

# 巴西M油田白垩系湖相碳酸盐岩 沉积相类型及分布

黄继新, 徐芳, 齐梅, 童强, 郭松伟, 罗强

中国石油勘探开发研究院

**摘要** 基于岩心沉积构造、古生物及其组合,结合测井相、地震相分析,对巴西桑托斯盆地M油田下白垩统的沉积环境与沉积相进行了深入研究,提出一种新的沉积微相分类方案。研究表明:研究区下白垩统I组主体为淡水开阔湖泊滨浅湖沉积,发育介壳滩、颗粒滩、滩间洼地、浅湖灰泥、滩缘、滑塌扇等沉积微相,局部为咸水丘滩型等湖泊滨浅湖沉积;B组为咸水丘滩型滨浅湖沉积,发育藻丘、颗粒滩、丘缘、滩缘、丘间洼地、藻灰坪等沉积微相。自下而上,湖盆水体逐渐变浅,呈现从I组以介壳滩-颗粒滩为主转变为B组以藻丘-颗粒滩为主的沉积格局。研究区湖相碳酸盐岩形成主要受控于古地貌、湖平面变化及水体介质的变化。构造沉降和湖平面变化控制可容空间,水体介质的变化控制生物类型,进而控制沉积微相类型,为沉积主要控制因素。藻丘及介壳滩等高能相带主要发育于古隆起部位,沉积厚度大,分布范围广,呈近南北向和北东-南西向展布;研究区东部迎风一侧发育颗粒滩,规模相对较小;丘间、滩间、浅湖灰泥等低能相带则主要发育于低洼部位。

**关键词** 湖相碳酸盐岩; 沉积相; 盐下; 白垩系; 桑托斯盆地; 巴西

**中图分类号**:TE122.3+2

**文献标识码**:A

## 0 前言

湖相碳酸盐岩是古湖盆从淡水向咸水直到盐、碱湖演变过程的必然产物,它广泛发育于各陆相含油气盆地,其分布受控于构造背景、气候和物源供给等多方面因素。由于湖相碳酸盐岩在一定条件下既是生油层又是储集层,油气成藏条件较好,因此在国内外湖相碳酸盐岩中均有一定的油气发现。在国内,湖相碳酸盐岩在四川盆地<sup>[1]</sup>、渤海湾盆地<sup>[2]</sup>和苏北盆地<sup>[3]</sup>等各类盆地均有发育,在地层时代上,自三叠纪到新近纪的古湖泊中均有分布,但主要集中于中生代和新生代<sup>[4]</sup>,且可作为优质储层,甚至是高产油层,如四川盆地中侏罗统大安寨组的介壳灰岩<sup>[5]</sup>、渤海湾盆地济阳坳陷古近系的礁灰岩<sup>[6]</sup>、苏北盆地古近系的生物灰岩<sup>[7]</sup>、柴达木盆地西部中新统油砂山组和始新统干柴沟组的生物礁灰岩<sup>[8-10]</sup>、渤海湾盆地黄骅坳陷沙河街组一段的生物灰岩<sup>[11]</sup>、冀中坳陷古近系沙河街组一段的鲕粒灰岩和生物碎

屑灰岩等<sup>[12]</sup>。在国外,湖相碳酸盐岩作为储层的盆地也很多,如巴西的坎波斯盆地、非洲的刚果盆地、美国的绿河盆地等。在现代湖泊中,如死海和美国西部大盐湖,现在还正在进行着碳酸盐岩和蒸发岩的沉积作用。但是,相对于海相碳酸盐岩,由于湖泊的规模远小于海洋,受地区性气候、环境和水体等条件的影响更为敏感,这使得湖相碳酸盐岩沉积具有侧向相变快、非均质性强等特点,而且研究的深度和广度远落后于海相碳酸盐岩。

湖相碳酸盐岩以近源和盆内沉积物为主,其成因和结构等基本特征随沉积环境的变化而变化。根据碳酸盐岩储层的成因与结构特征,其主要储层类型可分为礁滩储层、岩溶储层及白云岩储层等3类。Williamson等<sup>[13]</sup>建立了美国Uinta盆地绿河组湖相碳酸盐岩沉积相模式;Swirdeyuk等<sup>[14]</sup>建立了浪成鲕粒阶地相,认为波浪形成的鲕粒阶地是由一些厚约12 m的单个阶地组成的联合体;管守锐等<sup>[15]</sup>在对山东平邑盆地古近系官庄组中段碳酸盐岩的

收稿日期:2021-09-27; 改回日期:2022-08-07; 网络出版日期:2022-10-14

本文受中国石油天然气集团有限公司“十四五”项目“海外深层油气成藏机制与勘探评价技术研究”(编号:2021DJ3102)资助

**第一作者**:黄继新,博士,高级工程师,主要从事油气田开发和开发地质研究。通信地址:100083北京市海淀区学院路20号 中国石油勘探开发研究院; E-mail:huangjixin@petrochina.com.cn

**通信作者**:徐芳,博士,高级工程师,主要从事油气田开发和开发地质研究。通信地址:100083北京市海淀区学院路20号 中国石油勘探开发研究院; E-mail:xufang1984@petrochina.com.cn

研究中总结出了内源和外源混合沉积型、藻滩型和浅水蒸发台地型等沉积类型。

目前世界上储量规模大、产量高的油气藏多为碳酸盐岩油气藏,碳酸盐岩储层的油气产量约占世界油气总产量的60%<sup>[16-17]</sup>。相比海相碳酸盐岩而言,湖相碳酸盐岩虽然仅占碳酸盐岩的极少一部分<sup>[18]</sup>,但近年来大量开采的湖相碳酸盐岩油气藏让其成为国内外学者研究的重点。研究表明:中国湖相碳酸盐岩中蕴藏的油气资源量可达 $45\times 10^8$  t,但是平均探明率仅约为11%<sup>[18]</sup>,这使湖相碳酸盐岩成为我国油气勘探开发的重点。不仅如此,国外大型湖相碳酸盐岩储层的勘探开发也成为近年来国内外专家关注的焦点,但与湖相碳酸盐岩相关的沉积、层序、地震、储层等多学科相结合的综合研究及预测目前并不充分,此类综合研究正成为湖相碳酸盐岩储层研究的趋势<sup>[18]</sup>。

巴西桑托斯盆地早白垩世阿普特(Aptian)期为一大湖盆,发育厚层微生物灰岩、介屑灰岩,盆地近几年的重大发现均集中于此,但该湖盆的沉积物和沉积模式与常规湖相碳酸盐岩存在较大差异。本文基于岩心、测井、地震等资料,总结了桑托斯盆地湖相碳酸盐岩沉积相类型和发育模式,对丰富湖相碳酸盐岩储层地质理论具有重要意义。

