

南美玛德莱德迪奥斯盆地深层二叠系碳酸盐岩 沉积特征及主控因素

——以秘鲁58区块二叠系 Copacabana 组为例

赵永斌, 田作基, 阳孝法, 刘亚明, 马中振, 周玉冰, 王丹丹, 韩杰

中国石油勘探开发研究院

摘要 基于区域沉积环境及古地貌分析,充分利用岩心、薄片、测井和地震等资料,对秘鲁58区块二叠系 Copacabana 组的沉积相识别标志、沉积相类型及展布特征开展研究,建立了研究区碳酸盐岩的沉积模式,揭示出沉积储层发育的主控因素。研究表明:① Copacabana 组属于碳酸盐台地沉积,可划分为开阔台地、局限台地和蒸发台地3种沉积相和开阔台地浅滩、滩间海,局限台地潟湖、浅滩和蒸发台地潮坪5种亚相。② Copacabana 组下段广泛发育开阔台地颗粒滩;中段开阔台地滩间海由西南部延伸至工区大范围;上段由西南向东北依次发育开阔台地滩间海—开阔台地颗粒滩—局限台地潟湖沉积,上段顶部发育区域性风化壳。自下而上展示出退积—加积—进积的沉积序列。③ 储层发育受控于古地貌和海平面升降的双重作用:古地貌的高低造成风化程度的不同,进而控制了风化壳、砂屑白云岩、白云质灰岩储层的发育;海平面周期性变化引起颗粒滩的迁移,进而控制了颗粒灰岩储层的发育。明确了研究区风化程度有限,主要发育开阔台地颗粒滩,颗粒灰岩为研究区主要的储层类型。

关键词 碳酸盐岩; 沉积相; 颗粒灰岩; 主控因素; 二叠系; 玛德莱德迪奥斯盆地; 秘鲁

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

0 前言

碳酸盐岩是非常重要的油气储层,全球超过60%的石油产量和40%的天然气产量来自碳酸盐岩。我国在西部塔里木盆地、中部四川盆地和鄂尔多斯盆地开展了多年的碳酸盐岩油气藏勘探,在深部地层,发现了大量碳酸盐岩油气藏^[1-4]。南美玛德莱德迪奥斯盆地二叠系 Copacabana 组碳酸盐岩地层与我国西部盆地具有相近的地质条件,是秘鲁58区块有潜力的勘探层系。58区块及周边多口探井具有商业发现及较好的气测显示,揭示出良好的勘探前景,其中邻区 Mip-1 井和 Mip-2 井为商业气流井,58区 U-1 井、P-2 井和 P-4 井钻遇 Copacabana 组顶部,出现气测异常。对已钻井气测、试油等资料的统计表明: Copacabana 组沉积相对有利储层的分布有重要的控制作用,是研究区碳酸盐岩油气成藏

的关键因素之一^[5-6]。但由于碳酸盐岩沉积环境复杂,加之勘探程度低,目前缺乏对 Copacabana 组沉积相展布规律的认识,储层分布规律亦不明确,这制约了该层系的勘探。

研究区以往的沉积相研究主要是基于单井岩心、薄片资料的沉积类型分析,缺乏区域上的沉积体系和沉积相带展布等方面的研究。随着研究区 Copacabana 组油气勘探的深入,逐年增加的钻井及地震资料为 Copacabana 组沉积相的深化研究提供了基础。在区域沉积背景调研的基础上,本文选取 Mip-2 井、Paw-1 井等7口井的岩心样品99块,结合钻遇 Copacabana 组的测井资料及研究区地震资料,开展古地貌分析,识别岩石类型、测井相及地震相标志,明确沉积类型及展布特征,建立了研究区碳酸盐岩的沉积模式,探讨了沉积相发育的主控因素。

收稿日期:2021-10-27; 改回日期:2022-02-22

本文受中国石油“十四五”前瞻性基础性重大科技项目“海外重点领域油气勘探关键技术研究”(编号:2021DJ3105)资助

第一作者: 赵永斌, 博士, 高级工程师, 现主要从事地质勘探工作。通信地址: 100083 北京市海淀区学院路20号; E-mail: zhaoyongbin@petrochina.com.cn

1 区域地质概况

1.1 区域构造特征

玛德莱德迪奥斯盆地位于南美安第斯山前,为多旋回沉积的弧后前陆盆地。秘鲁58区位于盆地的西南部,处于前陆盆地逆冲推覆外区^[7-10]。受第四纪前陆造山的影响,区块内整体呈东北高西南低的趋势,形成隆凹相间的构造格局。3个隆起条带依次对应北部、中部和南部逆冲褶皱带(图1a),靠近安第斯山前区发育凹陷带,其中北部和中部逆冲构造带是有利的构造带。

区域上,盆地经历了克拉通边缘盆地→裂谷盆地→前陆盆地3个演化阶段^[11-12]。寒武纪—奥陶纪早期,盆地为古生代大陆边缘的一部分,持续至晚二叠

世,受伸展应力的影响,由克拉通边缘盆地转化为裂谷盆地。中新世,受太平洋板块低角度逆冲挤压作用影响,进入前陆盆地演化阶段,形成了现今山前凹陷带和多个逆冲带呈条带状展布的构造格局。

1.2 区域地层特征

盆地地层主要在前寒武系基底之上发育而来,沉积厚度为6 000~10 000 m。地层从下至上包括奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二叠系、白垩系、古近系、新近系和第四系,三叠系、侏罗系和中下白垩统缺失^[13](图1b)。秘鲁58区的目的层系为二叠系中/下Nia组、Noi组、Ene组以及Copacabana组,其中Copacabana组为深部潜在勘探层,是本次研究的目标层位。

