究古地貌与沉积、储层及油气藏分布的关系<sup>[1-11]</sup>。古地貌恢复对认识区域岩相古地理及其油气地质研究至关重要。

A 区块是巴西桑托斯盆地深水盐下勘探目标中的一个勘探较为落实的富含油区块,较具代表性。针对该区进行主力储层 Barra Velha 组古地

貌研究,分析古地貌对储层的控制作用,对于该地区的勘探开发具有指导意义,对桑托斯盆地其他盐下碳酸盐岩目标的研究具有借鉴意义。

## 1 区域地质背景

桑托斯盆地位于巴西东南部海域,海水最大深度>4 000 m,盆地面积 32.7 万 km<sup>2</sup>。桑托斯盆地是典型的被动陆缘盆地,盆地经历了裂陷期、拗陷期和漂移期。随着盆地构造演化,盆地发育了前白垩系基底、下白垩统欧特里夫阶—早巴雷姆阶火山岩、下白垩统欧中巴雷姆阶—阿普特阶湖相碳酸盐岩和蒸发岩,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 1)。在盆地局部高地沉积的下白垩统巴雷姆阶—阿普特阶 Itapema 组和 Barra Velha 组厚层生物碎屑灰岩和微生物灰岩为优质的储层。在盆地的圣保罗高地有多个特大型的深水油气发现<sup>[12-14]</sup>。

收稿日期:2018-07-18

基金项目:“十三五”国家科技重大专项(2017ZX05032-004)

