

# 东非鲁伍马盆地下始新统深水沉积 储层特征及沉积演化

曹全斌<sup>1,2</sup>, 鲁银涛<sup>1</sup>, 陈宇航<sup>2,3</sup>, 王瑞峰<sup>4</sup>, 曹旭文<sup>5</sup>, 马宏霞<sup>1</sup>, 庞旭<sup>1</sup>

1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国科学院海洋地质与环境重点实验室; 3 西安石油大学;  
4 中国石油勘探开发研究院; 5 国家海洋局第二海洋研究所

**摘要** 针对东非鲁伍马盆地深水沉积体系演化的复杂性,基于地震资料和钻井资料等资料,对古近系下始新统深水沉积特征及深水沉积体系演化期次进行分析研究。结果表明:下始新统深水沉积体系发育碎屑岩和碳酸盐岩两种岩石类型,天然气主要分布在泥质含量低、颗粒分选程度高的富砂岩相中;储层成岩作用不强,孔隙类型以原生粒间孔为主;岩相和岩石结构成熟度是影响储层质量的主要因素。下始新统深水沉积体系可以进一步细分为5期沉积。受重力流和底流共同作用,深水沉积体系总体表现为由北向南迁移的特点,主要为水道沉积,晚期受海底地形影响演化为朵体沉积。认为研究区内4口天然气发现井的储层属于3个不同期次的深水沉积砂体,气藏评价需考虑3个气藏砂体之间的连通性。

**关键词** 深水沉积; 沉积演化; 沉积模式; 鲁伍马盆地; 东非

**中图分类号**:TE121.3<sup>2</sup> **文献标识码**:A

## 0 前言

东非地区天然气资源丰富,2010—2014年,多家国际石油公司在东非鲁伍马盆地累计探明天然气地质储量约 $4.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,可采储量超过 $3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。随着这些天然气发现区块陆续进入开发阶段,东非无疑会成为未来20~30年内全球天然气生产及供应的重要地区之一。截至目前,前人在东非地区构造演化、盆地结构、油气成藏条件及控制因素、深水沉积类型及成因等方面开展了研究分析,如:张光亚等<sup>[1]</sup>通过研究东非被动大陆边缘盆地构造演化、盆地构造-沉积特征,指出了该区主要经历的构造-沉积演化阶段以及发育的主要成藏组合类型;温志新等<sup>[2]</sup>通过研究东非被动大陆边缘盆地结构、构造差异,建立了不同的成藏模式以指导该区油气勘探。孔祥宇<sup>[3]</sup>、曹全斌等<sup>[4]</sup>分别就东非鲁伍马盆地油气地质特征和油气成藏条件进行系统研究,建立了鲁伍马盆地气藏成藏模式。近几年来,陈宇航等<sup>[5-6]</sup>、曹全斌等<sup>[7]</sup>和鲁银涛等<sup>[8]</sup>对东非鲁伍马盆地

深水沉积体系及其典型沉积结构单元的形成、特点、影响因素和油气勘探意义进行了分析研究,为全球深水沉积油气勘探提供了一个典型案例。

东非鲁伍马盆地目前的油气勘探以天然气发现为主,储层类型主要为古近系深水重力流沉积砂岩。盆地具有窄陆架沉积背景<sup>[9]</sup>,来自于西部陆上鲁伍马三角洲充足的陆源碎屑通过峡谷和水道注入海洋,形成规模庞大的深水沉积体系。受重力流和底流作用的共同改造<sup>[6]</sup>,深水沉积体相互侵蚀、侧向迁移、垂向叠置,时空关系错综复杂,同一个深水沉积体系通常由不同期次的沉积单元迁移叠置而成。深水沉积体系演化的复杂性使得进一步细分沉积体系内部期次非常困难,对深水沉积体系内部期次的刻画工作仍有待进一步深入。

本文以鲁伍马盆地古近系下始新统深水沉积体系为研究对象,基于地震、钻井、测井和分析化验资料,以深水沉积学和层序地层学理论为指导,开展深水沉积体系的沉积特征与沉积演化分析,理清沉积体系内部不同期次沉积之间的关系与沉积特

收稿日期:2022-04-06; 改回日期:2022-10-13

本文受中国石油天然气集团有限公司科技项目“海洋油气勘探关键技术研究”(编号:2021DJ24)、中国科学院海洋地质与环境重点实验室开放基金课题“海洋裂谷盆地深水沉积源-汇过程研究——以东非鲁伍马盆地为例”(编号:MGE2020KG10)、国家自然科学基金项目“伸展构造对深水扇沉积的控制机理研究——以东非鲁伍马盆地海底深水扇为例”(编号:41802128)联合资助

**第一作者**:曹全斌,硕士,高级工程师,从事地球物理勘探及深水沉积学相关研究工作。通信地址:310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号;E-mail:caoqb\_hz@petrochina.com.cn

征差异,这对研究区深水沉积气藏的评价与开发具有重要的指导意义。

## 1 区域地质概况

鲁伍马盆地是东非印度洋海岸的一个被动大陆边缘盆地,横跨坦桑尼亚东南和莫桑比克东北海

岸(图1a)。盆地西部以莫桑比克褶皱带前寒武系基底露头为边界,北部与坦桑尼亚海岸盆地曼德瓦次盆相接,向东与凯瑞巴斯盆地相邻,南部至莫桑比克褶皱带向东部最大延伸位置。盆地面积约为 $7.1\times 10^4\text{ km}^2$ ,超过50%的面积位于海上,最大水深超过2 500 m,发育宽约5~30 km的狭窄大陆架。

