

深水油气勘探关键评价技术 及其在东非海域的应用

左国平, 范国章, 孙辉, 曹全斌, 许小勇, 李伟强, 庞旭

中国石油杭州地质研究院

摘要 近年来,在东非莫桑比克海域深水区发现了多个巨型天然气藏,使得该区域成为了全球天然气勘探的热点区。莫桑比克海域总体上勘探程度低,深水沉积体系的研究不够深入,制约了油气的精细勘探。基于岩心、测井及三维地震资料,集成了深水沉积层序地层分析技术、深水沉积结构单元综合描述技术、深水沉积储层预测及流体识别技术和深水沉积储层三维地质建模技术等深水油气勘探关键技术,建立了莫桑比克海域层序地层格架,形成了深水沉积结构单元综合描述图版,有效预测了深水沉积储层展布及流体分布。研究成果为储量评估和井位论证提供了技术支撑,助推莫桑比克万亿方巨型气田开发,取得了良好的应用效果。

关键词 深水沉积;层序地层;结构单元;储层预测;地质建模;三维地震

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

0 前言

随着全球海洋油气勘探的不断发展,深水油气勘探越来越成为勘探的焦点和重点领域。近几年,在东非海上获得了多个天然气重大发现,特别是莫桑比克海域的巨型天然气田的发现,使东非可能成为全球新的天然气生产中心。2010—2012年,莫桑比克海域陆续获得10个巨型天然气发现,总天然气可采储量达到 $20\ 821\times 10^8\ \text{m}^3$ ^[1-2],这表明在莫桑比克海域,深水油气勘探具有十分广阔的前景。该海域目前的油气发现主要集中于深水沉积储层,深水沉积体系相互侵蚀/叠置,侧向迁移频繁,时空关系错综复杂,层序地层界面识别难度大,规模储层预测难,因此针对深水沉积体系的研究是深水油气勘探的关键。海洋深水油气勘探成本巨大、钻井稀疏,而且在研究区见不到露头,主要依靠地震资料和少量井资料,造成深水沉积体系研究难度大。本文围绕深水沉积层序识别、结构单元描述、储层预测及建模方面的关键问题,综合利用岩心、测井和三维地震资料开展攻关研究,形成了莫桑比克海域深水油气勘探关键技术,指导勘探生产并取得了良好的效果。

1 研究区概况

研究区所处的鲁伍马盆地(Rovuma Basin)是东非被动大陆边缘的主要含油气盆地之一,它横跨坦桑尼亚东南沿岸和莫桑比克的东北部,东部为凯瑞巴斯盆地,西部为莫桑比克褶皱带,出露前寒武纪基底,北部以鲁伍马转换带为界,与坦桑尼亚的曼达瓦次盆相接。鲁伍马盆地面积约为 $9\times 10^4\ \text{km}^2$,其中52%的面积位于海上(图1)。

鲁伍马盆地的雏形形成于晚石炭世到三叠纪,此时冈瓦纳大陆东部开始发育,形成卡鲁陆内裂谷,沉积物以陆相河流-湖泊沉积为主。早侏罗世晚期开始,古冈瓦纳大陆分裂成东冈瓦纳大陆和西冈瓦纳大陆,同时洋壳在二者之间形成,马达加斯加和东冈瓦纳大陆的其他陆块脱离非洲大陆,以右旋走滑的形式沿着现今的戴维断裂带向南漂移,鲁伍马盆地发生海侵,沉积了海陆过渡相和浅海相地层^[3-5]。早白垩世晚期,鲁伍马盆地进入被动大陆边缘演化阶段,盆地构造活动微弱,在陆坡处为深海沉积环境。伴随渐新世东非大陆的抬升,鲁伍马盆地开始发育大型三角洲——鲁伍马三角洲,在盆地

收稿日期:2021-08-04;改回日期:2021-08-27

本文受中国石油集团科技重大专项“海洋油气勘探关键技术研究”子课题“海外深水、超深水油气勘探关键技术研究”(编号:2021DJ2403)和“海外重点战略大区勘探技术研究与应用”子课题“海外海域油气地质条件与关键评价技术研究”(编号:2019D-4309)联合资助

第一作者:左国平,高级工程师,主要从事海洋地震综合解释、储层预测与烃类检测研究。通信地址:310023浙江省杭州市西湖区西溪路920号;E-mail: zuogp_hz@petrochina.com.cn

深水区发育水道、朵体等重力流沉积^[6-7]。

截至目前,在鲁伍马盆地已经发现了19个气田,其中有14个气田处于深水环境,具有巨大的资源潜力和良好的勘探前景。深水区主要沉积了中侏罗世到新生代地层,发育丰富而复杂的深水沉积体系,古近系和新近系重力流砂岩是重要的储层。此外,东非被动大陆边缘沉积受由南向北流动的南极洲底流影响,底流对深水重力流沉积特征造成显著影响^[8-9]。本文的研究区主要位于莫桑比克海域的深水区,自2013年盆地深水区获得发现以来,已钻井10余口,发现天然气地质储量约2万亿方,三维地震已全覆盖,目前已经完成了从勘探到油藏评价全过程的系统研究工作。