作者简介:武 静(1986—),女,硕士,工程师,主要从事海外油气田开发地质研究工作。E-mail:wujing7@cnoc.com.cn

\* 通讯作者:赵鹏飞(1963—),男,高级工程师,主要从事储量评价和油气田开发研究工作。E-mail:zhaopf@cnoc.com.cn

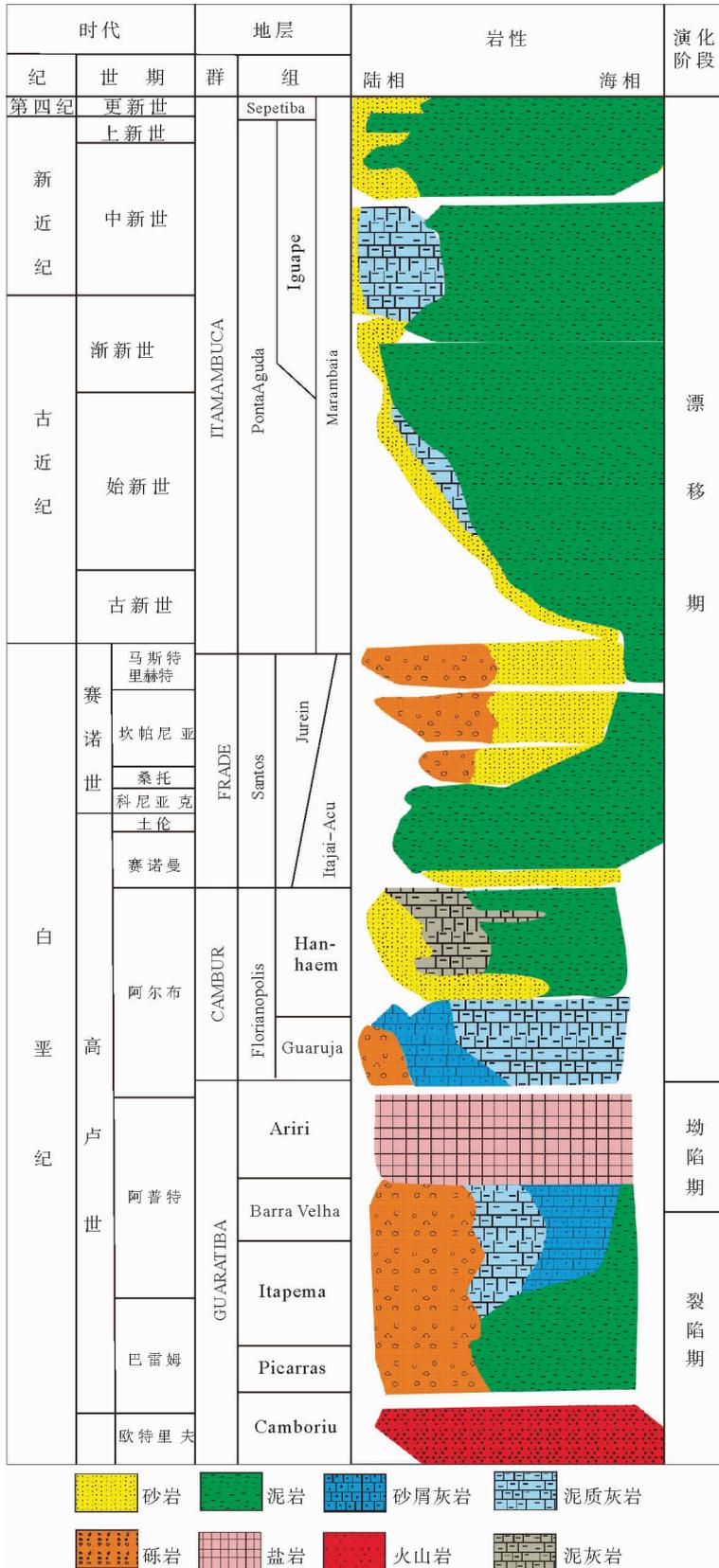


图 1 桑托斯盆地地层柱状图

Fig. 1 Stratigraphic column of Santos Basin

盆地裂隙早期为欧特里夫—巴雷姆早期,火山活动频繁,发育多期火山岩及陆相沉积,在远物源区以厚层深湖相暗色页岩沉积为主。随后盆地构造活动剧烈,形成了盆地中的多个隆起,南侧由于火山带形成的地形高地在横向上起到阻挡作用,隔挡了桑托斯盆地与南部的海水。另外,远离陆源的物源供给,形成了适合碳酸盐岩沉积的环境,在盆地局部高地形成了 Itapema 组厚层生物碎屑灰岩。在坳陷期盆地破裂不整合之后,地壳下沉,海水逐步侵入,形成了 Barra Velha 组微生物灰岩。Barra Velha 组之后,沉积了厚度巨大、分布稳定的 Ariri 组蒸发岩,为区域性的盖层<sup>[15-18]</sup>。

研究区 A 区块位于桑托斯盆地圣保罗高地,区块面积 240 km<sup>2</sup>,水深 2 000 m。其中 Barra Velha 组为该区块的主力含油层位,沉积受区域古地貌的控制,另外,古地貌的起伏也影响了同生期的成岩作用,其中溶蚀作用使得粒间溶孔、粒内溶孔及铸模孔发育,改造了储层质量。本文对研究区进行了古地貌恢复,划分了古地貌的平面分区,分析了古地貌对沉积和成岩作用的影响。

## 2 A 区块 Barra Velha 组沉积前古地貌恢复

### 2.1 古地貌恢复方法

碳酸盐岩古地貌恢复常用的方法<sup>[19-21]</sup>主要有:印模法、残余厚度法、回剥法、地层学恢复法、岩溶微地貌恢复、颗粒岩厚度恢复和伽玛曲线恢复法。钻井、取心和测井等地质资料具有较高的纵向分辨率,三维地震资料具有较好的横向分辨率,将地震资料与测井、钻井资料相结合,能够较准确地恢复古地貌三维的特征。

在碳酸盐岩台地上,古地貌相对高的区域由于沉积水体能量较强,灰泥质的细粒成分容易经淘洗被冲走,以骨架灰岩或者颗粒灰岩沉积为主,测井曲线上呈低伽玛、低密度的曲线特征;在湖泊碳酸盐岩台地上,浪基面较浅,碳酸盐岩礁滩相多位于浪基面之上。波浪携带的物质丰富,且礁滩相的沉积速率相对其他相带要高,使得地貌特征的差异更为凸显;而在地貌相对较低的区域,由于沉积能量相对较低,灰泥质的细粒物质更容易沉

积保存,测井曲线上呈高伽玛、高密度的曲线特征。可以利用岩性和测井曲线反映古地貌的差异特征,恢复碳酸盐岩沉积期古地貌的形态特征。

沉积物沉积后,由于上覆沉积物的覆盖,孔隙压力随埋深增加而变大,孔隙流体被排除,孔隙度变小,地层厚度变薄。碳酸盐岩礁滩沉积的骨架灰岩和颗粒灰岩易在压实作用下形成骨架支撑或者颗粒格架,岩石的压实率低于细粒沉积物的压实率,这也使得不同沉积相带的地貌差异特征得到进一步强化。不同性质的沉积物需要进行压实校正,以消除压实作用对古地貌的影响。前人研究发现<sup>[6]</sup>,地层孔隙度与埋深具有指数关系,关系式为:

$$\phi = \phi_0 e^{cz}$$

式中: $\phi$  为深度为  $z$  处的孔隙度, %;