## 1 地质概况

M油田位于巴西桑托斯盆地东部隆起带,本文研究的目的层为下白垩统盐下碳酸盐岩,沉积厚度介于250~900 m。油田的烃源岩为下白垩统湖相页岩,储层为下白垩统微生物灰岩和介壳灰岩,盖层为下白垩统巨厚盐岩,厚度为200~2000 m。

在盆地裂谷阶段,伴随着陆内裂谷作用的发生,形成了大量与基底活动相关的垒-堑式构造,断裂普遍发育;基底之上首先被大量的火成岩物质充填,之后沉积了一套河流-湖相层序(Guaratiba群盐下地层),从下往上包括C/P组、I组以及B组;在裂谷期的最后阶段,有海水侵入。P组和I组发育的湖相页岩构成盆地盐下的主力烃源岩,裂谷晚期在远离盆地物源区的I组和B组发育的湖相碳酸盐岩是盐下最重要的储集层<sup>[19-20]</sup>。

研究区下白垩统发育五个不整合面,对应4个三级层序,自下而上依次为SQ1、SQ2、SQ3、SQ4(图1),其中I组发育SQ1、SQ2层序,B组发育SQ3、SQ4

层序。本文以与不整合面对应的层序界面为依据,对目的层进行进一步划分,将I组细分为I1、J、I2、I3共4个小层,B组细分为B1、B2和B3共3个小层。

I组与B组的沉积环境及特征存在明显差异。I组沉积期为盆地断陷时期,介形虫以淡水种占绝对优势,指示淡水沉积环境,主要发育介壳灰岩和颗粒灰岩。B组沉积期为盆地裂后沉降期,古生物以叠层石为主,普遍发育枝状/灌木/乔木状叠层石,同时可见白云质灰岩、钙质胶结致密灰岩、镁黏土质灰岩发育。I组碳酸盐岩的微量元素组成中,镁硅含量较低;B组同位素与微量元素组成中,碳、氧同位素正偏2‰左右,镁硅含量偏高,硅含量最高达23.6%。这反映从I组沉积时期到B组沉积时期,湖水盐度增加,过渡为咸水环境。

## 2 沉积相类型及特征

### 2.1 岩相特征及岩相序列

根据大量岩心观察,识别出25类碳酸盐岩岩相。其中,I组发育8类,包括砾屑灰岩、鲕粒砾屑灰岩、介壳砾屑灰岩(介壳灰岩)、介屑颗粒灰岩(颗粒灰岩)、叠层石灰岩、粒泥灰岩、漂砾灰岩和层纹岩;B组发育17类,包括层状/树枝状/灌木状/乔木状多种形态叠层石灰岩、球粒灰岩、层纹岩、砾屑灰岩、颗粒灰岩、泥粒灰岩、粒泥灰岩、角砾岩、白云质灰岩、镁黏土灰岩等。

在此基础上,在I组建立1类典型岩相组合,在B组建立2类典型岩相组合。I组岩相组合为平行或微齿状层纹岩→漂砾岩→粒泥灰岩→泥粒灰岩→颗粒灰岩→砾屑灰岩→介壳灰岩。B组一类岩相组合为平行状层纹岩→球粒灰岩→树枝状叠层石→乔木状叠层石→灌木状叠层石→波状层纹岩→角砾岩;B组另一类岩相组合为平行状层纹岩→粒泥灰岩→泥粒灰岩→颗粒灰岩→砾屑灰岩。

### 2.2 沉积微相类型

结合典型岩相组合序列,进一步划分出沉积微相(表1):I组为淡水湖盆滨浅湖亚相沉积,发育介壳滩、颗粒滩、滑塌扇、滩缘、滩间洼地和浅湖灰泥等6种微相类型;B组为咸水湖盆滨浅湖亚相沉积,发育藻丘、藻灰坪、颗粒滩、丘缘、滩缘和丘间洼地等6种微相类型。其中介壳滩、颗粒滩、藻丘为有利储集相带。主要沉积微相的岩心相、测井相和地震