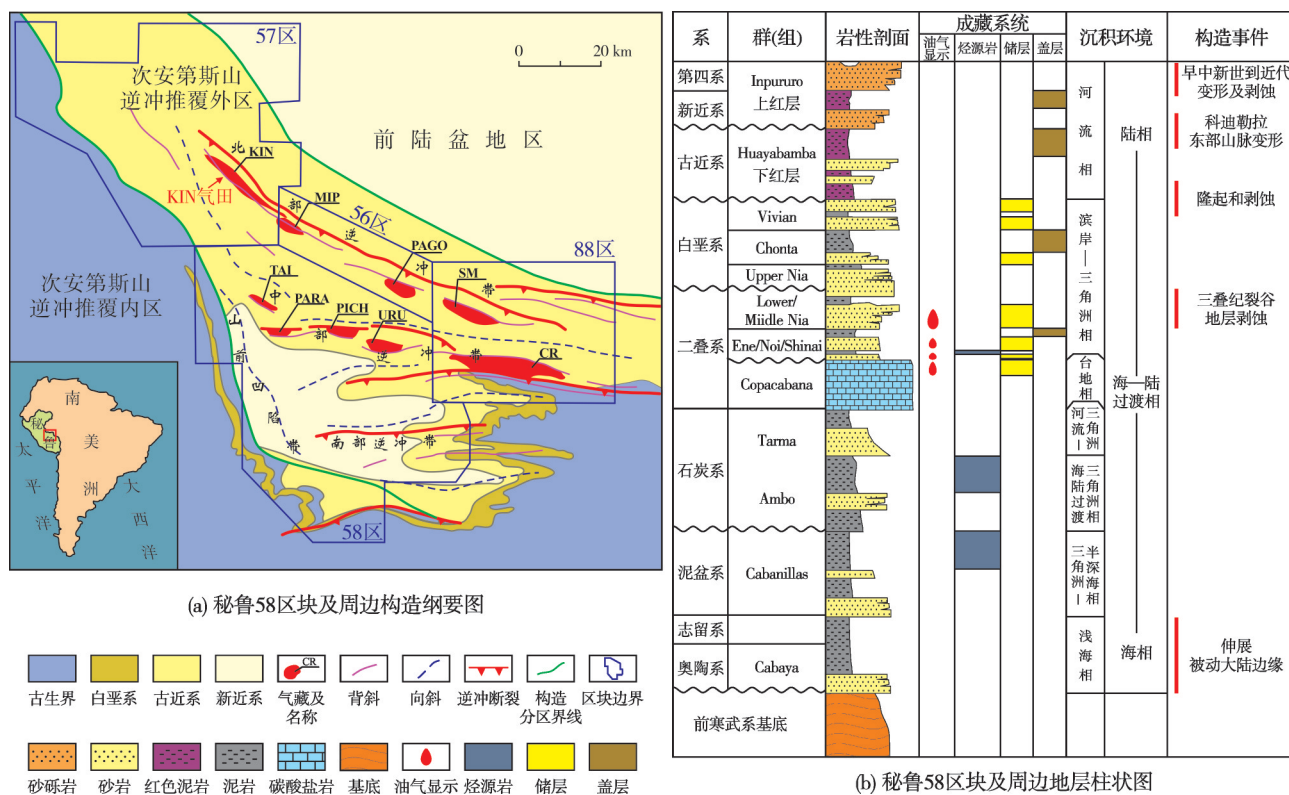


图1 秘鲁58区及周边构造纲要及地层柱状图

Fig. 1 Tectonic outline and stratigraphic column of Block 58 and its surrounding areas in Peru

1.3 Copacabana组沉积背景

古生代南美大陆位于泛大陆西南部,发育稳定的板块内部沉积,间断性海水侵入板块内的沉降区,形成以碎屑岩为主、局部为碳酸盐岩的沉积。二叠纪早期经历了晚古生代最大范围的一次海侵,

盆地处于浅海台地的沉积环境,形成了区域上分布非常稳定的Copacabana组碳酸盐岩沉积^[14]。

碳酸盐岩的沉积厚度能够一定程度上反映出水动力条件:高能相带碳酸盐产率高,地层厚度大;低能相带碳酸盐产率低,地层厚度小。由前人研究编制的58区及周边Copacabana组碳酸盐岩厚度图

可见(图2):在秘鲁地区中南部碳酸盐岩厚度约为200~1 500 m,平均厚度为664 m,具有两侧薄(200~500 m)、中部厚(500~1 500 m)的展布特征,中部厚层区呈条带状近似平行海岸线分布^[15]。58区及周边位于厚层区的东北部,反映出由陆向海、由低能向高能相带转换,并以高能相带为主的沉积背景。

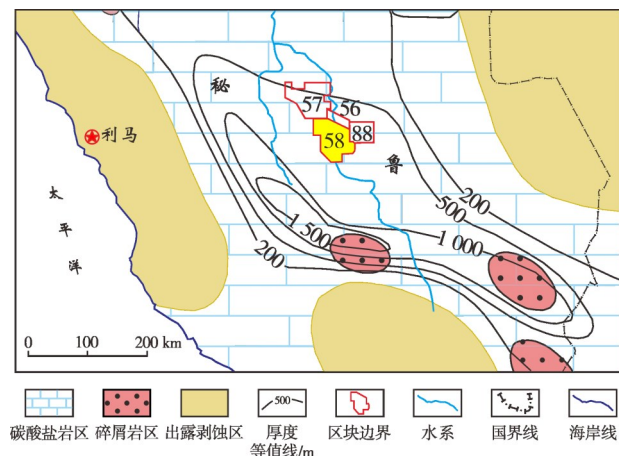


图2 秘鲁58区及周边 Copacabana 组碳酸盐岩厚度图
(据文献[15])

Fig. 2 Contour map of carbonate rock thickness of Copacabana Formation of Block 58 and its surrounding area in Peru (cited from reference[15])