$\phi_0$  为地表孔隙度, %;

$c$  为压实系数;

$z$  为深度, m。

在研究区 A 区块,综合取心、测井和地震资料,利用印模法、残余厚度法,结合压实校正进行不同岩性的厚度恢复,对目标区块 Barra Velha 组沉积期的区域古地貌进行恢复。

### 2.2 古地貌特征和单元划分

研究区 A 区块是位于桑托斯盆地圣保罗高地上的次级凸起,区域古地貌恢复结果表明(图 2), Barra Velha 组沉积期古地貌起伏变化大,中部凸起呈 NE—SW 走向,构造向四周变低,中部和南部为局部高地,凸起东侧和西侧发育构造洼地。

A 区块 Barra Velha 组古地貌分为 4 个构造阶地(图 3),分别为古构造深水区、古构造斜坡—洼地区、古构造次高地及古构造高地。

研究区中部及中南部为古构造的高地,底部多为火山岩隆起带, Barra Velha 组底部多为暴露环境、短时沉积,由于该区域可容纳空间有限,沉积储层厚度较薄。研究区中东部为古构造次高地,为构造位置优势区,沉积水动力强,沉积储层较厚。古构造的构造次高地发育过程中的多期暴露对储层进行了进一步改造。研究区中西部及中东部部分区域为古构造斜坡—洼地,具有一定的坡度和水动力条件,多数地区沉积时水动力较强,古构造斜坡区可容纳空间大,沉积储层厚,是整个

油田 Barra Velha 组储层厚度最大的区域,但部分洼地水体封闭,水动力较弱,沉积相带差。古构造

造深水区的水动力弱,以细粒沉积为主,很难形成有效的储层。

古地貌的差异和湖平面的变化共同控制了储层的岩性组合及其分布。Barra Velha 组整体为水进—水退沉积旋回。古构造高地形成了薄层微生物礁灰岩—厚层高能颗粒滩的纵向礁滩体的组合;构造次高地或构造斜坡—高能洼地形成了厚层高能颗粒滩—薄层低能颗粒滩—厚层微生物礁的组合;古构造洼地形成了薄层低能颗粒滩—薄层高能颗粒滩—厚层低能颗粒滩的组合。古构造深水形成了厚层的泥岩—泥灰岩沉积。

### 3 古地貌对 A 区块 Barra Velha 组储层的控制作用

#### 3.1 古地貌对沉积的影响

沉积期湖平面的变化、古地貌的起伏决定了水体的分布范围和相对深度,也决定了储层的岩性和岩性组合。根据邓哈姆对碳酸盐岩结构组分分类,研究区的碳酸盐岩岩石类型主要包括由叠层石灰岩和纹层灰岩构成的粘结灰岩;由砾屑灰岩、颗粒灰岩、泥晶颗粒灰岩、球粒灰岩构成的颗粒支撑的灰岩;由颗粒泥晶灰岩、泥晶灰岩和灰泥岩构成的泥晶支撑的灰岩。

古构造深水沉积时水深较深、为深湖相沉积,多为泥岩或泥晶灰岩,偶尔夹粉砂岩、颗粒泥晶灰岩,沉积物多为细粒沉积、物性差,无法形成有效储层,多为非储层;古构造斜坡—洼地区具有一定的水深和坡度。水深变化快、能量幅度广、沉积类型多样。沉积类型包括颗粒灰岩、球粒灰岩、颗粒泥晶灰岩、泥晶灰岩、纹层灰岩等。该区域水深适中、可容纳空间大,沉积地层厚度大;构造次高地为浅水区,水体能量强,发育叠层石灰岩、颗粒灰岩;古构造高地波浪作用强,为高能环境,以叠层石灰岩及颗粒灰岩为主,但古构造高地可容纳空间有限,以暴露地表为主,地层厚度薄。