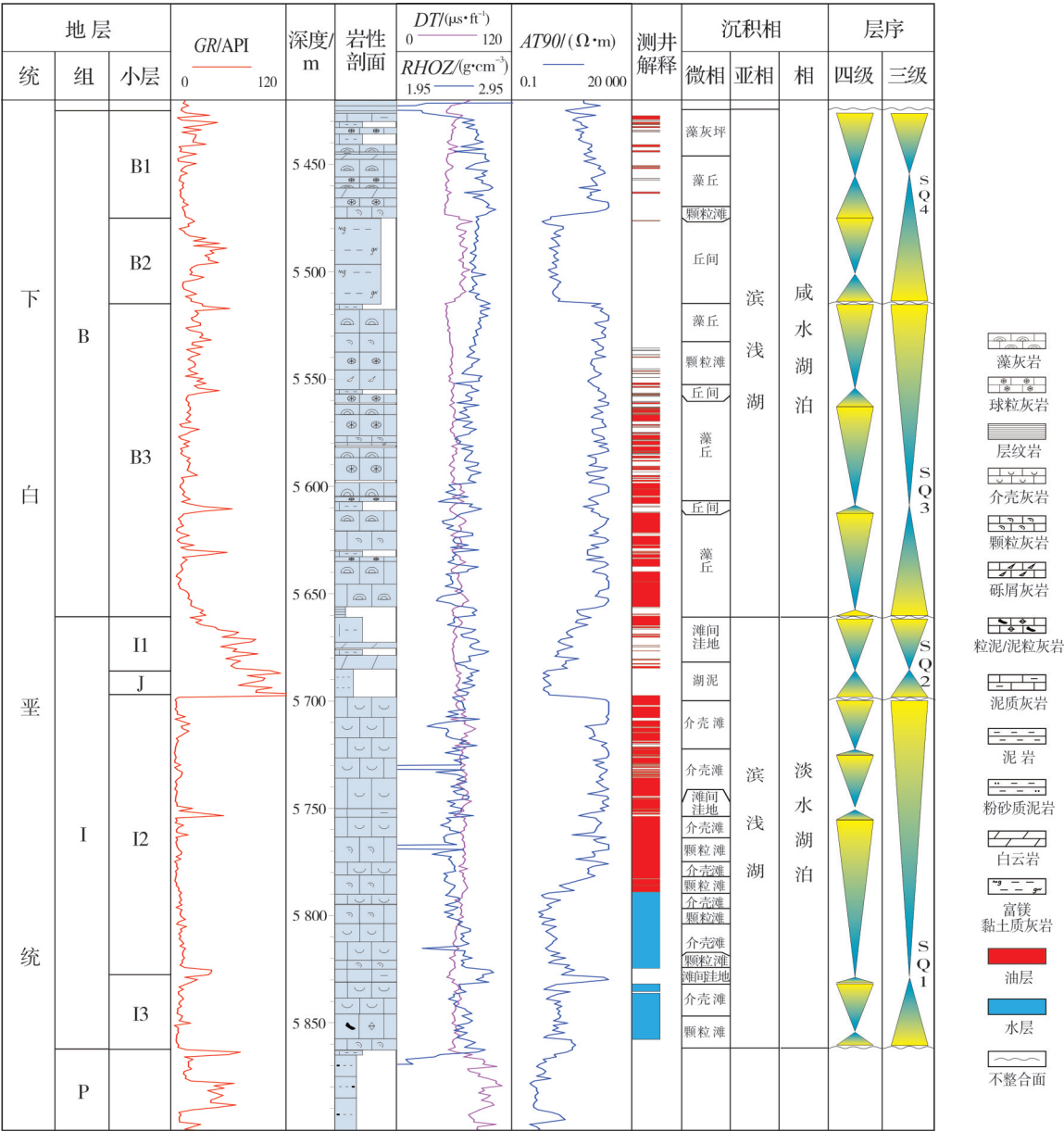


图1 桑托斯盆地M油田A0井综合柱状图

Fig. 1 Comprehensive column of Lower Cretaceous of Well A0 in M Oilfield of Santos Basin

相特征见图2。

2.2.1 I组主要沉积微相类型及特征

介壳滩 主要岩性为灰白色或乳白色介壳灰岩,厚度大,呈块状构造,含双壳类生物介屑,部分含鲕粒,分选中等—差,溶蚀孔隙发育。方解石、白云石以及石英等胶结较为发育。通常发育于浪基面附近的古隆起部位,由于水体能量较强,光照氧气充足,使得双壳类软体动物大规模繁盛,大量生物遗体受到水流的适度改造搬运至古隆起堆积成岩,形成介壳灰岩。裂谷后期湖水缓慢逐级退出,

沉积环境相对稳定,形成巨厚的介壳滩沉积。测井曲线呈锯齿状,具有低伽马、低密度、高声波时差特征;地震响应具有丘状外形,中低频、弱振幅,内部杂乱反射特征(图2)。

颗粒滩 主要由颗粒灰岩和砾屑灰岩组成,部分含有漂砾岩,水体能量较强,沉积物经过反复淘洗,颗粒大小为粗—中等,分选为中等—好,磨圆为次圆—圆,孔隙发育。测井响应具有低伽马、低密度、较高声波时差特征;地震响应为中—高频、中—弱振幅、连续性差的反射特征(图2)。



表1 桑托斯盆地M油田白垩系湖相碳酸盐岩沉积微相类型

Table 1 Sedimentary microfacies types of the Cretaceous lacustrine carbonate rocks in M Oilfield of Santos Basin

沉积相	亚相	微相	岩相组合	颜色	沉积构造	古生物
淡水湖泊	滨浅湖	介壳滩	介壳砾屑灰岩	灰白色	块状	双壳类
		颗粒滩	颗粒灰岩、砾屑灰岩	灰色	块状	双壳类
		滑塌扇	漂砾岩、粒泥灰岩	灰色、红棕色	块状	双壳类、介形虫
		滩缘	泥粒灰岩、颗粒灰岩、粒泥灰岩	深棕色、灰色	块状	双壳类
		滩间洼地	泥质灰岩夹颗粒灰岩、叠层石	灰色	层状	双壳类、藻类
		浅湖灰泥	泥岩、泥晶灰岩、泥质灰岩	灰色、褐色	块状、层状、波纹状	藻类
咸水湖泊	滨浅湖	藻丘	树枝状、层状、灌木状叠层石、球粒灰岩	棕黄色、灰色、灰白色	叠层构造	藻类
		藻灰坪	泥质灰岩、层纹岩、小型丘状叠层石	棕黄色、灰色	叠层构造、波纹层理	藻类
		颗粒滩	颗粒灰岩、泥粒灰岩、砾屑灰岩	棕黄色、灰色	块状	藻类
		丘缘	球粒灰岩夹泥质灰岩	棕黄色	块状	藻类
		滩缘	粒泥灰岩夹泥质灰岩	深棕色	块状	藻类
		丘间洼地	泥质灰岩、粒泥灰岩	灰色、棕色	纹层状	藻类

**滑塌扇** 主要由具有粒泥结构的漂砾岩、粒泥灰岩组成,海拔落差大、斜坡不稳定造成沉积物滑塌,于斜坡底部快速堆积形成。颗粒大小混杂、呈棱角状,分选和磨圆差,孔隙不发育。岩心照片上可见的块状、分选磨圆度差的砾岩为滑塌扇的典型标志。电性特征为中伽马、较高密度、较低声波时差。研究区滑塌扇发育相对较少,且厚度薄,地震识别难度较大。

**滩间洼地** 发育于滩间低能环境,由层状泥质灰岩、灰质泥岩与泥岩组成,主要为细粒沉积物,孔隙发育差,水体能量略高于浅湖灰泥。测井响应具有中—高伽马、较高密度、较低声波时差、较低电阻率特征;地震响应呈现为中频、中强振幅和高连续特征。

**浅湖灰泥** 发育于低能湖泊环境,水体相对较深,岩性主要包括泥质灰岩、灰质泥岩和泥岩等。沉积物粒度细,测井响应具有中—高伽马、较高密度、较低声波时差、较低电阻率特征,孔隙度和渗透率低;地震响应呈现为中—高频、高连续、强振幅、层状反射特征,边缘多见超覆现象(图2)。

## 2.2.2 B组主要沉积微相类型及特征

**藻丘** 滨浅湖水体深度及能量频繁波动,形成多种形态的叠层石集合体,主要为棕色层状、树枝状、灌木状及乔木状叠层石,单层厚度数厘米至数十厘米。层状叠层石反映能量较弱的沉积环境,树

枝状、灌木状反映水体能量有所增强,而乔木状微生物灰岩反映较强的水流能量。B组沉积时期湖泊蒸发作用较强,见白云石、硅质胶结。测井响应具有中—低伽马、中—高密度、较低声波时差特征;地震相呈丘状、内部杂乱反射,中弱振幅、高连续特征,部分呈低频中弱振幅(图2)。

**藻灰坪** 岩性主要为红棕色波状层纹岩夹叠层石灰岩、薄层灰色泥质灰岩,局部白云石化,见角砾岩。岩层发育变形构造、干裂构造。藻灰坪发育于湖水升降频繁、水动力不稳定的滨湖环境。湖水退出时,半固结的碳酸盐岩因暴露、蒸发、干缩使原始岩层弯曲变形、破裂,同时局部岩石暴露遭受风化作用发生改造。测井响应为中—低伽马,伽马曲线呈锯齿状,具有中—高密度、较低声波时差曲线特征。研究区藻灰坪发育较少,且厚度薄,地震识别难度较大。