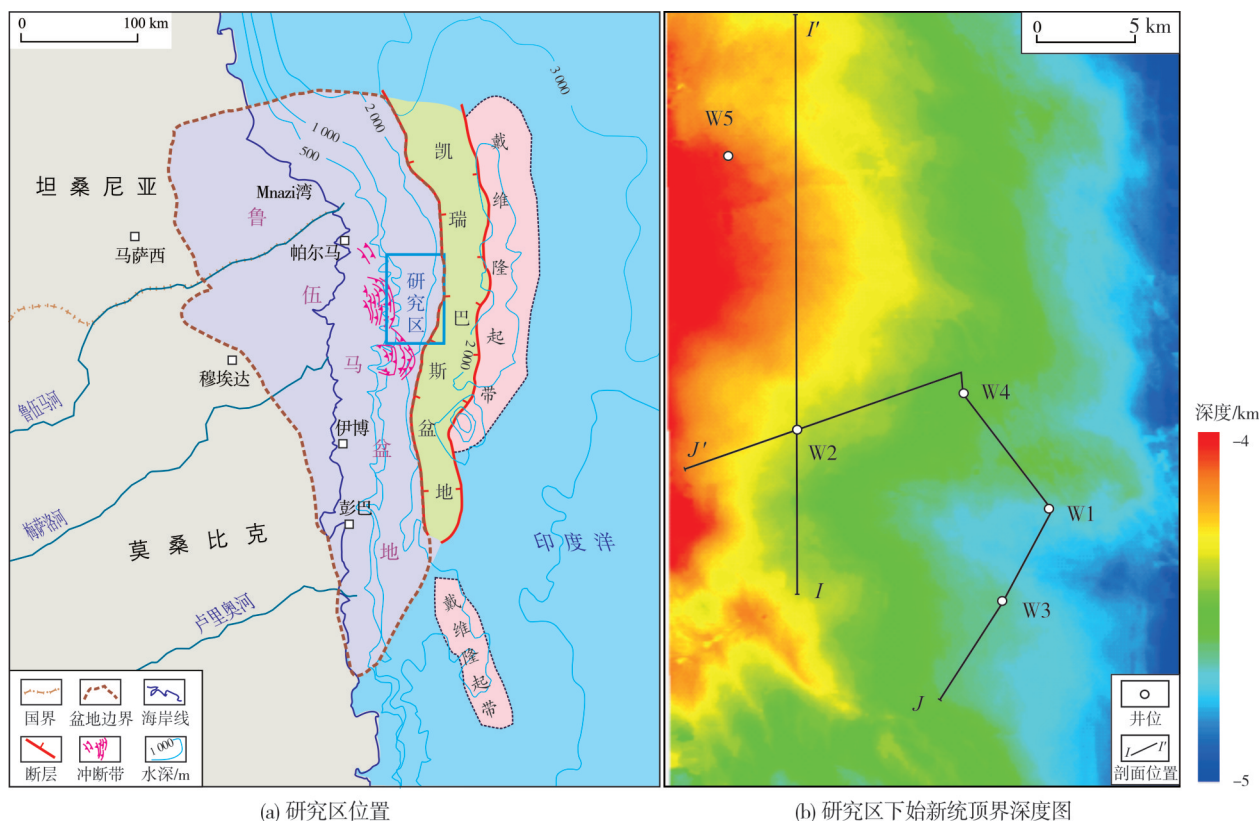


图1 研究区位置图及目的层顶界深度图

Fig. 1 Location map of the study area and burial depth map of top boundary of target layer

鲁伍马盆地的演化和冈瓦纳大陆的解体均与印度洋西部洋壳的分离相关<sup>[10-12]</sup>。在晚石炭世—早侏罗世卡鲁裂谷期,盆地主要发育包括河流相、三角洲相和湖泊相的碎屑岩沉积。中侏罗世—早白垩世马达加斯加裂谷期,以海陆过渡相沉积为主,早白垩世后期盆地内广泛处于海相沉积环境,局部发育小型三角洲—深水浊积扇。晚白垩世至今的马达加斯加漂移期,盆地处于被动大陆边缘阶段,为浅水三角洲—半深海—深海沉积环境,发育大规模碎屑岩重力流沉积体系。本文研究区位于鲁伍马盆地深水区域(图1a),平均水深约为1 800 m,主要钻遇新近系、古近系和白垩系部分地层,已有的天然气发现主要集中在古近系的深水浊积砂岩中。

研究区的目的层下始新统发育一套由西向东展布的深水沉积体系,顶界深度介于4 000~4 500 m(图1b)。研究区内有5口井钻遇了下始新统,其中南部的4口井在目的层钻遇优质砂岩储层并获工业天然气发现。

## 2 沉积特征

### 2.1 岩石类型及沉积构造

根据钻井取心和岩屑录井资料统计分析,研究区下始新统主要发育以砂岩、泥岩为主的碎屑岩和以石灰岩为主的碳酸盐岩两种岩石类型。

研究区南部4口井在下始新统主要钻遇碎屑岩,岩石相类型复杂多样,按照泥质含量可以分为

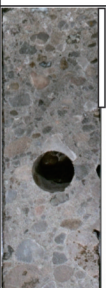


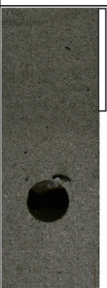
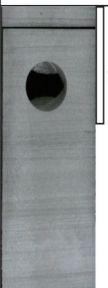


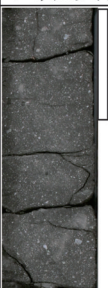
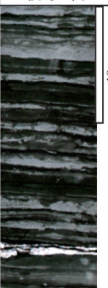
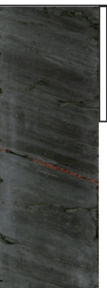
富砂型岩石相(泥质含量小于30%)和富泥型岩石相(泥质含量大于30%)。富砂型岩石相包括砂砾岩、含砾粗砂岩、中粗砂岩、中细砂岩、细砂岩和粉砂岩等不同粒径的岩相(表1)。富砂型岩石相泥质含量低,储层质量较好,天然气发现主要集中在该类岩石相中。富泥型岩石相包括泥质含量较高的泥质砂砾岩、泥质不等粒砂岩、泥质粉砂岩和泥岩。富泥型岩相储层质量差,未有天然气发现。不同岩相类型发育有不同的沉积构造,岩心上可以观察到块状层理、平行层理、交错层理、透镜状层理、水平