2 沉积相类型

58区 Copacabana 组地层厚度约为400~800 m,通过与周边地层对比,结合地层岩性将 Copacabana 组划分为3段^[16-17](图3):下段发育厚层颗粒灰岩、泥灰岩和泥岩;中段发育颗粒灰岩、泥晶灰岩、泥灰岩和泥岩;上段发育燧石、砂屑白云岩、石膏、颗粒灰岩、泥灰岩和泥岩。整体上, Copacabana 组为浅海碳酸盐台地沉积,在整体为高能环境的沉积背景下,自东向西由低能相带向高能相带转换。参照经典塔克碳酸盐岩沉积相模式^[18-19],通过岩心描述、薄片鉴定、测井相及地震相分析,识别出研究区以开阔台地相为主,见局限台地相,局部发育蒸发台地相。 Copacabana 组碳酸盐台地沉积可划分为3种沉积相和5种沉积亚相(表1)。

2.1 开阔台地相

开阔台地相为台地边缘后与广海相连通的区域,是 Copacabana 组主要的沉积相类型,在平面上和纵向上普遍分布。开阔台地包括位于构造较高部位的水动力较强的浅滩(颗粒滩),以及滩体间相对低洼区的滩间海。

颗粒滩 岩石类型包括生物碎屑颗粒灰岩和鲕粒灰岩。在地震剖面上的反射特征明显,具有丘状形态,内部具有低振幅、杂乱的反射结构(表1)。生物碎屑颗粒灰岩中含有大量生物碎屑,主要为棘皮类和腕足类,另外含有一定数量的鲕粒,亮晶胶结为主,部分受重结晶作用影响形成微晶胶结。鲕粒灰岩为亮晶胶结,颗粒支撑,鲕粒含量超过60%,鲕粒呈同心层和可变形状(圆形、椭圆形),粒度介于0.2~0.4 mm,鲕粒核心一般溶解或充填石英颗粒。鲕粒间含有生物碎屑,主要为棘皮类碎屑。

滩间海 颗粒滩之间的低洼区,发育低能的泥粉晶灰岩、泥灰岩及泥岩。泥灰岩由大量的似球状泥晶方解石构成,含棘皮动物和介形虫碎屑。

2.2 局限台地相

局限台地相是向海一侧受浅滩遮挡而形成的相对低洼的潮下地区。58区局限台地相在平面上主要分布于东北靠陆地一侧,纵向上主要分布于 Copacabana 组上段。局限台地水体循环受阻,整体处于低能环境,仅与广海相通部位为高能环境,由此形成了以低能的泥晶灰岩、泥灰岩和白云质灰岩为主,局部伴有高能砂屑白云岩的岩性组合特征。地震反射特征为席状,内部则表现出平行—亚平行夹小型杂乱反射,具有中弱振幅、中等连续性的特征(表1)。局限台地相主要包含了潟湖和浅滩(砂屑滩)亚相。

潟湖 主要发育由微晶方解石构成的泥晶灰岩,偶见微晶白云石,少见生物碎屑,颗粒直径主要分布于0.08~0.65 mm。该亚相反映了水体环境受限、潮下低能的沉积环境,是典型的局限台地沉积特征。

砂屑滩 在潟湖边缘水动力较强的地貌较高部位,发育高能的砂屑灰岩、生物碎屑灰岩及砂屑白云岩。在研究区的北部构造带识别出了砂屑白云岩、生物碎屑灰岩。砂屑白云岩以粗晶白云石为主体,伴有硅质碎屑,偶见石膏充填。其中,硅质碎屑由石英和少量长石组成。岩性组合反映出该相带主体处于局限低能水体,在靠近开阔台地的部位,发生局部高能、低能交互的沉积作用而形成。砂屑白云岩薄片镜下特征显示(表1),砂屑白云岩物性条件好,是区内最为有利的储层类型。

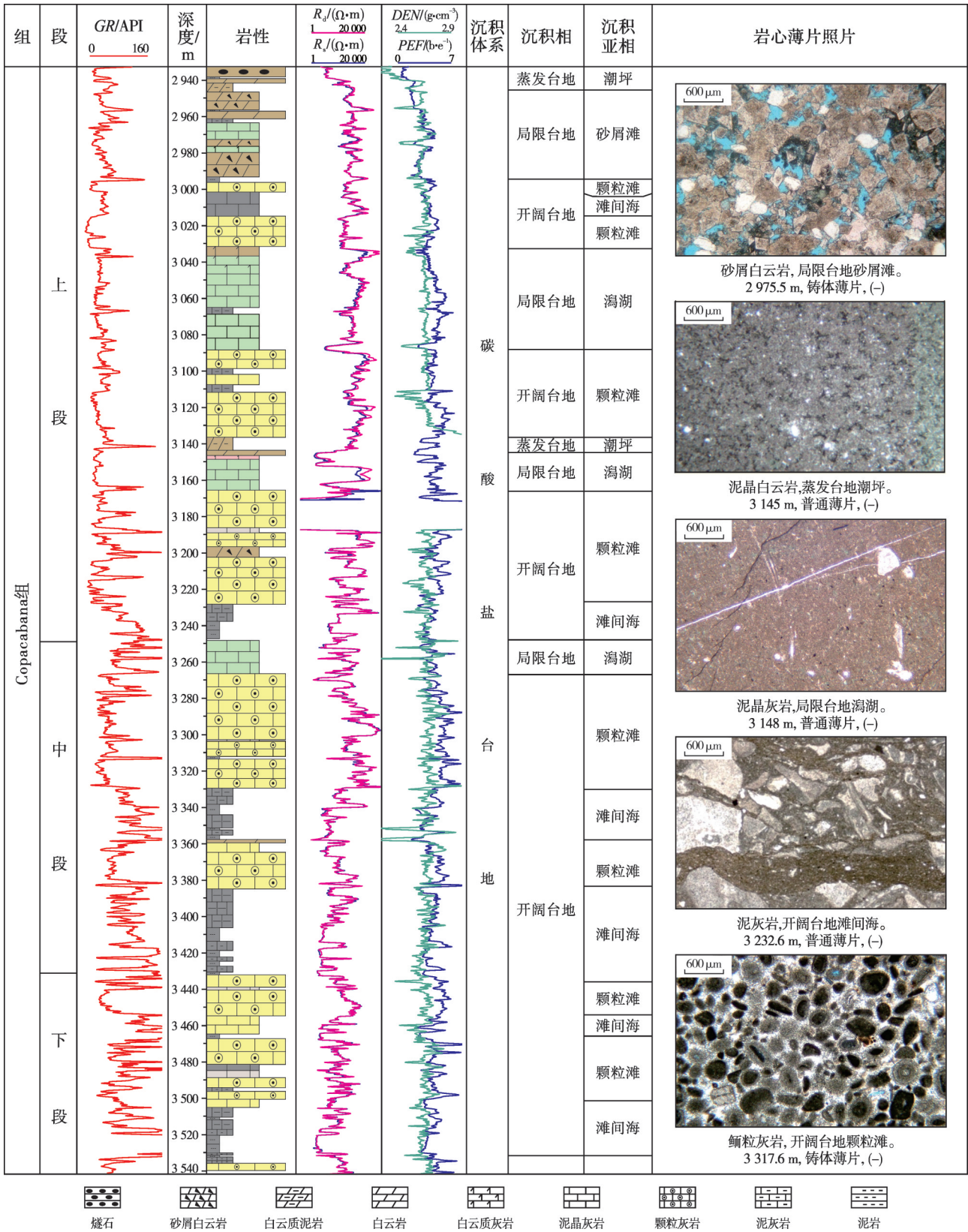
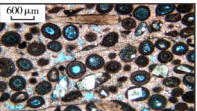