**颗粒滩** 主要由颗粒灰岩组成,多发育于高能—较高能的浅水环境。具有低伽马、低密度、较高声波时差曲线特征,孔隙发育;地震响应为中—高频、中—弱振幅、连续性较差的反射特征(图2)。

**丘间洼地** 发育于丘间低能环境,受闭塞的咸水环境和微生物作用等影响,灰岩中的泥质多为富镁硅黏土,孔隙不发育。测井响应具有中—低伽马、中—低密度、较高声波时差,电阻率值低的特征;地震响应呈现为中频、高连续、中强振幅,层状反射的特征,位于丘状体两端(图2)。



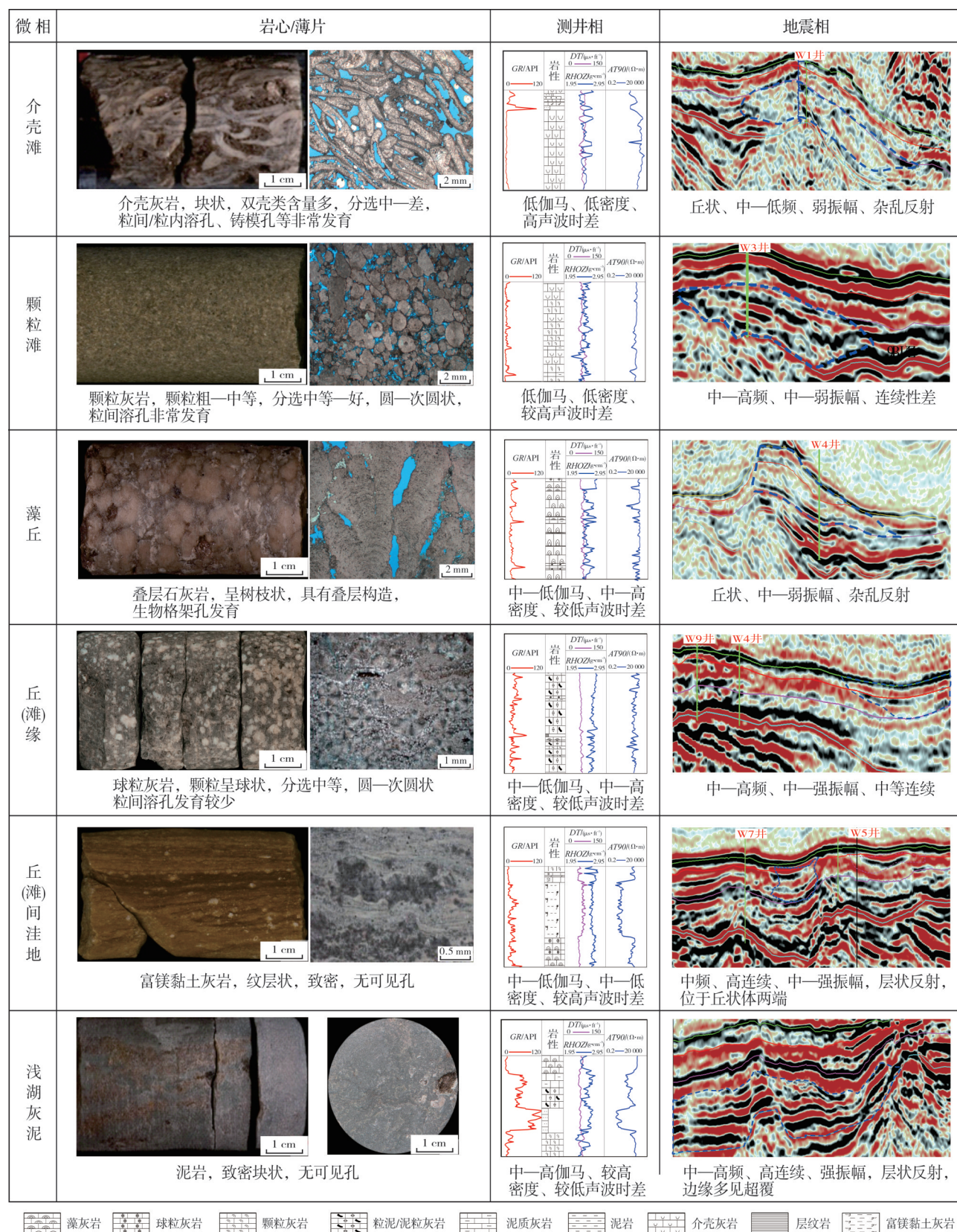


图2 桑托斯盆地 M 油田下白垩统碳酸盐岩典型测井相及地震相特征

Fig. 2 Characteristics of typical logging facies and seismic facies of the Lower Cretaceous carbonate rocks in M Oilfield of Santos Basin



### 3 沉积相模式

盆地裂谷阶段形成的大量与基底活动相关的全—坳式构造为碳酸盐沉积提供了重要的地貌条件,湖平面升降及水介质为碳酸盐沉积提供了重要的沉积环境。不同时期不同水介质环境下古隆起、坡折带及低洼部位发育了不同类型的碳酸盐岩。结合岩相序列、水进退沉积旋回等建立了研究区2种沉积模式。

I组沉积时期为断陷时期,盆地拉张,研究区形成箕状断块,呈现隆坳相间的古地貌特征。该时期

湖盆为淡水环境,湖盆开阔,水体通畅,能量强,为淡水开阔湖泊滨浅湖沉积(图3)。古隆起部位广泛发育介壳滩、颗粒滩,斜坡端发育滑塌扇,低洼部位发育滩缘或滩间,低部位为浅湖—半深湖沉积。

B组沉积时期为裂后沉降期,构造活动减弱,古地貌趋于平缓。该时期气候干热,受海侵作用与蒸发作用双重影响,湖盆水体盐度升高,水体受限,能量减弱,为咸水丘滩型湖泊滨浅湖沉积(图4)。古隆起部位发育藻丘,迎风一侧中低部位相对高能带发育颗粒滩,背风一侧低洼部位或局限环境发育丘缘或丘间沉积,高部位暴露区域发育藻灰坪。