#### 3.2 古地貌对成岩作用的影响

研究区 Barra Velha 组储层较发育,参考威尔逊碳酸盐岩标准相带模式<sup>[1]</sup>,以台地边缘和台

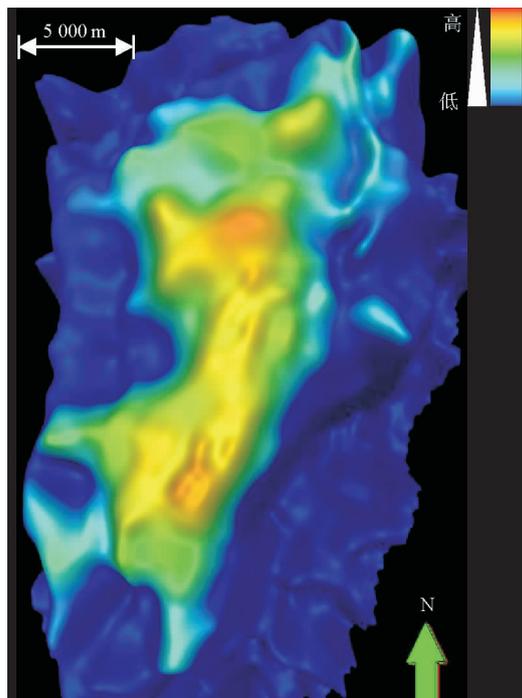


图 2 A 区块 Barra Velha 组沉积时期古地貌  
Fig. 2 Paleogeomorphology of the Barra Velha Formation in Block A

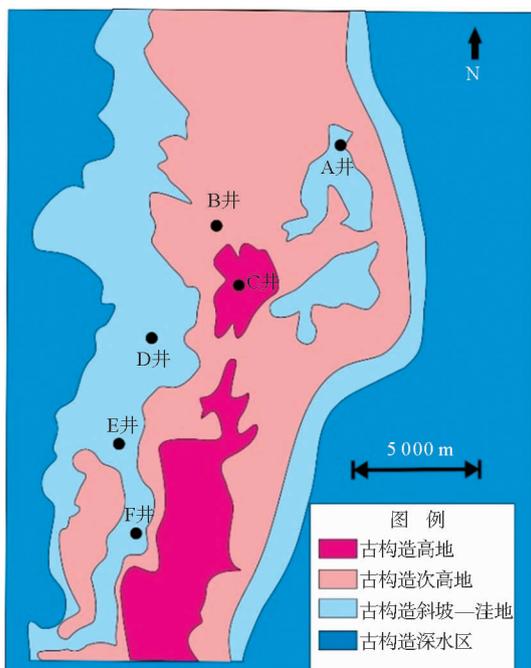
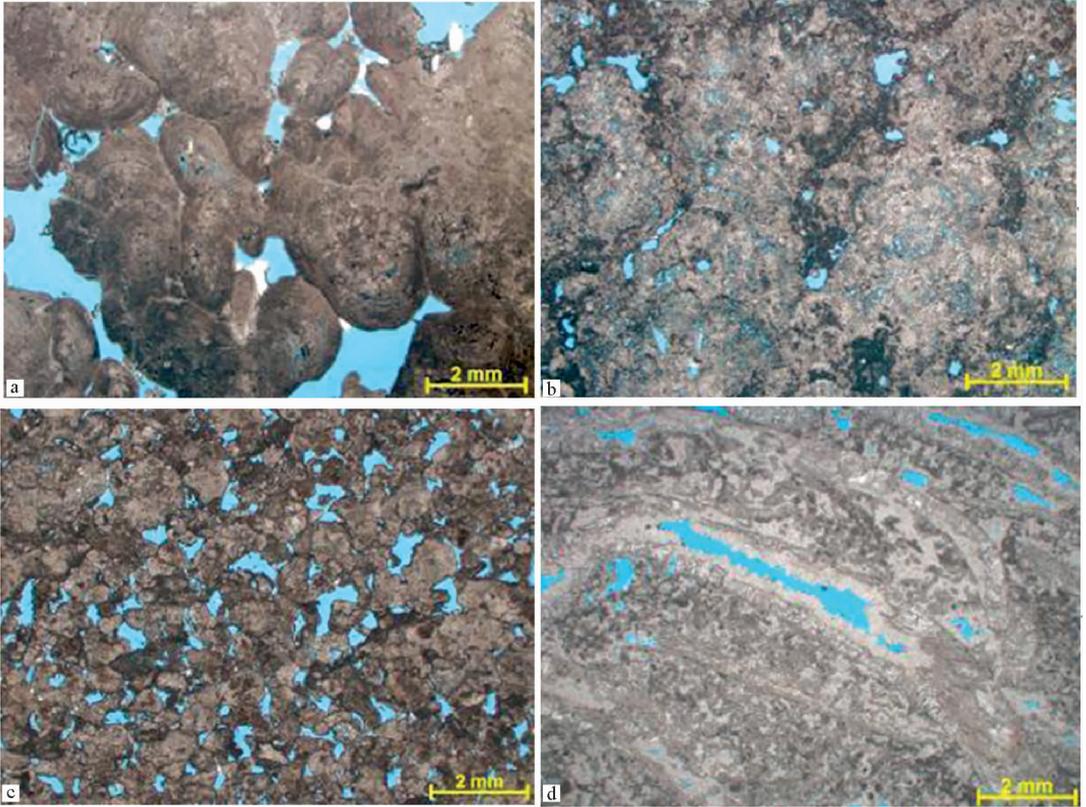