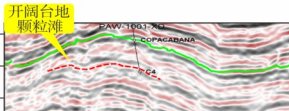
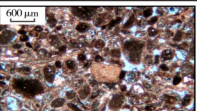
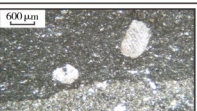
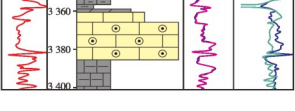
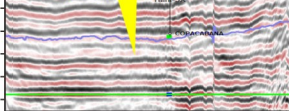
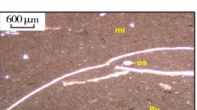
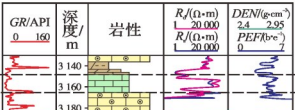



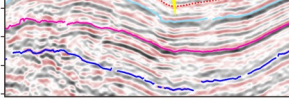

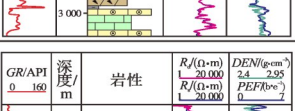



图3 秘鲁58区 Mip-2井综合柱状图
Fig.3 Comprehensive column of Well Mip-2 in Block 58, Peru

表1 秘鲁58区 Copacabana组碳酸盐台地沉积相划分及识别标志

Table 1 Sedimentary facies division and identification marks of carbonate platform of Copacabana Formation in Block 58, Peru

相	亚相	岩性	岩石薄片	测井曲线	地震相
开阔台地	浅滩(颗粒滩)	生物碎屑灰岩和鲕粒灰岩, 亮晶胶结, 厚度较大	 鲕粒灰岩, 含棘皮动物碎屑。Mip-1井2 729 m, 铸体薄片(-)		
		生物碎屑灰岩, 棘皮和无足动物碎屑。Mip-2井3 435.9 m, 铸体薄片(-)			
	滩间海	泥晶灰岩, 夹泥灰岩	 泥晶灰岩。Mip-2井3 264.29 m, 普通薄片(-)		
局限台地	潟湖	泥晶灰岩及泥灰岩, 少量白云质灰岩	 泥晶灰岩, 含有棘皮动物碎屑。Mip-2井3 260.8 m, 普通薄片(-)		
	浅滩(砂屑滩)	砂屑白云岩、亮晶砂屑灰岩, 规模小, 以夹层出现	 砂屑白云岩。Mip-2井2 614 m, 铸体薄片(-)		
蒸发台地	潮坪	泥晶白云岩、含石膏, 发育潮汐层理及藻纹层结构	 泥晶白云岩。Mip-2井3 163 m, 普通薄片(-)		



礁石



砂屑白云岩



白云岩



颗粒灰岩



泥灰岩



白云质灰岩



泥晶灰岩



泥晶白云岩



灰质白云岩

2.3 蒸发台地相

蒸发台地相处于潮上带,以干热地区的潮上盐沼地或萨巴哈沉积为典型特征。58区蒸发台地相发育有限,平面上主要分布于北部逆冲带,纵向上分布于 Copacabana 组上段。蒸发台地相地层厚度小,发育准同生泥晶白云岩及白云质泥岩,含石膏夹层,见陆源碎屑。在地震剖面上,则表现为席状形态(表1),内部为较为连续、中强振幅及分布不规则的透镜状反射结构。蒸发台地相主要发育潮坪亚相。

潮坪 岩性为泥晶白云岩、白云质泥岩,夹石膏,具有干热潮上带的典型特征。其中,白云岩由微晶白云石组成,含方解石,见少量的石膏充填及石膏结核,为同生—准同生期的白云石化作用所形成。

2.4 Copacabana组碳酸盐岩沉积序列

Copacabana 组碳酸盐岩沉积具有明显的旋回性,反映出台地相沉积序列(图4)。58区及周边主

要发育开阔台地和局限台地相,局部发育蒸发台地相。蒸发台地相位于靠陆一侧的潮上带,工区处于该相带边部,见少量的潮坪泥晶白云岩和石膏,以及陆源碎屑夹层。局限台地相处于向陆一侧的低洼区,低能带发育泥晶灰岩、泥灰岩(潟湖),与开阔海连通的区域形成局部的高能环境,发育砂屑白云岩(砂屑滩)。向海方向进入开阔台地相,受古地貌影响,凸起区发育高能的颗粒灰岩(颗粒滩),低洼区则发育低能的泥灰岩和泥岩(滩间海)。