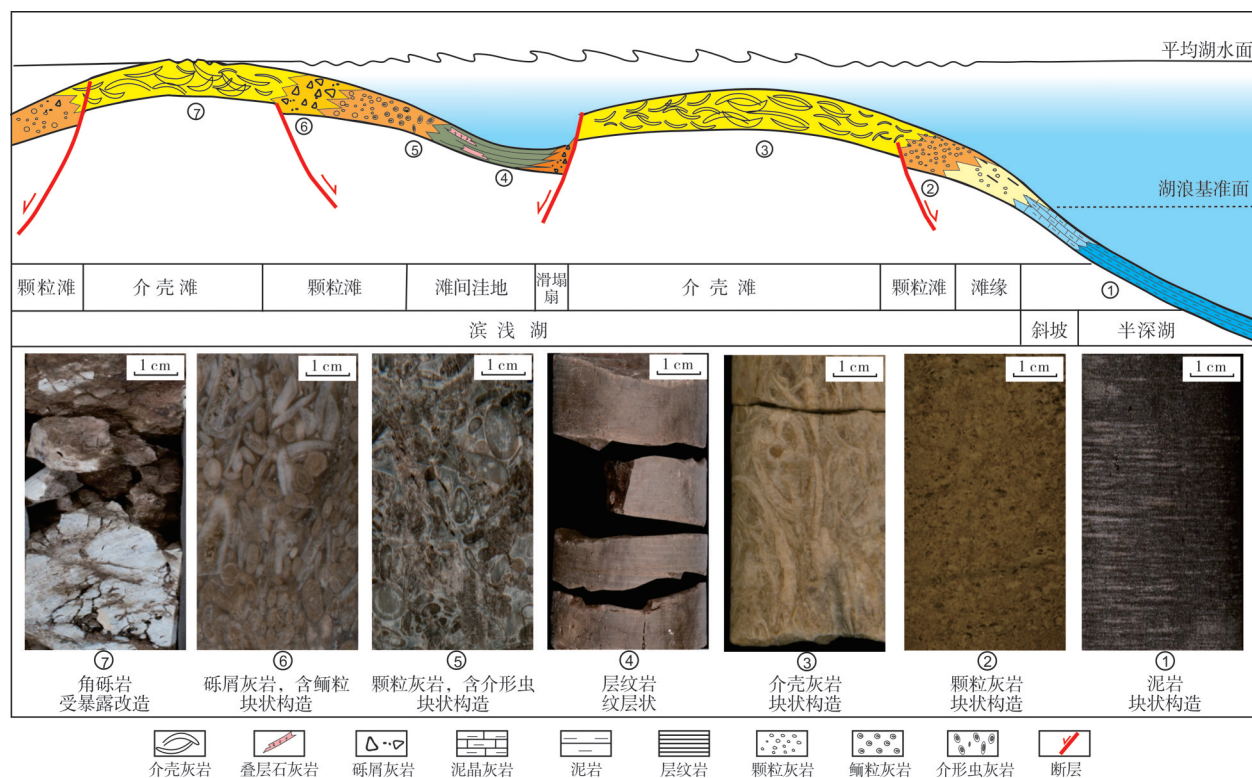


图3 桑托斯盆地M油田下白垩统I组碳酸盐岩沉积相模式

Fig. 3 Sedimentary facies model of carbonate rocks of the Lower Cretaceous I Formation in M Oilfield of Santos Basin

### 4 沉积相分布及演化

在沉积模式的指导下,结合单井沉积相、古地貌、地震相平面分布,建立连井沉积相剖面,进而分析沉积相的平面展布以及演化规律。整体上,研究区丘滩体非常发育,古隆起部位厚层丘滩体呈连片分布,横向连续性好,沉积规模大,低部位向丘/滩缘、浅湖灰泥过渡(图5)。

研究区自下而上发生4次较大规模的湖侵,沉

积演化与层序变化密切相关(图6,图7)。

I3+I2小层沉积时期(对应于层序SQ1),发生大规模快速湖侵,随湖平面升高,可容纳空间逐渐增大,至I3沉积末期,湖盆扩张至最大(图6c),之后缓慢逐级水退。古隆起部位沉积介壳滩、颗粒滩,陡坡带发育滑塌扇沉积,沉积体主要呈近南北向和北东—南西向展布(图6b—6c)。由于长期处于相对稳定的沉积环境,介壳滩—颗粒滩纵向多期叠置,沉积厚度大,成为研究区的主要储层。

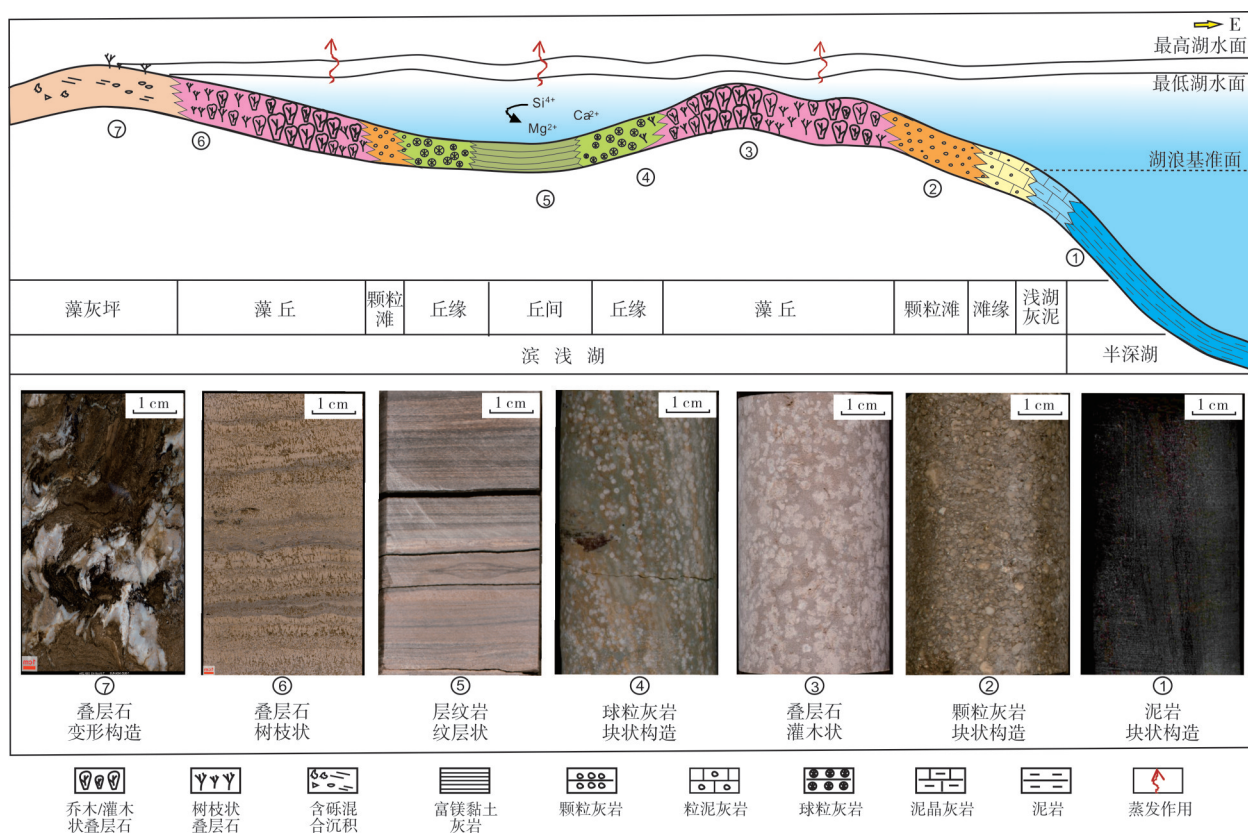


图4 桑托斯盆地M油田下白垩统B组碳酸盐岩沉积相模式

Fig. 4 Sedimentary facies model of carbonate rocks of the Lower Cretaceous B Formation in M Oilfield of Santos Basin