层理、粒序层理、泄水构造和变形构造等,局部可见反映沉积物受底流改造的波状层理。不同的岩相类型与沉积构造既反映了物源类型的变化,同时反映不同沉积时期和沉积相的水动力条件差异及其对沉积物改造能力的变化。

岩屑录井显示研究区北部的W5井钻遇一套碳酸盐岩,岩屑成分主要为石灰岩,分选很差,钙质胶结物含量达30%~50%,岩性致密,质地坚硬,物性差,未有天然气显示,结合本区沉积体系研究,综合分析认为是母岩为石灰岩的碳酸盐岩碎屑流沉积。

表1 鲁伍马盆地始新统主要岩相类型及沉积特征

Table 1 Main lithofacies types and sedimentary characteristics of Lower Eocene in Rovuma Basin

岩相类型	富砂型(泥质含量小于30%)						富泥型(泥质含量大于30%)			
	砂砾岩	含砾粗砂岩	粗砂岩	中砂岩	细砂岩	粉细砂岩	泥质砂砾岩	泥质不等粒砂岩	泥质粉砂岩	泥岩
岩心照片										
沉积构造	块状层理	块状层理	块状层理	块状层理	平行层理	平行层理 交错层理	变形构造	块状层理	透镜状层理	水平层理
粒度分选	差	较差	好	很好	好	较好	差	很差	差	

## 2.2 储层特征

基于天然气发现井钻井取心资料,对鲁伍马盆地始新统主要岩相类型进行了取样和分析化验,发现储层质量差异很大。储层质量主要受岩相、结构成熟度和成岩作用的影响,其中岩相和结构成熟度是影响研究区储层质量的主要因素。

泥质含量低的岩相类型是主要的优质储层,如图2a和图2b分别为较纯净的中砂岩和中一细砂岩,杂基和胶结物等填隙物含量很低,原生粒间孔较为发育,其孔隙度分别为19.1%和16.5%,是优质含气储层。而泥质含量高的岩相类型储层物性差,如图2c和图2d分别为灰泥质细砂岩和泥质不等粒砂岩,分选差,后期成岩过程中,形成了大量的碳酸盐及黏土胶结物充填于粒间孔隙中,储层物性变差,孔隙度分别为7.6%和3.5%,渗透率分

别为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。碳酸盐岩岩相虽然无钻井取心资料,但岩屑录井表明其石灰岩碎屑含量高,结构成熟度低,钙质胶结严重,岩性致密,不能作为有效储层。

结构成熟度高的岩相类型储层物性相对较好。图2a中砂岩较图2b中一细砂岩的颗粒分选性稍好,粒径稍粗,前者孔隙度稍高,渗透率则远优于后者,分别为 $925 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $18.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,结构成熟度对渗透率的影响远大于对孔隙度的影响。

孔隙类型主要为原生粒间孔隙(图2a,图2b)。一些岩相储层质量好,可以达到中一高孔和中一高渗,成岩作用总体偏弱,压实作用不强。虽然部分岩相发生碳酸盐和黏土等矿物的胶结作用,个别样品中可见石英次生加大等成岩作用,但总体上对泥质含量低的岩相的储层质量影响不大,较纯净的砂岩和砂砾岩等岩相均可作为储存油气的有效储层。



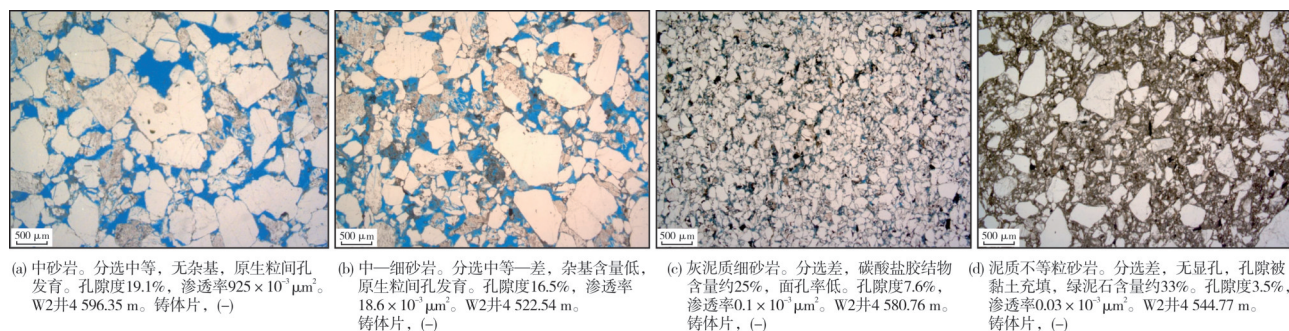


图2 鲁伍马盆地始新统主要岩相类型的微观特征

Fig. 2 Microscopic characteristics of main lithofacies types of lower Eocene in Rovuma Basin

### 3 沉积演化与沉积模式

#### 3.1 层序划分

根据钻井生物地层分析结果,在研究区三维地震数据体上确定了古近系各地层界面。以包含深水原地沉积和深水异地沉积的二元结构沉积旋回理论<sup>[13-14]</sup>为指导,以地震剖面上反映地层终止关系的上超、下超、削截和顶超等地震反射特征和反映块体搬运、峡谷、水道、朵体和凝缩段等深水沉积结构单元的典型地震反射特征为层序界面识别标志,将始新统划分为下始新统(SQ1)和上始新统(SQ2) 2个三级层序,由2期深水浊流沉积组成。本次研究以下始新统为研究对象(图3)。