图 3 研究区 Barra Velha 组沉积时期古地貌平面分区  
Fig. 3 Paleogeomorphological zones of the Barra Velha Formation in Block A

地前缘的礁滩相为主,岩性以叠层石灰岩和颗粒灰岩为主,夹砾屑灰岩、泥晶颗粒灰岩、球粒灰岩、颗粒泥晶灰岩和泥灰岩。根据古地貌的起伏和水体的高低将研究区的礁滩相分为短期暴露礁滩、长期暴露礁滩和非暴露性礁滩 3 种类型。其中,暴露性礁滩的水体浅、能量高、沉积物的可容纳空间有限,骨架灰岩及颗粒灰岩的快速沉积或湖平面的降低使得沉积物暴露,骨架灰岩及颗粒灰岩停止生长,礁滩相向构造低部位迁移。

短期暴露礁滩由于暴露时间短,受大气水成岩环境影响有限,无明显的岩溶特征,以选择性溶解和早期淡水胶结为主。短期暴露的地貌高地剥蚀作用不明显,无明显的整合面。在构造斜坡—洼地区中的高能斜坡区以短期暴露礁滩相为主。长期暴露礁滩的地层较长时间与地表水沟通,淡水淋滤作用较强,发育粒内溶孔、粒间孔和铸模孔,甚至有溶缝或晶洞(图 4)。在研究区古构造高地和次高地多以长期暴露礁滩相为主。



(a) 粒间溶孔,部分重结晶;(b) 铸模孔;(c) 溶蚀晶洞;(d) 溶蚀缝

图 4 Barra Velha 组典型岩石孔隙类型薄片

Fig. 4 Typical texture and different pore types

非暴露性礁滩区,水体较深或者骨架灰岩及颗粒灰岩的沉积速率较低,无法平衡可容纳空间的变化,以细粒沉积为主,原生孔隙较差。由于地貌低部位水体能量相对较深,在高位域也没有发生明显的暴露或暴露时间短,储层的溶蚀改造作用弱、物性差,所以该相带沉积厚度较厚,但储层厚度薄。在古构造斜坡—洼地区中部分斜坡区和洼地以非暴露性礁滩为主。

研究区 Barra Velha 组主要储集空间包括粒

间孔、粒内溶孔、铸模孔,局部发育晶洞和溶缝。储层沉积时期,水体能量较强,储层原生孔隙发育,较高的古地貌较使得后期地层暴露遭受淡水淋滤作用、原生孔隙得以保存。研究区经历了同生期暴露的淡水淋滤作用和成岩中晚期的埋藏溶蚀作用,早期原生孔隙为埋藏溶蚀期溶蚀性流体提供了运移通道,有效抑制了胶结作用,形成了具有良好物性的碳酸盐岩储层。

## 4 结论

研究区 A 区块是在桑托斯盆地圣保罗高地上的次级凸起上沉积的下白垩统 Itapema 组和 Barra Velha 组湖相生物碎屑灰岩和微生物灰岩。Barra Velha 组沉积期古地貌起伏变化大,构造四周低,中部和南部为局部高地,凸起东侧和西侧发育构造洼地。分为古构造深水区、古构造斜坡—洼地区、古构造次高地及古构造高地共 4 个构造阶地,沉积成岩特征如下:

(1)古构造高地为高能环境但可容纳空间有限,地层沉积厚度薄,长期暴露环境对储层进行了改造,为优质储层发育区。

(2)古构造次高地为浅水区,水体能量强,可容纳空间较大,沉积储层厚度大。湖平面的频繁震荡变化,构造次高地发育多期次长期暴露,储层溶蚀作用发育,为优质厚储层发育区。

(3)古构造斜坡—洼地区具有一定的水深和坡度、能量幅度广、沉积类型多样。在其高能相带,以高能滩为主,原生孔隙发育;局限洼地以低能滩为主。古构造斜坡—洼地区发育的多期短期暴露,对储层的影响局限,为中—差储层发育区。