根据区域地层厚度,进一步推测向海方向发育台地边缘和台地前缘斜坡相。厚层碳酸盐岩对应台地边缘相,随着厚度迅速减薄,过渡至斜坡相。

区域上完整的沉积序列为蒸发台地相—局限台地相—开阔台地相—台地边缘相—台地前缘斜坡相,58区及周边 Copacabana 组主要发育开阔台地相和局限台地相,与由低能向高能相带转换的沉积背景吻合。结合薄片鉴定和测试分析可知,其中高能相带的砂屑滩和颗粒滩是58区有利储层相带。

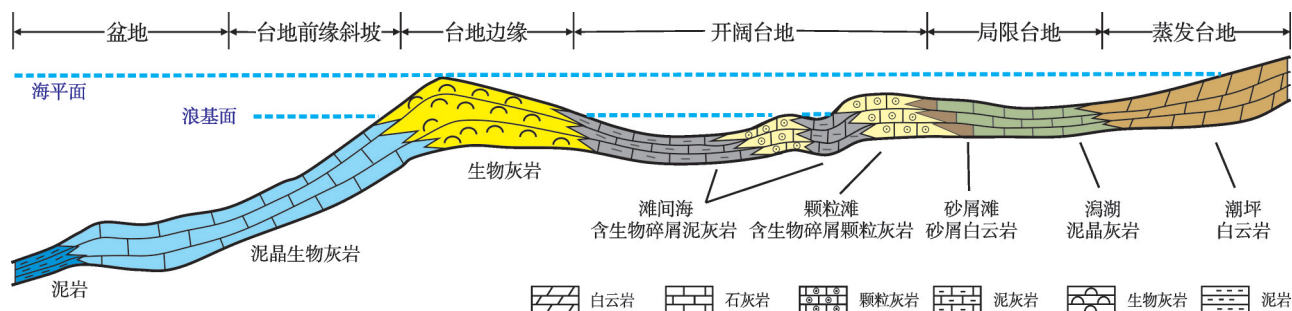


图4 秘鲁58区 Copacabana 组碳酸盐岩台地沉积序列

Fig. 4 Carbonate platform sedimentary sequence of Copacabana Formation in Block 58, Peru

3 沉积相展布特征

综合岩心描述、薄片鉴定、测井相及地震相分析,在研究区识别出了3种沉积相和5个亚相,在此基础上对7口井进行沉积相识别和碳酸盐岩沉积厚度统计,绘制了 Copacabana 组各段沉积相平面图,并进行各段的沉积相展布特征分析。

3.1 Copacabana 组下段

Copacabana 组下段沉积时期古地貌为由东北向西南展布的宽缓斜坡,广泛发育了开阔台地相(图 5a)。开阔台地颗粒滩分布于中部至东北部的广阔地区,基本包含了3个逆冲构造带,其中 Pag-1 井和 Sm-1 井钻遇约 120 m 厚的颗粒灰岩,反映出该相带在东北部分布的稳定性。向西南方向,滩间海亚相分布于山前凹陷带附近。总体上,呈现从东北向西南方向,由开阔台地颗粒滩向滩间海过渡的分布特征(图 5a)。

3.2 Copacabana 组中段

随着海平面上升, Copacabana 组中段沉积时期

处于高海平面的背景,这与中段下部的稳定泥灰岩和泥岩段沉积相对应, Mip-2 井、Pag-1 井和 Sm-1 井均有钻遇。相对于下段,开阔台地相整体向东北方向扩展,其中滩间海延伸至中东部,在工区内大范围分布,而颗粒滩发育范围收缩至中部和北部逆冲构造带的东部(图 5b)。

3.3 Copacabana 组上段

Copacabana 组顶部发育区域性风化壳,推测 Copacabana 组沉积晚期可能发生了整体构造抬升或快速海退等事件,沉积相带发生显著进积和迁移(图 5c)。

在工区东北部发育了蒸发台地和局限台地相。北部逆冲构造带东部的 Sm-1 井钻遇了薄层白云岩夹石膏的组合,反映出少量的蒸发台地沉积;北部逆冲构造带中东部的 Pag-1 井钻遇了泥晶灰岩和白云质灰岩组合,反映了局限台地沉积,并受到一定白云石化作用的影响。