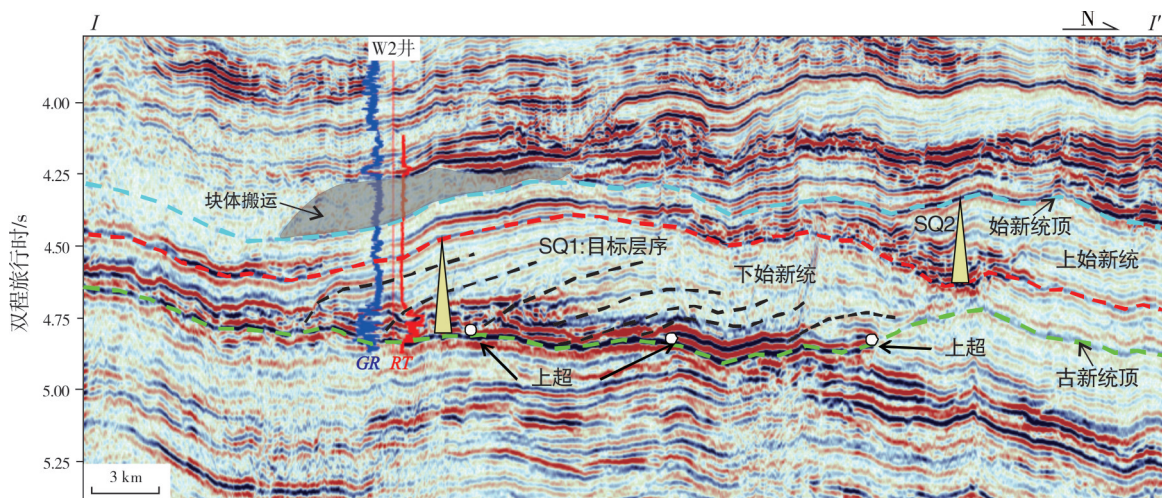
#### 3.2 沉积期次划分

基于钻井、测井资料和三维地震资料进行单井层序划分和井-震标定。结合地震剖面上地层

接触关系、不同深水沉积结构单元之间及结构单元内不同期次沉积体之间地震反射界面的侵蚀特征,将下始新统深水沉积复合体自下而上细分为A、B、C、D、E共5期沉积,并对沉积体包络面的顶界面、底界面和内部地震反射界面进行了追踪解释(图4)。由于使用的地震数据体为负极性,因此波阻抗增加界面(深水沉积体顶界面)对应波谷反射(红轴),波阻抗降低界面(深水沉积体底界面)为波峰反射(蓝轴)。

#### 3.3 沉积演化

前人通过对深水沉积发育盆地内的沉积结构、沉积构造及地震反射特征等开展分析研究,总结了受重力流和大洋底流共同作用的深水沉积具有的典型特征<sup>[15-18]</sup>。由于峡谷或水道在深水沉积体系所处的位置不同,其受底流改造后所呈现的迁移方向亦不相同<sup>[19]</sup>。如南海上陆坡发育的海底峡谷,距



注: 图中黑色虚线示意重力流沉积受底流影响的侧向迁移。

图3 鲁伍马盆地始新统层序划分地震剖面(剖面位置见图1b)

Fig. 3 Seismic profile showing sequence division of Eocene in Rovuma Basin (the location is shown in Fig. 1b)



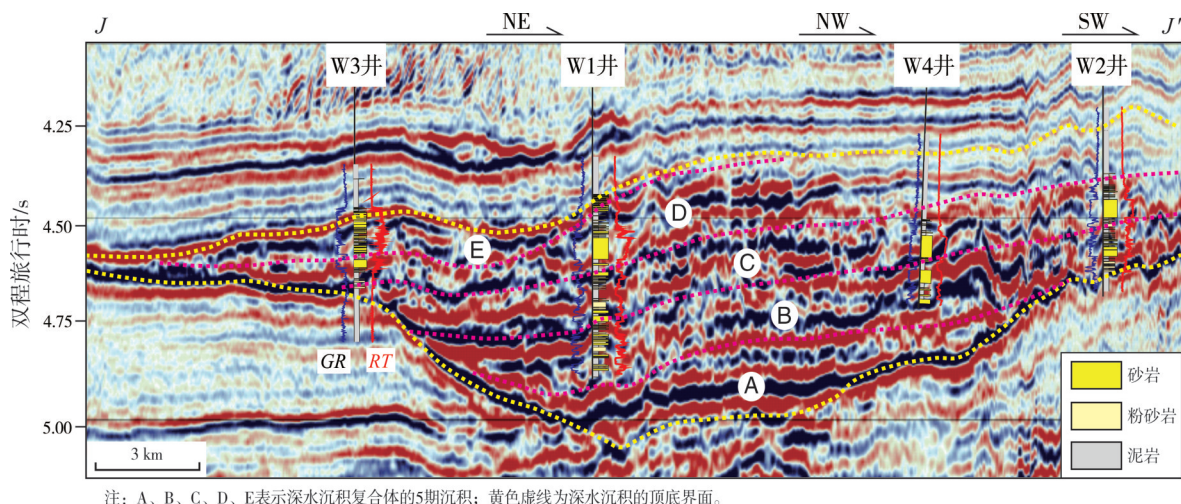


图4 鲁伍马盆地下始新统深水沉积期次划分地震剖面(剖面位置见图1b)

Fig. 4 Seismic profile showing deep-water sedimentary stage division of lower Eocene in Rovuma Basin (the location is shown in Fig.1b)

离陆架较近,陆源物质供给相对充足,除在峡谷内发育重力流沉积外,在峡谷两侧,重力流沉积同样发育,所以东南流向的南海暖流将峡谷外的沉积物搬运至峡谷内部,在峡谷内西北侧堆积,形成侧向加积体,迫使后期峡谷向东南迁移,表现为顺底流方向迁移<sup>[19]</sup>。