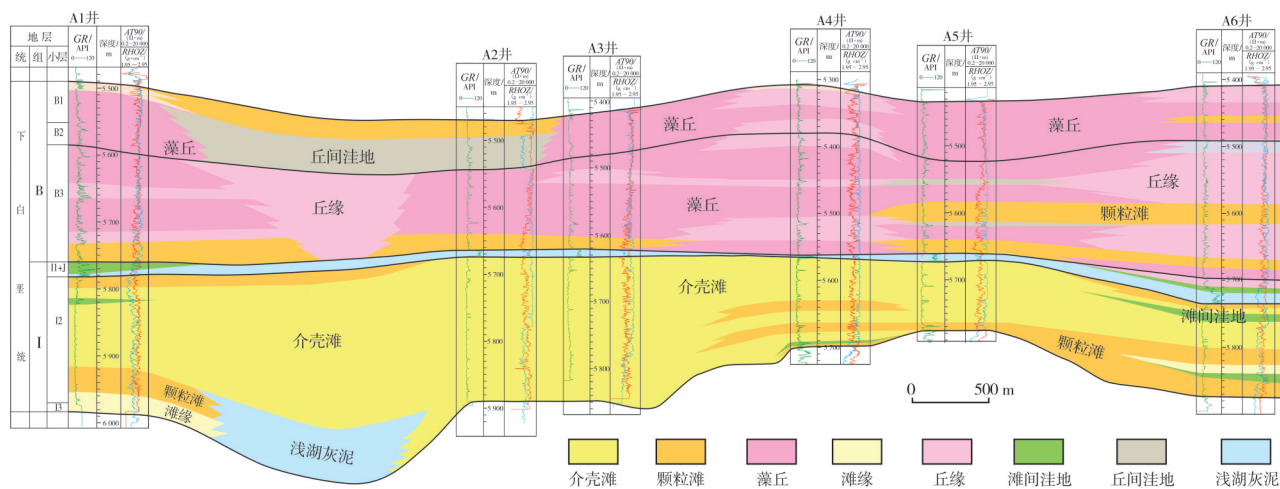


图5 桑托斯盆地M油田下白垩统碳酸盐岩沉积相剖面特征

Fig. 5 Sedimentary facies comparison section of the Lower Cretaceous carbonate rocks in M Oilfield of Santos Basin

I1+J 小层沉积时期(对应于层序SQ2), 呈现快速湖侵、快速湖退的特征。早期即J时期快速湖侵, 水体相对较深, 全区为浅湖灰泥沉积; 后期即I1小层沉积时期快速湖退, 水体相对变浅, 以滩间洼地沉积为主, 局部发育颗粒滩。该时期构造高部位暴露, 出现小范围的地层剥蚀(图6a)。

B3小层沉积时期(对应于层序SQ3), 此时研究区发生第3次湖侵, 湖侵规模相对较小, 呈现快速湖侵、微幅波动逐级退出的特征。湖盆受到湖侵作用与蒸发作用影响, 湖水盐度升高, 适应环境较强的叠层石繁盛, 从而形成大量叠层石灰岩。受构造继承性发育的影响, 藻丘同样以近南北向、北东—南



西向展布(图7c),分布范围广。颗粒滩主要在研究区东部中—低部位高能带发育,规模较小,分析认为是由于古构造西高东低,古风向来自东部,迎风侧叠层石经波浪打碎淘洗,形成大小不一的颗粒,于附近中低部位堆积形成。同时由于长期处于相对稳定的沉积环境,数厘米到十几厘米高度的不同形态(树枝状、乔木状、灌木状)的叠层石与薄层球

粒灰岩垂向上频繁交替,形成厚层的藻丘沉积。

B1+B2小层沉积时期(对应于层序SQ4),此时研究区发生第4次湖侵,藻丘分布范围进一步扩大(图7a—7b),但受水体能量变化的影响,研究区中部及北部较低部位发育丘间洼地。此时期气候更为干旱,钙质胶结致密藻灰岩、白云石化藻灰岩广泛发育,丘间富镁黏土质灰岩发育。

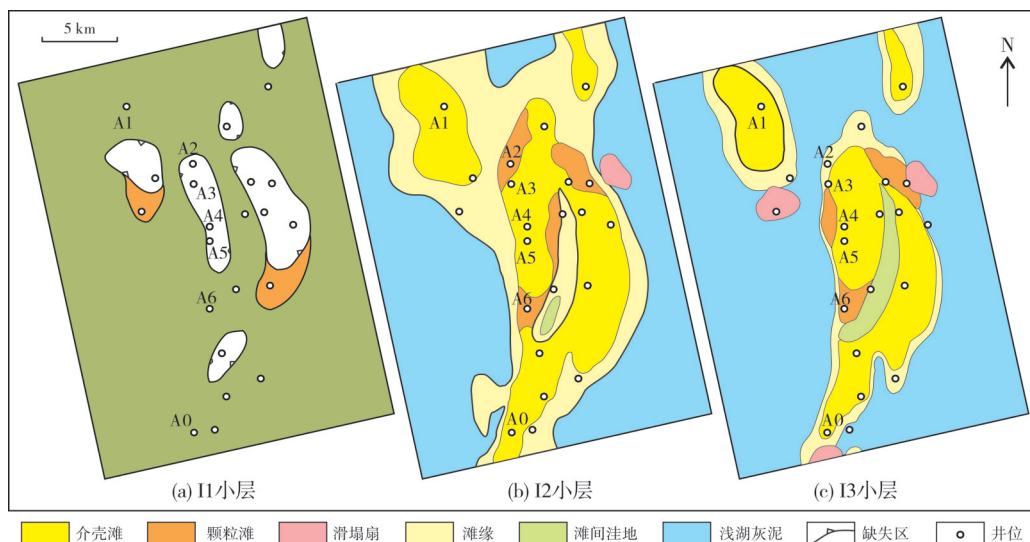


图6 桑托斯盆地M油田下白垩统I组沉积微相平面图

Fig. 6 Sedimentary microfacies plane of the Lower Cretaceous I Formation in M Oilfield of Santos Basin