开阔台地相向西南部收缩,主要分布于北部逆冲构造带的西部和中部逆冲构造带,北部的 Mip-2

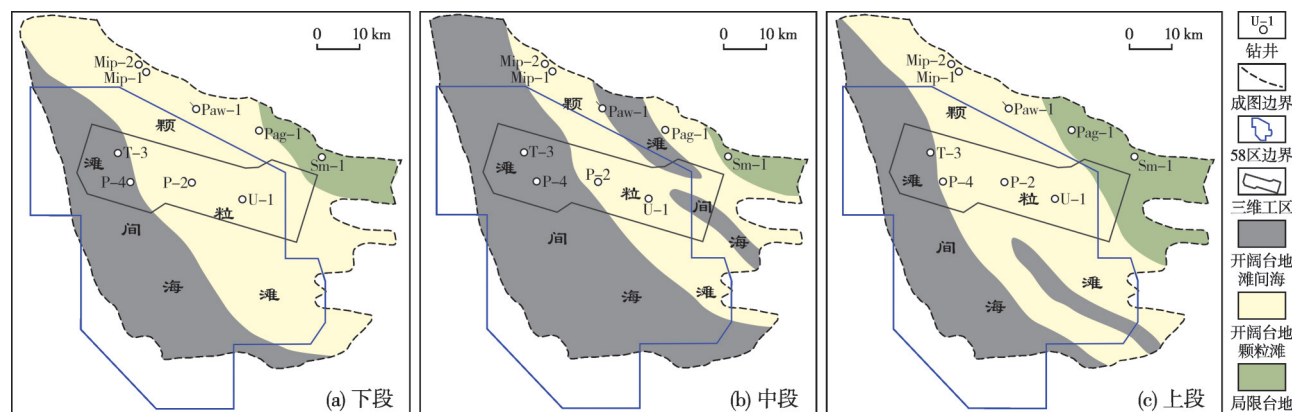


图5 秘鲁58区 Copacabana 组各段沉积相平面图

Fig. 5 Sedimentary facies maps of Copacabana Formation in Block 58, Peru

井,中部的U-1井、P-2井和P-4井均有钻遇。斜坡相位于台地西南一侧,主要靠近于山前凹陷带。

相对于中段和下段,Copacabana组上段沉积相类型更为多样,由西南向东北方向依次发育开阔台地滩间海—开阔台地颗粒滩—局限台地潟湖沉积,展示出研究区Copacabana组较为完整的沉积序列。

4 储层发育主控因素

在58区块主要识别出4种储层类型,包括风化壳、砂屑白云岩、白云质灰岩及颗粒灰岩储层。储层的形成过程与沉积演化及成岩作用密切相关,受控于古地貌和海平面升降的双重作用^[20-21]。

4.1 古地貌对储层发育的控制作用

受控于构造抬升或快速海退作用,Copacabana组碳酸盐岩顶部为区域性的不整合面,形成风化壳层。古地貌高低会造成风化程度的不同,从而发育不同的储层组合特征。区域的沉积背景和 Copaca-

bana组沉积平面特征也呈现出由东北向西南缓坡下降的古地貌特征(图6)。

北部逆冲构造带位于研究区古地貌高部位,主要发育后生的粗晶砂屑白云岩,该类储层物性条件最佳,孔隙度普遍超过15%,是58区块的最优储层。通过薄片鉴定,能够识别出石灰岩转化为白云岩或白云质灰岩的特征,该类储层受限于原生岩石的物性条件,原岩孔隙度约为7%~10%。

中部逆冲构造带位于研究区古地貌中低部位,风化程度有限,大气淡水溶蚀作用弱,风化层下部基本不发育白云石化层。总的来说,中部构造带的储层条件弱于北部,风化壳储层有限,后生白云石化储层基本不发育,原生颗粒灰岩是中部构造带的主要目标储层。

南部逆冲构造带未有井钻遇,由于该区域位于古地貌的低部位,风化程度进一步减弱,相比于中部构造带,推测南部风化壳和后生白云石化储层发育非常有限。

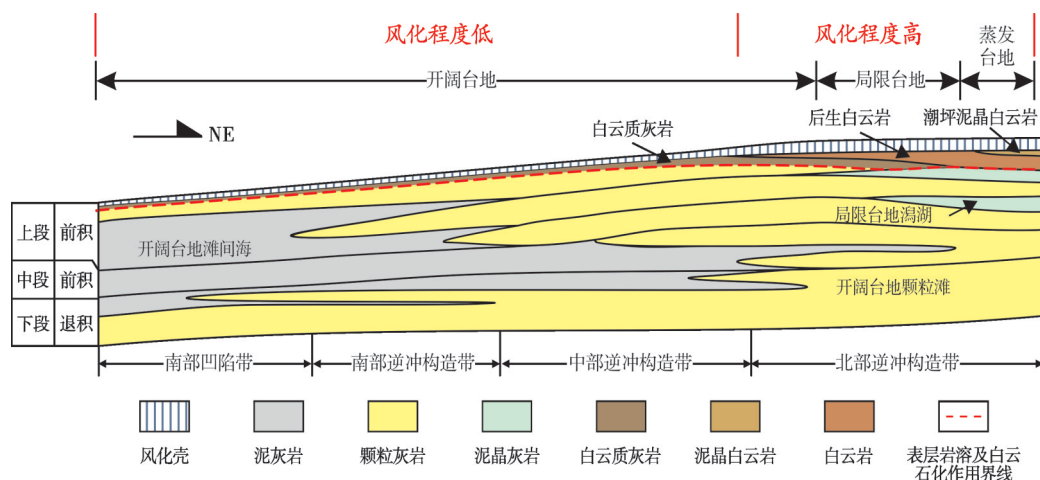


图6 秘鲁58区Copacabana组沉积-成岩模式图

Fig. 6 Sedimentary-diagenetic pattern of Copacabana Formation in Block 58, Peru

4.2 海平面变化对储层发育的控制

颗粒灰岩储层主要由开阔台地颗粒滩沉积形成。伴随着海平面周期性的升降变化,该储层在横向展布和纵向组合上出现明显变化。

Copacabana组自下而上,伴随着水进、水退和快速水退的过程(图7)。早期水进阶段,广布式的颗粒滩在中北部整体分布,并以退积的形式逐步向东北迁移,在Copacabana组下段沉积后形成最大海泛

面;中期水退阶段,在高海平面的背景下,颗粒滩灰岩与滩间海泥灰岩互层发育,并以加积的方式逐渐向西南迁移;后期快速水退阶段,在东北部出现了一定规模的局限台地和蒸发台地,与颗粒滩灰岩呈互层沉积,而中南部主要发育颗粒滩灰岩,总体以进积的方式逐渐向西南迁移。伴随着沉积相带迁移,颗粒滩储层普遍发育。在中南部区域,由于表层风化作用弱,风化壳和白云岩储层发育有限,颗粒滩灰岩为主要的储层目标(图6,图7)。