(4)古构造深水区为深湖相沉积,多为细粒沉积,无法形成有效储层。

### 参考文献:

- [1] 马永生,张新元.碳酸盐岩储层沉积学[M].北京:地质出版社,1999:25-30.
- [2] 张义楷,王志松,史长林,等.伊拉克米桑油田碳酸盐岩储层成岩作用[J].科学技术与工程,2016,30(2):45-53.
- [3] 刘小平,孙东胜,吴欣松.古岩溶地貌及其对岩溶储层的控制——以塔里木盆地轮古西地区奥陶系为例[J].石油实验地质,2007,29(3):265-268.
- [4] 陈景山,李忠,王振宇,等.塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩古岩溶作用与储层分布[J].沉积学报,2007,25(6):858-868.
- [5] 韦红,赵海峰,唐何兵,等.渤海盆地潜山下古生界岩溶古地貌特征分析——以 W 油气田为例[J].非常规油气,2016,3(6):31-35.
- [6] 高艺,姜在兴,李俊杰,等.古地貌恢复及其对滩坝沉积的控制作用——以辽河西部凹陷曙北地区沙四段为例[J].

油气地质与采收率,2015,22(5):40-46.

- [7] 王高平,王震亮,赵雪娇,等.鄂尔多斯盆地延安地区奥陶系风化壳古地貌恢复[J].沉积学报,2013,31(4):563-570.
- [8] 陈强路,钱一雄,马红强,等.塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩成岩作用与孔隙演化[J].石油实验地质,2003,25(6):729-734.
- [9] 马伯永,王根厚,李尚林,等.羌塘盆地东缘中侏罗统布曲组碳酸盐岩成岩作用与成岩环境[J].沉积与特提斯地质,2010,30(2):11-18.
- [10] 高计县,田昌炳,张为民,等.伊拉克鲁迈拉油田 Mishrif 组碳酸盐岩储层特征及成因[J].石油学报,2013,34(5):845-851.
- [11] 曾云贤,刘微,杨雨.罗家寨西南地区飞仙关早期沉积古地貌研究[J].西南石油大学学报,2007,29(1):10-11.
- [12] 邹才能,张光亚,陶士振,等.全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J].石油勘探与开发,2010,37(2):129-145.
- [13] 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):1389-1396.
- [14] 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.
- [15] 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[J].吉林大学学报:地球科学版,2013,43(6):1753-1761.
- [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] Harrington H J. Paleogeographic development of South America [J]. AAPG Bulletin, 1962, 46(10): 1773-1814.
- [18] Peter R C, Kristian E M, Mount V S. Reactivation of anobliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil [J]. AAPG Bulletin, 2001, 85(11): 1925-1944.
- [19] 赵永刚,王东旭,冯强汉,等.油气田古地貌恢复方法研究进展[J].科学技术与环境学报,2017,39(4):516-529.
- [20] 吴丽艳,陈春强,江春明,等.浅谈我国油气勘探中的古地貌恢复技术[J].石油天然气学报,2005,27(4):559-586.
- [21] 谭秀成,聂勇,刘宏,等.陆表海碳酸盐岩台地沉积微地貌恢复方法研究[J].沉积学报,2011,29(3):486-494.

# PALEOGEOMORPHOLOGY OF THE BARRA VELHA FORMATION IN BLOCK A OF THE SANTOS BASIN, BRAZIL, AND ITS CONTROL OVER RESERVOIRS

WU Jing<sup>1</sup>, ZHAO Pengfei<sup>1\*</sup>, WANG Hui<sup>1</sup>, WANG Yaqing<sup>1</sup>, LI Jinggong<sup>2</sup>

(1 CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China;

2 China National Offshore Oil and Gas Reserve Office, Beijing 100010, China)

**Abstract:** The Barra Velha Formation is the main oil-bearing zone in the Santos Basin of Brazil. Paleogeomorphology controls the distribution of sedimentary facies and reservoirs, in addition to early diagenesis, that result in variation in reservoir types and quality. Comprehensive studies have been carried out based on well data, core data, well log data and seismic data by using imprinting method, residual thickness method, combined with compaction correction to reconstruct the paleogeomorphology of Barra Velha Formation. Four zones are recognized in the target area, i. e. deep water zone, slope and low structure zone, sub-high structure zone and high structure zone. The zones of high quality reservoir are recognized by the paleogeomorphology features, sedimentary facies and exposure environment.

**Key words:** paleogeomorphology; exposed reef and bank; Santos Basin; dissolution; Brazil