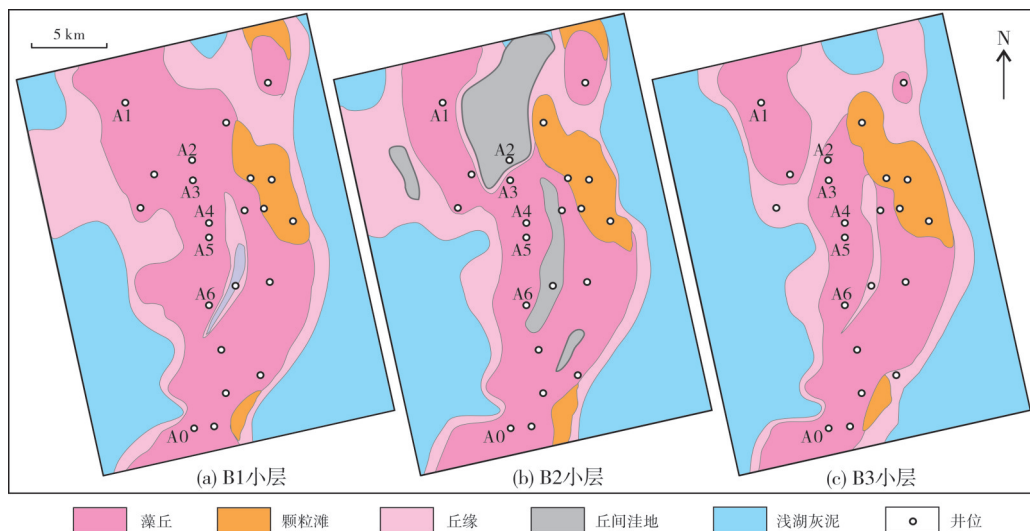


图7 桑托斯盆地M油田下白垩统B组沉积微相平面图

Fig. 7 Sedimentary microfacies plane of the Lower Cretaceous B Formation in M Oilfield of Santos Basin

## 5 结论

基于对岩心沉积构造、古生物及其组合研究,结合测井相、地震相分析,对巴西桑托斯盆地M油

田下白垩统沉积环境与沉积相进行了深入研究,建立3类典型岩相组合,进一步划分沉积微相。总体上,研究区自下而上湖盆水体逐渐变浅,呈现从I组以介壳滩—颗粒滩为主转变为B组以藻丘—颗粒滩

为主的沉积格局。

(1) I 组沉积时期为断陷期, 盆地拉张形成箕状断块, 研究区呈现隆坳相间的古地貌特征, 为淡水开阔湖泊滨浅湖沉积。古隆起部位广泛发育介壳滩、颗粒滩, 斜坡端发育滑塌扇, 低洼部位发育滩缘或滩间, 低部位为浅湖-半深湖沉积。

(2) B 组沉积时期为裂后沉降期, 古地貌趋于平缓, 湖水盐度升高, 为咸水丘滩型湖泊滨浅湖沉积。古隆起部位发育藻丘, 迎风一侧中低部位相对高能带发育颗粒滩, 背风一侧低洼部位或局限环境发育丘缘或丘间沉积, 高部位暴露区域发育藻灰坪。

(3) 研究区湖相碳酸盐岩形成主要受控于古地貌、湖平面变化及水体介质的变化。构造沉降和湖平面变化控制可容空间, 水体介质的变化控制生物类型, 进而控制沉积相类型, 为沉积主要控制因素。藻丘及介壳滩等高能沉积物主要沉积于古隆起部位, 沉积厚度大, 分布范围广, 呈近南北向和东北—南西向展布; 颗粒滩主要分布在研究区东部, 规模相对较小。

#### 参考文献

- [1] 王全伟, 梁斌, 阚泽忠. 四川盆地侏罗统自流井组湖相碳酸盐岩的碳、氧同位素特征及其古湖泊学意义[J]. 矿物岩石, 2006, 26(2): 87-91.  
WANG Quanwei, LIANG Bin, KAN Zezhong. Carbon and oxygen isotopic compositions of lacustrine carbonates of the Early Jurassic Ziliujing Formation in the Sichuan Basin and their paleolimnological significance[J]. Journal of mineralogy and petrology, 2006, 26(2): 87-91.
- [2] 杨生超, 邱隆伟, 刘魁元, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷邵家洼陷沙四段湖相碳酸盐岩储层特征与分类评价[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(4): 628-638.  
YANG Shengchao, QIU Longwei, LIU Kuiyuan, et al. Characteristics and classification and evaluation of lacustrine carbonate reservoir of the fourth member of Shahejie Formation of Shaojia Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Natural gas geoscience, 2016, 27(4): 628-638.
- [3] 王彩凤, 王连进, 邵先杰, 等. 苏北盆地湖相碳酸盐岩油藏油井生产特征及开发技术对策[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(1): 100-103.  
WANG Caifeng, WANG Lianjin, SHAO Xianjie, et al. Well production characteristics and development technical measures in lacustrine carbonate reservoir of Subei Basin[J]. Petroleum geology and recovery efficiency, 2013, 20(1): 100-103.
- [4] 王建功, 张道伟, 易定红, 等. 柴西地区下干柴沟组上段湖相碳酸盐岩沉积特征及相模式[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(4): 1-13.  
WANG Jiangong, ZHANG Daowei, YI Dinghong, et al. Depositional characteristics and facies model of lacustrine carbonate rocks in the upper member of lower Ganchaigou Formation in western Qaidam Basin[J]. Lithologic reservoirs, 2018, 30(4): 1-13.
- [5] 郑荣才, 郭春利, 梁西文, 等. 四川盆地大安寨段非常规储层的储集空间类型与评价[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(1): 16-29.  
ZHENG Rongcai, GUO Chunli, LIANG Xiwen, et al. Characteristics and evaluation of reservoir spaces of shale gas (oil) in Da'anzhai member of Ziliujing Formation in Sichuan Basin[J]. Lithologic reservoirs, 2016, 28(1): 16-29.
- [6] 孟涛, 刘鹏, 邱隆伟, 等. 咸化湖盆深部优质储集层形成机制与分布规律: 以渤海湾盆地济阳坳陷渤南洼陷古近系沙河街组四段上亚段为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 896-906.  
MENG Tao, LIU Peng, QIU Longwei, et al. Formation and distribution of the high quality reservoirs in a deep saline lacustrine basin: a case study from the upper part of the 4th member of Paleogene Shahejie Formation in Bonan Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum exploration and development, 2017, 44(6): 896-906.
- [7] 刘志峰, 金振奎, 吕玉珍, 等. 黄骅坳陷古近系沙河街组生物灰岩分布特征及其形成条件[J]. 沉积与特提斯地质, 2010, 30(3): 71-75.  
LIU Zhifeng, JIN Zhenkui, LÜ Yuzhen, et al. Formation and distribution of the biogenic limestones from the Palaeogene Shahejie Formation in the Huanghua Depression[J]. Sedimentary geology and Tethyan geology, 2010, 30(3): 71-75.
- [8] 温志峰, 钟建华, 张跃中, 等. 柴达木盆地西部生物礁储层的分布特征[J]. 石油学报, 2005, 26(6): 30-35.  
WEN Zhifeng, ZHONG Jianhua, ZHANG Yuezhong, et al. Distribution characteristics of reef reservoir in the western Qaidam Basin[J]. Acta petrolei sinica, 2005, 26(6): 30-35.
- [9] 易定红, 王建功, 石兰亭, 等. 柴达木盆地英西地区 E<sub>3</sub><sup>2</sup> 碳酸盐岩沉积演化特征[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(2): 46-55.  
YI Dinghong, WANG Jiangong, SHI Lanting, et al. Sedimentary evolution characteristics of E<sub>3</sub><sup>2</sup> carbonate rocks in Yingxi area, Qaidam Basin[J]. Lithologic reservoirs, 2019, 31(2): 46-55.
- [10] 李延丽, 王建功, 石亚军, 等. 柴达木盆地西部盐湖相有效烃源岩测井识别[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(6): 69-75.  
LI Yanli, WANG Jiangong, SHI Yajun, et al. Logging identification of effective source rocks in salt-lake facies in western Qaidam Basin[J]. Lithologic reservoirs, 2017, 29(6): 69-75.
- [11] 王永伟, 李荣西, 高胜利, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷湖相碳酸盐岩微量元素特征及沉积环境[J]. 石油实验地质, 2017, 39(6): 849-857.  
WANG Yongwei, LI Rongxi, GAO Shengli, et al. Trace element characteristics and sedimentary environment of lacustrine carbonate rocks in the Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum geology & experiment, 2017, 39(6): 849-857.
- [12] 杨剑萍, 李亚, 陈瑶, 等. 冀中坳陷蠡县斜坡沙一下亚段碳酸盐岩滩坝沉积特征[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014, 29(6): 21-28.  
Yang Jianping, LI Ya, CHEN Yao, et al. Sedimentary characteristics of carbonate beach bars in the lower part of the first member of Shahejie Formation of Lixian slope of Jizhong Depression[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(natural science edition), 2014, 29(6): 21-28.