鲁伍马盆地水道位于下陆坡,重力流活动主要限制在水道内部,水道间无明显沉积。印度洋发育一支向北流动的南极底流,在非洲南端沿非洲大陆边缘继续向北流动<sup>[20-21]</sup>,鲁伍马盆地在晚白垩世以后为印度洋西岸的一个被动陆缘盆地,其沉积过程持续受到底流的影响与改造。来自于西部物源区的沉积物通过峡谷和水道等物源通道注入盆地内,在重力流作用的同时,也受底流作用影响,重力流

内的细粒物质被搬运出水道并在北岸堆积形成天然堤,天然堤的建造使得北侧逐渐增高,从而导致沉积物向南侧逐渐迁移,表现为逆底流方向迁移;南侧天然堤相对不发育,对浊流沉积物的限制作用较弱,从而在南岸溢出形成溢岸沉积。

基于对下始新统深水沉积体的顶、底界面和5期沉积界面的地震层位解释,开展地震属性分析。图5中的地震属性为每期沉积的层间绝对振幅积分,反映地震信号总体反射强度,红—黄色代表强振幅,反映砂岩或碳酸盐岩粗碎屑颗粒的水道或朵体沉积;蓝色代表弱振幅,反映泥岩或粉砂质泥岩等细粒沉积物的远洋、半远洋及天然堤沉积。

根据地震响应特征和地震属性分析(图5),结合钻井分析结果,认为A期沉积(图5a)是由北向西

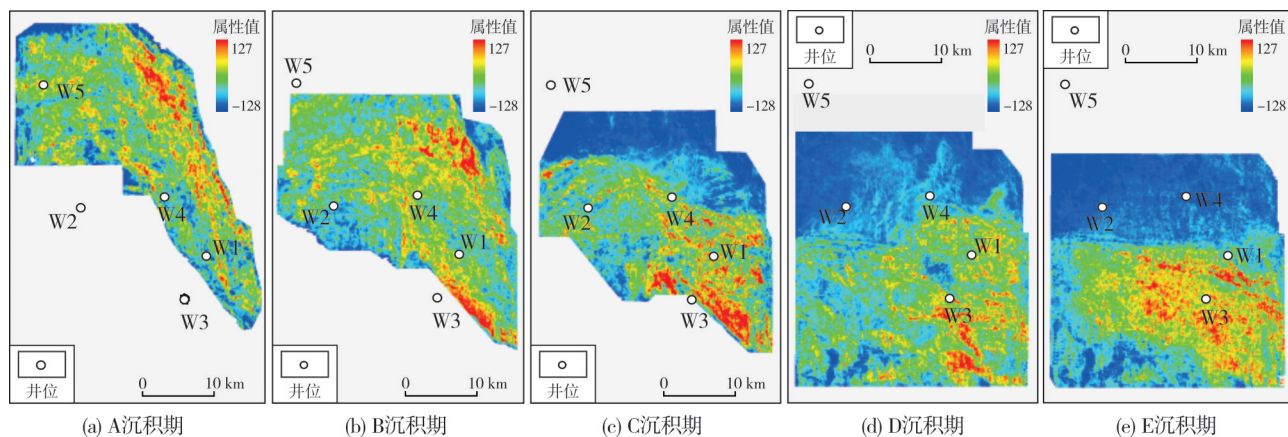


图5 鲁伍马盆地下始新统深水沉积各期次属性平面图

Fig. 5 Attribute plan of each stage of the lower Eocene deep-water deposition in Rovuma Basin

南东方向延伸的深水水道,内部充填一套碳酸盐岩碎屑流沉积,早期规模较大,延伸较远,晚期分布较为局限。A期沉积仅在W5井钻遇,储层质量差,未有天然气发现。

B期沉积具有一定的继承性,物源来自于北西—西方向,为多期水道复合沉积,表现为由北向南迁移,晚期水道对早期水道有一定侵蚀作用(图4,图5b)。W1井、W2井和W4井钻遇B期沉积,录井显示砂岩中钙质胶结物含量高,储层质量差,未有天然气发现。

C期沉积物源为近正西方向,岩屑录井中碳酸盐岩碎屑含量明显降低,亦是由北向南迁移的多期水道复合体。W2井、W4井和W1井钻遇C期沉积(图5c),W2井和W4井储层质量较好,有天然气发现;W1井储层薄,储层质量相对较差,未有天然气发现。分析认为W2井和W4井分别位于水道的轴部和翼部,W1井位于另外一期水道的边缘部位。

南部的4口井均钻遇D期沉积(图5d)。W1井储层较好,有天然气发现,W3井储层稍差,埋深稍大,为含气水层,这2口井分别位于水道轴部和翼部;W2井和W4井位于和水道相邻的天然堤上,钻遇厚层泥岩。

E期沉积早期为深水水道,随着大量沉积物的

充填,海底底形限制作用变弱,沉积物呈散开状,晚期逐渐由水道演化为朵体沉积(图5e)。W3井和W1井钻遇了E期沉积,前者物性好,有天然气发现,后者位于水道边缘,物性较差,无天然气发现。

由于深水沉积的复杂性和受地震分辨率的限制,很难基于地震资料对深水沉积体的每期沉积界面进行追踪解释,因此需要井-震结合综合确定深水沉积复合体系的期次划分。虽然依据层序地层等时概念将该深水沉积体分为5期,但每一期沉积也是由多个次一级的沉积单元叠置而成,如A期碳酸盐岩碎屑流沉积在地震剖面上可以识别出至少3个次一级的沉积,这些次一级的深水沉积具有逆底流方向的迁移特征。总体上讲,5期沉积以及每期沉积内部的次一级沉积均表现为自北向南迁移的特点,图3虚线标注的地方示意了重力流沉积受底流影响的侧向迁移特点。

### 3.4 沉积模式

根据前述基于井-震综合对比分析确定的沉积期次划分方案,结合钻井测试资料,厘清了研究区南部4口天然气发现井储层段的沉积期次关系,建立了连井沉积模式(图6)。由模式图可见,4口井天然气发现层段属于3个不同期次的砂体。W2井和