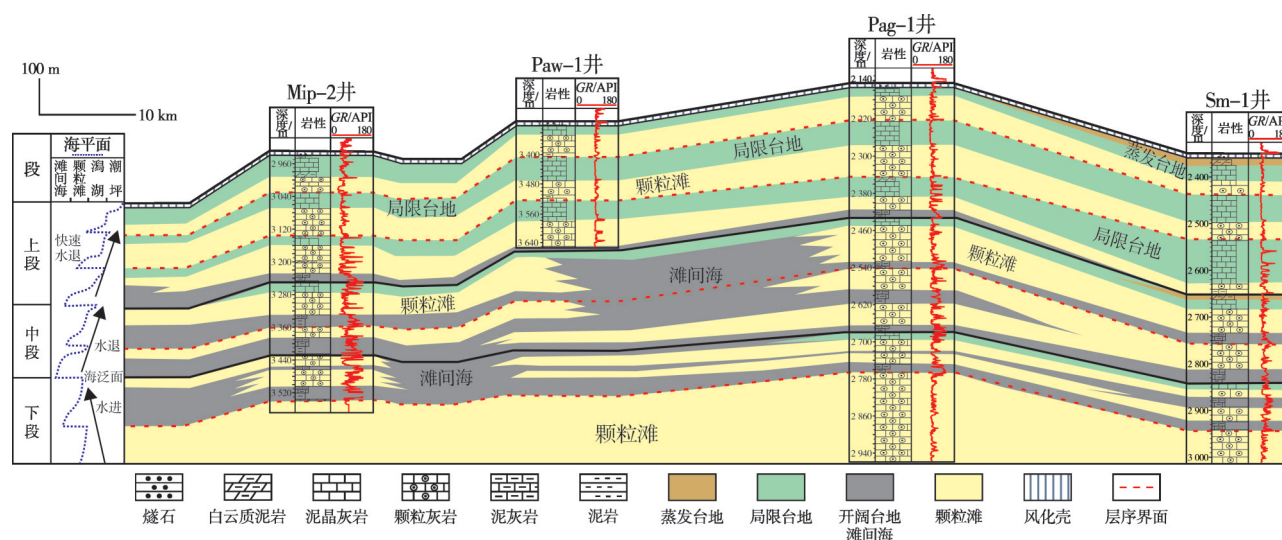


图7 秘鲁58区 Mip-2井—Sm-1井 Copacabana组沉积相剖面

Fig. 7 Inter-well correlation section of sedimentary facies of Copacabana Formation in Block 58, Peru

5 结论

(1) 秘鲁58区块二叠系 Copacabana 组浅海碳酸盐台地沉积可划分为3种沉积相和5个亚相。Copacabana 组可分为3段：下段沉积时期处于古地貌极为平缓的环境，广泛发育开阔台地颗粒滩，滩间海存在于工区西南部；中段沉积时期经历了一期海侵过程，开阔台地滩间海由西南部延伸至工区大范围，颗粒滩仅发育于东北部；上段沉积时期发生了快速海退作用，由西南向东北依次发育开阔台地滩间海—开阔台地颗粒滩—局限台地潟湖沉积。

(2) 储层的形成过程与沉积演化及成岩作用密切相关，受控于古地貌和海平面升降的双重作用。东北地区处于古地貌高部位，发育砂屑白云岩及白云质灰岩储层；中南部地区处于古地貌中低部位，白云石化储层基本不发育。颗粒灰岩储层主要由开阔台地颗粒滩沉积形成，伴随着海平面水进、水退和快速水退的变化，颗粒滩向东北及西南方向周期性迁移，在工区中南部由于表层风化作用弱，风化壳和白云岩储层发育有限，颗粒灰岩为主要的储层目标。

参考文献

- [1] 沈安江, 陈娅娜, 蒙绍兴, 等. 中国海相碳酸盐岩储层研究进展及油气勘探意义[J]. 海相油气地质, 2019, 24(4): 1-14. SHEN Anjiang, CHEN Ya'na, MENG Shaoxing, et al. The research progress of marine carbonate reservoirs in China and its significance for oil and gas exploration[J]. Marine origin petroleum geology, 2019, 24(4): 1-14.
- [2] 何登发, 吕修祥, 林永汉, 等. 前陆盆地分析[M]. 北京: 石油

工业出版社, 1996: 1-16.

HE Dengfa, LÜ Xiuxiang, LIN Yonghan, et al. Analysis of foreland basins[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 1-16.

- [3] 周新源, 王招明, 杨海军, 等. 中国海相油气田勘探实例之五: 塔中奥陶系大型凝析气田的勘探和发现[J]. 海相油气地质, 2006, 11(1): 45-51.

ZHOU Xinyuan, WANG Zhaoming, YANG Haijun, et al. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (Part 5): Tazhong Ordovician condensate field in Tarim Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2006, 11(1): 45-51.

- [4] 刘嘉庆, 李忠, 黄君凑, 等. 塔里木盆地良里塔格组沉积环境差异及其对碳酸盐储层发育的制约[J]. 中国科学: 地球科学, 2012, 42(12): 1802-1816.

LIU Jiaqing, LI Zhong, HUANG Juncou, et al. Distinct sedimentary environments and their influences on carbonate reservoir evolution of the Lianglitag Formation in the Tarim Basin, Northwest China [J]. Science China: earth sciences, 2012, 55: 1641-1655.

- [5] FLÜGEL E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application [M]. Germany: Springer, 2004: 7-52.

- [6] 白国平, 秦养珍. 南美洲含油气盆地和油气分布综述[J]. 现代地质, 2010, 24(6): 1102-1111.

BAI Guoping, QIN Yangzhen. Synopsis of petroliferous basins and petroleum distribution in South America [J]. Geoscience, 2010, 24(6): 1102-1111.

- [7] 王青, 赵旭, 刘亚茜, 等. 秘鲁三个前陆盆地油气地质条件对比研究[J]. 现代地质, 2013, 27(6): 1414-1424.