- [13] WILLIAMSON C R, PICARD M D. Carbonate petrology of Green River Formation (Eocene), Uinta Basin, Utah: abstract [J]. AAPG bulletin, 1973: 57(4): 812.
- [14] SWIRYDCZUK K, WILKINSON B H, SMITH G R. The Pliocene Glens Ferry Oolite; II, sedimentology of oolitic lacustrine terrace deposits [J]. Journal of sedimentary research, 1980, 50(4): 1237-1247.
- [15] 管守锐, 白光勇, 狄明信. 山东平邑盆地第三系官庄组中段碳酸盐岩沉积特征及沉积环境[J]. 华东石油学院学报(自然科学版), 1985(3): 9-20.  
GUAN Shourui, BAI Guangyong, DI Mingxin. Sedimentary characteristics and environment of carbonate rocks in the middle member of the Guanzhuang Formation of Lower Tertiary in the Pingyi Basin of Shandong Province [J]. Journal of China University of Petroleum (edition of natural science), 1985(3): 9-20.
- [16] 黄成刚, 袁剑英, 田光荣, 等. 柴西地区始新统湖相白云岩储层地球化学特征及形成机理[J]. 地学前缘, 2016, 23(3): 230-242.  
HUANG Chenggang, YUAN Jianying, TIAN Guangrong, et al. The geochemical characteristics and formation mechanism of the Eocene lacustrine dolomite reservoirs in the western Qaidam [J]. Earth science frontiers, 2016, 23(3): 230-242.
- [17] 李翔, 王建功, 张平, 等. 柴达木盆地英西地区  $E_3^2$  裂缝成因与油气地质意义[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(6): 45-54.  
LI Xiang, WANG Jiangong, ZHANG Ping, et al. Fracture genesis mechanism and geological significance of  $E_3^2$  in Yingxi area, Qaidam Basin [J]. Lithologic reservoirs, 2018, 30(6): 45-54.
- [18] 刘圣乾. 东营凹陷西部沙四上亚段湖相碳酸盐岩沉积特征研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2018.  
LIU Shengqian. Sedimentary characteristics of lacustrine carbonates in the upper fourth member of Shahejie Formation ( $E_4^s$ ), western Dongying Depression [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2018.
- [19] 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.  
KANG Hongquan, CHENG Tao, LI Minggang, et al. Characteristics and main control factors of hydrocarbon accumulation in Santos Basin, Brazil [J]. China offshore oil and gas, 2016, 28(4): 1-8.
- [20] 贾怀存, 康洪全, 梁建设, 等. 桑托斯盆地湖相碳酸盐岩储层特征及控制因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(2): 1-9.  
JIA Huaicun, KANG Hongquan, LIANG Jianshe, et al. Characteristic and developmental controlled factors of pre-salt lacustrine carbonate, Santos Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2021, 43(2): 1-9.

编辑:黄革萍

## Types and distribution of sedimentary facies of the Cretaceous carbonate reservoirs in the M Oilfield of Santos Basin, Brazil

HUANG Jixin, XU Fang, QI Mei, TONG Qiang, GUO Songwei, LUO Qiang

**Abstract:** Based on the sedimentary structure, paleontology and lithology combinations of cores, combined with the analysis of logging facies and seismic facies, the sedimentary environment and facies of Lower Cretaceous in M Oilfield of Santos Basin were studied, and a new sedimentary facies classification scheme was proposed. The research shows that: it is an open littoral-shallow lake sedimentary environment with freshwater of Formation I in the study area, which includes microfacies of coquina shoal, granular shoal, inter-shoals, shallow lake marl, shoal margin, and slump fan; it is mound-shoal type littoral-shallow lake sedimentary environment with salt water sediments of Formation B, which includes algal mound, granular shoal, mound margin, shoal margin, inter-mounds, and algal marl flat. From the bottom to the top, the water body gradually become shallow, showing a sedimentary pattern that changes from the coquina shoal-granular shoal dominated in Formation I to algal mound-granular shoal dominated in Formation B. The stratigraphy of lacustrine carbonate rocks in the study area is mainly controlled by paleogeomorphology, lake level and water medium. Structural subsidence and lake level control the accommodating space, and water media controls the types of organisms, which in turn controls the types of sedimentary facies. These are the main controlling factors for sedimentary. The high-energy facies such as algal mound and coquina shoal are mainly developed in the paleo-uplifts, with large thickness and wide distribution, and they are distributed in a near north-south and northeast-southwest direction. Low-energy facies such as inter-mounds, inter-shoals, and shallow lake marl are mainly developed in lower parts of paleogeomorphology.

**Key words:** lacustrine carbonate rock; sedimentary facies; pre-salt; Cretaceous; Santos Basin; Brazil

**HUANG Jixin**, First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in oilfield development geology. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China

**XU Fang**, Corresponding author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in oilfield development geology. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China