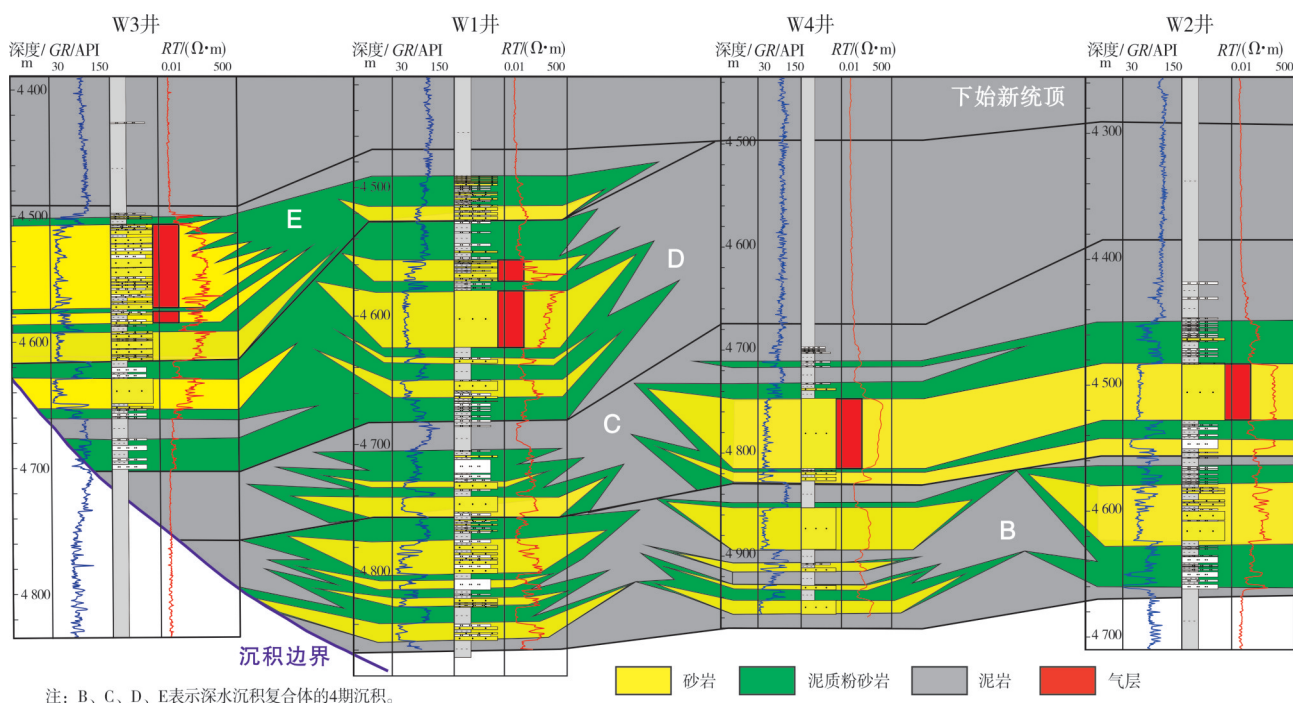


图6 鲁伍马盆地始新统连井沉积模式图

Fig. 6 Inter-well sedimentary pattern of lower Eocene in Rovuma Basin



W4井储层为C期沉积,岩性为均质的块状砂岩,测井曲线呈箱形。W1井储层属于D期沉积,下部气层岩性为块状砂岩,上部气层岩性为砂岩与泥岩及粉细砂岩互层,二者应是水道不同部位的沉积。W3井为多套沉积韵律层叠置而成,每一个韵律层代表一期次一级的沉积。测井曲线整体呈箱形,韵律层之间夹有相对细粒的薄层砂岩,韵律层界面对应幅度不大的锯齿状响应。

基于研究区沉积特征及其沉积演化过程分析,建立了鲁伍马盆地始新统受重力流和大洋底流共同作用的水道-朵体深水沉积体系5期沉积演化的模式图(图7)。受母岩类型影响,最早期水道充填了以石灰岩为主的碳酸盐岩碎屑物质(图7,A期);后一期水道充填在物源上具有一定继承性,沉积物中仍有一定的石灰岩碎屑,岩性致密,钙质胶结严重,储层质量较差;随后的沉积物中石灰岩碎屑含量减少,以碎屑岩岩屑充填为主。水道内底部通常在重力作用下沉积粗粒物质,形成水道底部滞留沉积。重力流中部密度相对小的中—细粒物质在底流作用下搬运至水道北侧,形成侧积砂体,该类沉积分选性好,储层质量好。重力流顶部最细粒物质在底流作用下沿侧积砂体顶部搬出水道并向远端漂浮,形成大规模的侧向漂积体,在北侧紧邻水道侧翼建造成天然堤。伴随天然堤逐渐加高,后期的重力流受北侧天然堤的限制作用,形成多期逐渐向南侧向迁移的水道复合体。随着水道向前延伸,重力流受海底底形限制作用变弱,沉积物冲出水道向前散开,在水道末端形成朵体沉积,该深水沉积体系即是早期水道逐步演化至晚期形成的朵体沉积。