WANG Qing, ZHAO Xu, LIU Yaqian, et al. Comparison of petroleum geology and exploration potential of three foreland basins in Peru [J]. Geoscience, 2013, 27(6): 1414-1424.

- [8] 王青, 王建君, 汪平, 等. 秘鲁 Ucayali 盆地油气地质特征及勘探潜力分析[J]. 石油实验地质, 2012, 34(3): 296-302.

WANG Qing, WANG Jianjun, WANG Ping, et al. Petroleum geology and exploration potential of Ucayali Basin, Peru [J]. Petroleum geology & experiment, 2012, 34(3): 296-302.

- [9] PRATSH J C. The location of major oil and gas fields: exam-

- ples from the Andean foreland [J]. *Journal of petroleum geology*, 1994, 17(3): 327–338.
- [10] MARKSTEINER R, ALEMAN A M. Petroleum systems along the foldbelt associated to the Marañon–Oriente–Putumayo foreland basins [J]. *AAPG bulletin*, 1996, 80(8): 1311–1319.
- [11] MCCLAY K, SCARSELLI N, TAMARA J, et al. Structural styles of the Camisea fold-and-thrust belt, southeast Peru [G]// ZANORAG, MCCLAY K R, RAMOS V A. Petroleum basins and hydrocarbon potential of the Andes of Peru and Bolivia. *AAPG Memoir* 117, 2018: 271–295.
- [12] CHRISTOPHOUL F, BABY P, DAVILA C, et al. Stratigraphic responses to a major tectonic event in a foreland basin: the Ecuadorian Oriente Basin from Eocene to Oligocene time [J]. *Tectonophysics*, 2002, 345: 281–298.
- [13] PETERS K E, WAGNER J B, CARPENTER D G, et al. World class Devonian potential seen in eastern Madre de Dios Basin [J]. *Oil & gas journal*, 1997, 17: 61–65.
- [14] PINDELL J L, TABBUTT K D. Mesozoic–Cenozoic Andean paleogeography and regional controls on hydrocarbon systems [G]// TANKARD A J, SUÁREZ SORUCO R, WEL-SINK H J. Petroleum basins of South America. *AAPG memoir* 62, 1995: 101–128.
- [15] GROSSO S A, SALAS G A, NAVARRO W, et al. Estratigrafía petrofísica de los reservorios carbonáticos del grupo copacabana en el área Camisea, cuenca Ucayali sur, Perú [C] // XVI Peruvian geological congress & SEG 2012 conference, Lima, Perú, 2012.
- [16] MARTINEZ E, FERNANDEZ J, CALDERON Y, et al. Revaluation defines attractive areas in Peru's Ucayali–Ene Basin [J]. *Oil & gas journal*, 2003 (1): 32–38.
- [17] VALASEK D, ALEMAN A M, ANTENOR M, et al. Cretaceous sequence stratigraphy of the Marañon–Oriente–Putumayo Basins, northeastern Peru, eastern Ecuador, and southeastern Colombia [J]. *AAPG bulletin*, 1996, 80(8): 1341–1342.
- [18] DUNHAM R J. Classification of carbonate rocks according to depositional textures [G]// HAM W E. Classification of carbonate rocks. *AAPG memoir* 1, 1962: 108–121.
- [19] WILSON J L. Carbonate facies in geologic history [M]. New York: Springer–Verlag, 1975: 25–50.

编辑:黄革萍

Sedimentary characteristics and main controlling factors of carbonate rocks of deep Permian Copacabana Formation in the Madre de Dios Basin, South America: taking Copacabana Formation of 58 Block in Peru as an example

ZHAO Yongbin, TIAN Zuoji, YANG Xiaofa, LIU Yaming, MA Zhongzhen, ZHOU Yubing, WANG Dandan, HAN Jie

Abstract: The deep Permian Copacabana carbonate formation is an important exploration interval in the Madre de Dios Basin in South America. The good gas test results and the discovering of commercial gas in Block 58 of Peru and its surrounding areas, reveal good prospects for exploration. Due to the complex depositional environment of carbonate rocks and the unclear distribution of reservoirs, the exploration of this formation is restricted. Based on the analysis of regional sedimentary environment and paleogeomorphology, combined with core description, thin section identification, well logging and seismic data analysis, the sedimentary characteristics and main controlling factors of Copacabana Formation were studied. It is shown that: (1) Copacabana Formation belongs to carbonate platform deposits, which can be divided into three sedimentary facies: open platform, limited platform and evaporation platform, and five subfacies: granular shoal, inter-shoal sea, lagoon, sandy debris shoal and tidal flat. (2) The granular shoal of open platform is widely developed in the lower part of the formation; the inter-shoal sea in the middle part of the formation extend from the southwest to the large area of the work area; the open platform inter-shoal–open platform granular shoal–restricted platform lagoon are developed from southwest to northeast in the upper part of the formation, and the regional weathering crust is developed at the top. The sedimentary sequence of retrogradation–aggradation–progradation is displayed from bottom to top. (3) Reservoir development is controlled by the dual effects of paleogeomorphology and sea level rising and falling: the height of paleogeomorphology leads to different weathering degrees, which further controls the development of weathered crust, sandy dolomite and dolomitic limestone reservoirs; the periodic change of sea level causes the migration of granular shoal, which then controls the development of granular limestone reservoirs. According to the above understandings, it is clear that the weathering degree is limited, the open platform granular shoal is mainly developed, and the grainstone is the main reservoir type in the study area. This research initially evaluate the potential of carbonate reservoirs of the study area, and is instructive for carbonate oil and gas exploration.

Key words: carbonate rock; sedimentary facies; grainstone; main controlling factors; Permian; Madre de Dios Basin; Peru

ZHAO Yongbin, First author: PhD, Senior Engineer, engaged in petroleum geology and exploration. Add: No.20 Xueyu-an Rd., Haidian District, Beijing 100083, China