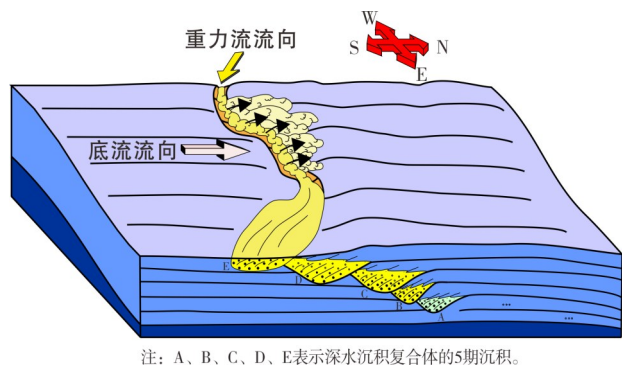


图7 鲁伍马盆地始新统沉积模式图

Fig. 7 Sedimentary model of lower Eocene in Rovuma Basin

虽然不同期次的沉积在侧向上迁移,在垂向上相互叠置,晚期沉积对早期沉积具有一定的侵蚀作用,局部存在接触界面,但界面之间通常发育泥岩夹层,不能确定储层之间是否连通。鉴于此,尽管目的层可以看作一个深水沉积复合体,但由于4口发现井属于3个期次的沉积,所以在该气藏的评价及后期开发时需要考虑不同期次砂体之间的连通性,以保证气藏有效充分开发。

## 4 结 论

(1)鲁伍马盆地始新统发育以砂岩、泥岩为主的碎屑岩和以石灰岩为主的碳酸盐岩两种岩石类型,前者分为富砂型和富泥型两种岩石相,天然气发现分布在泥质含量低、颗粒分选程度高的富砂岩相中。砂岩储层孔隙类型以原生粒间孔为主,成岩作用总体偏弱,岩相和结构成熟度是影响储层质量的主要因素。

(2)鲁伍马盆地始新统深水沉积体系可以分为5期沉积,受重力流和底流共同作用,总体表现为由北向南迁移,以水道沉积为主,晚期受海底底形影响演化为朵体沉积。A期为碳酸盐岩碎屑流沉积,B—E期为碎屑岩沉积,B期碳酸盐岩碎屑含量高、储层致密,C期、D期和E期储层质量较好。

(3)鲁伍马盆地南部4口天然气发现井的储层属于C、D、E三期不同的深水沉积砂体,在气藏评价与开发时需考虑不同气藏砂体之间的连通性,以保证气藏的充分开发。

## 参 考 文 献

- [1] 张光亚,刘小兵,温志新,等.东非被动大陆边缘盆地构造-沉积特征及其对大气田富集的控制作用[J].中国石油勘探,2015,20(4):71-80.  
ZHANG Guangya, LIU Xiaobing, WEN Zhixin, et al. Structural and sedimentary characteristics of passive continental margin basins in East Africa and their effect on the formation of giant gas fields [J]. China petroleum exploration, 2015, 20(4): 71-80.
- [2] 温志新,王兆明,宋成鹏,等.东非被动大陆边缘盆地结构构造差异与油气勘探[J].石油勘探与开发,2015,42(5):671-680.  
WEN Zhixin, WANG Zhaoming, SONG Chengpeng, et al. Structural architecture difference and petroleum exploration of passive continental margin basins in East Africa [J]. Petroleum exploration and development, 2015, 42(5): 671-680.

- [3] 孔祥宇. 东非鲁伍马盆地油气地质特征与勘探前景[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(3): 21-27.  
KONG Xiangyu. Petroleum geologic characteristics and exploration prospect in Rovuma Basin, East Africa [J]. Lithologic reservoirs, 2013, 25(3): 21-27.
- [4] 曹全斌, 唐鹏程, 吕福亮, 等. 东非鲁伍马盆地深水浊积砂岩气藏成藏条件及控制因素[J]. 海相油气地质, 2018, 23(3): 65-72.  
CAO Quanbin, TANG Pengcheng, LÜ Fuliang, et al. Formation conditions and controlling factors of gas-bearing turbidite sand reservoirs in deep water deposits in the Rovuma Basin, East Africa [J]. Marine origin petroleum geology, 2018, 23(3): 65-72.
- [5] 陈宇航, 姚根顺, 吕福亮, 等. 东非鲁伍马盆地渐新统深水水道-朵体沉积特征及控制因素[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 1047-1058.  
CHEN Yuhang, YAO Genshun, LÜ Fuliang, et al. Sedimentary characteristics and controlling factors of Oligocene deep-water channel-lobe in Rovuma Basin of the East Africa [J]. Acta petrolei sinica, 2017, 38(9): 1047-1058.
- [6] CHEN Yuhang, YAO Genshun, WANG Xiaofeng, et al. Flow processes of the interaction between turbidity flows and bottom currents in sinuous unidirectionally migrating channels: an example from the Oligocene channels in the Rovuma Basin, offshore Mozambique [J]. Sedimentary geology, 2020, 404(4): 1-13.
- [7] 曹全斌, 曹旭文, 鲁银涛, 等. 东非鲁伍马盆地深水沉积体系及油气勘探意义[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2021, 41(2): 173-180.  
CAO Quanbin, CAO Xuwen, LU Yintao, et al. Deep water depositional system in Rovuma Basin, East Africa and its bearing on hydrocarbon exploration [J]. Marine geology & Quaternary geology, 2021, 41(2): 173-180.
- [8] LU Yintao, LUAN Xiwu, SHI Boqing, et al. Migrated hybrid turbidite-contourite channel-lobe complex of the late Eocene Rovuma Basin, East Africa [J]. Acta oceanologica sinica, 2021, 40(2): 81-94.
- [9] 刘子玉, 吕明, 卢景美, 等. 东非鲁伍马盆地窄陆架背景下的深水沉积体系[J]. 海相油气地质, 2017, 22(4): 27-34.  
LIU Ziyu, LÜ Ming, LU Jingmei, et al. Deepwater depositional system in the background of narrow shelf in the Rovuma Basin, Eastern Africa [J]. Marine origin petroleum geology, 2017, 22(4): 27-34.
- [10] 马君, 刘剑平, 潘校华, 等. 东、西非大陆边缘比较及其油气意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2009, 36(5): 538-545.  
MA Jun, LIU Jianping, PAN Xiaohua, et al. Geological characters of the East and West Africa continental margins and their significance for hydrocarbon exploration [J]. Journal of Chengdu University of Technology (science & technology edition), 2009, 36(5): 538-545.
- [11] 陈宇航, 姚根顺, 吕福亮, 等. 东非鲁伍马盆地深水区构造-沉积演化过程及油气地质特征[J]. 海相油气地质, 2016, 21(2): 39-46.  
CHEN Yuhang, YAO Genshun, LÜ Fuliang, et al. Tectonic-sedimentary evolution and petroleum geology characteristics in deepwater area in Rovuma Basin, East Africa [J]. Marine origin petroleum geology, 2016, 21(2): 39-46.
- [12] 陈宇航, 姚根顺, 唐鹏程, 等. 东非凯瑞巴斯盆地多期构造变形及对油气聚集的控制作用[J]. 大地构造与成矿学, 2016, 40(3): 491-502.  
CHEN Yuhang, YAO Genshun, TANG Pengcheng, et al. Multi-stage tectonic deformation and its control on hydrocarbon accumulation in the Kerimbas Basin, East Africa [J]. Geotectonica et metallogenia, 2016, 40(3): 491-502.
- [13] GONG Chenglin, WANG Yingmin, ZHU Weilin, et al. Upper Miocene to Quaternary unidirectionally migrating deep-water channels in the Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea [J]. AAPG bulletin, 2013, 97(2): 285-308.
- [14] 王振奇, 李士涛, 于水, 等. 尼日尔三角洲盆地深水沉积的二元结构特征及层序划分[J]. 地质学报, 2013, 87(8): 1149-1157.  
WANG Zhenqi, LI Shitao, YU Shui, et al. Characters of two-component constitution of deep-water deposit and classification of sequence stratigraphy in the Niger Delta Basin [J]. Acta geologica sinica, 2013, 87(8): 1149-1157.
- [15] 李华, 王英民, 徐强, 等. 南海北部珠江口盆地重力流与等深流交互作用沉积特征、过程及沉积模式[J]. 地质学报, 2014, 88(6): 1120-1129.  
LI Hua, WANG Yingmin, XU Qiang, et al. Interactions between down-slope and along-slope processes on the northern slope of South China Sea: products, processes, and depositional model [J]. Acta geologica sinica, 2014, 88(6): 1120-1129.
- [16] ZHU Mangzheng, GRAHAM S, PANG Xiong, et al. Characteristics of migrating submarine canyons from the middle Miocene to present: implications for paleoceanographic circulation, northern South China Sea [J]. Marine and petroleum geology, 2010, 27(1): 307-319.
- [17] GONG Chenglin, WANG Yingmin, STEEL R J, et al. Flow processes and sedimentation in unidirectionally migrating deep-water channels: from a three-dimensional seismic perspective [J]. Sedimentology, 2016, 63(3): 645-661.
- [18] GONG Chenglin, PEAKALL J, WANG Yingmin, et al. Flow processes and sedimentation in contourite channels on the northwestern South China Sea margin: a joint 3D seismic and oceanographic perspective [J]. Marine geology, 2017, 393: 176-193.
- [19] 陈宇航, 朱增伍, 贾鹏, 等. 重力流沉积砂岩的成因、改造



- 及油气勘探意义[J]. 地质科技情报, 2017, 36(5): 148–155.
- CHEN Yuhang, ZHU Zengwu, JIA Peng, et al. Genetic mechanism and rework of deep-water sedimentary sand and its significance for petroleum exploration [J]. Geological science and technology information, 2017, 36(5): 148–155.
- [20] NIEMI T M, BEN-AVRAHAM Z, HARTNADY C J H, et al. Post-Eocene seismic stratigraphy of the deep ocean basin adjacent to the southeast African continental margin: a record of geostrophic bottom current systems [J]. Marine geology, 2000, 162(2/4): 237–258.
- [21] SCHLÜTER P, UENZELMANN-NEBEN G. Indications for bottom current activity since Eocene times: the climate and ocean gateway archive of the Transkei Basin, South Africa [J]. Global and planetary change, 2008, 60(3/4): 416–428.

编辑:黄革萍

## Reservoir characteristics and sedimentary evolution of deep water deposition of lower Eocene in Rovuma Basin, East Africa

CAO Quanbin, LU Yintao, CHEN Yuhang, WANG Ruifeng,  
CAO Xuwen, MA Hongxia, PANG Xu

**Abstract:** In view of the complexity of the evolution of deep-water sedimentary system in Rovuma Basin, East Africa, based on seismic data and drilling data, the sedimentary characteristics and its evolutionary stages of the Paleogene lower Eocene deep-water sedimentary system are analyzed and studied. The results show that two rock types, i.e. clastic rocks and carbonate rocks, are developed in the target layer. Clastic rocks are divided into two types of lithofacies: sand-rich and mud-rich, and the natural gas was found in the sand-rich facies with low argillaceous content and high degree of particle sorting. The diagenesis of the reservoir is not strong, and the pore type is mainly primary intergranular pore. The lithofacies and rock texture maturity are the main factors affecting the quality of the reservoir. The lower Eocene deep-water sedimentary system can be further subdivided into five depositional stages( A, B, C,D, and E). Carbonate clastic flow depositions are developed at stage A , and clastic rocks are developed at stage B–E. The reservoir of stage B is tight because of high content of carbonate rock clasts, and the reservoir quality of stages C, D and E is good. Influenced by the interaction between gravity flows and bottom currents, the sedimentary system is characterized by migration from north to south and evolved from channels to lobes in the late stage when the channels are the main type of sedimentary structural unit. The reservoirs of four natural gas discovery wells in the study area belong to deep-water sedimentary sand bodies of three different stages, and the connectivity between the three sand bodies should be considered in gas reservoir evaluation. Development well locations should be rationally deployed to ensure full development of the gas reservoir.

**Key words:** deep-water deposition; sedimentary evolution; sedimentary model; Rovuma Basin; East Africa

**CAO Quanbin**, First author; MSc, Senior Engineer, mainly engaged in geophysical exploration and deep-water sedimentology. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China