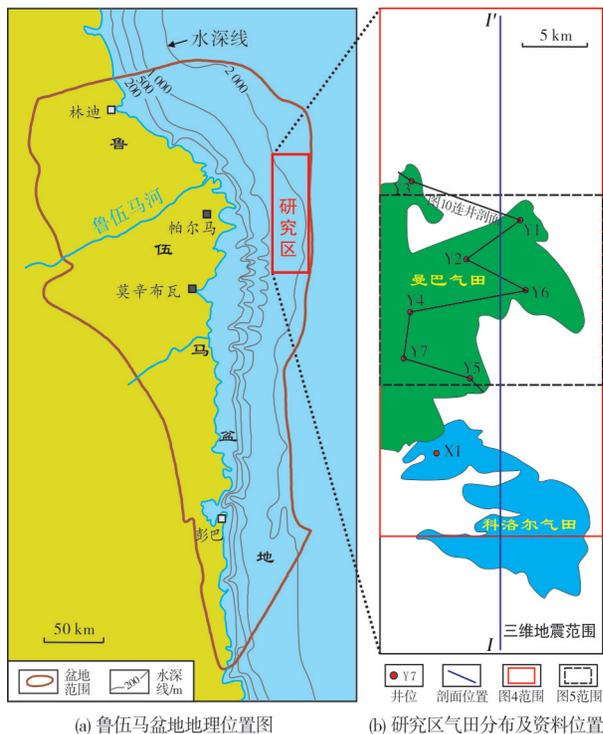


图1 鲁伍马盆地地理位置及研究区资料分布

Fig. 1 Geographic location of Rovuma Basin and data distribution in the study area

2 深水油气勘探关键技术

海洋深水油气勘探技术包括了海域盆地构造分析技术、海域深水沉积体系综合描述技术、海域沉积储层及流体预测技术、海域盆地优选与目标评价技术、海域地震资料目标处理技术等五大技术群,本文重点阐述海域深水沉积体系综合描述技术群的深水沉积层序地层分析技术、深水沉积结构单元综合描述技术和海域沉积储层及流体预测技

术群的深水沉积储层及流体识别技术、深水沉积储层三维地质建模技术等4项关键专项技术,及其在东非海域深水油气勘探中的应用。

2.1 深水沉积层序地层分析技术

合理的层序地层划分是深水沉积体系研究的基础,掌握层序地层的划分与解释方法对有利目标层系的解释及区域油气勘探具有重要意义。深水油气勘探相关的资料通常只涉及主要储层的分布区,即陆坡和深水盆地区,而缺少陆架边缘海侵或海退滨线的沉积证据。虽然深水沉积层序模型多样,但适用范围均有局限,不具备普适性^[10-16]。层序地层标准化将是未来一段时间内层序地层领域的重要发展方向。

深水层序地层分析技术是通过陆架等盆地边缘浅水区的研究逐步发展而来,经过四十年的发展,该技术从诞生逐渐走向成熟,已经形成了一套完整的工作方法;由单一模式指导演变为模式多样化表征,形成了多种层序模型,如各种沉积层序、成因层序、海侵-海退层序等。本次研究从层序地层理论的实用性分析入手,根据研究区的位置及沉积环境,选取合适的沉积模型,有效识别鲁伍马盆地层序边界,完成渐新统层序地层划分。

2.1.1 层序模型的选取

采用Catuneanu的混合沉积层序模型^[16],按基准面升降和海侵、海退的变化将层序分为下降期体系域(FSST)、低位体系域(LST)、海侵体系域(TST)以及高位体系域(HST)(图2),层序边界位于下降期体系域底部。该划分方式既反映了基准面下降过程中的4个主要事件,又将重力流沉积与下伏半深海—深海沉积有效分开,每个体系域对应特定的重力流或半深海—深海沉积。在该层序模型的指导下,体系域和基准面的关系可以预测,盆地演化过程中不同体系域阶段沉积相的横向变化可以追踪。

2.1.2 层序界面的识别方法

对层序地层界面的正确识别是层序地层解释的关键。利用岩心生物地层资料划分地层年代,以井震标定为基础确定地震地层界面,同时分析区域及全球海平面变化规律,最终利用三维地震资料开展层序界面识别及层序地层解释。根据陆坡大规模块体搬运沉积(MTDs)发育区,盆底扇上超、下超、削截等地层终止关系,以及凝缩段的位置识别层序

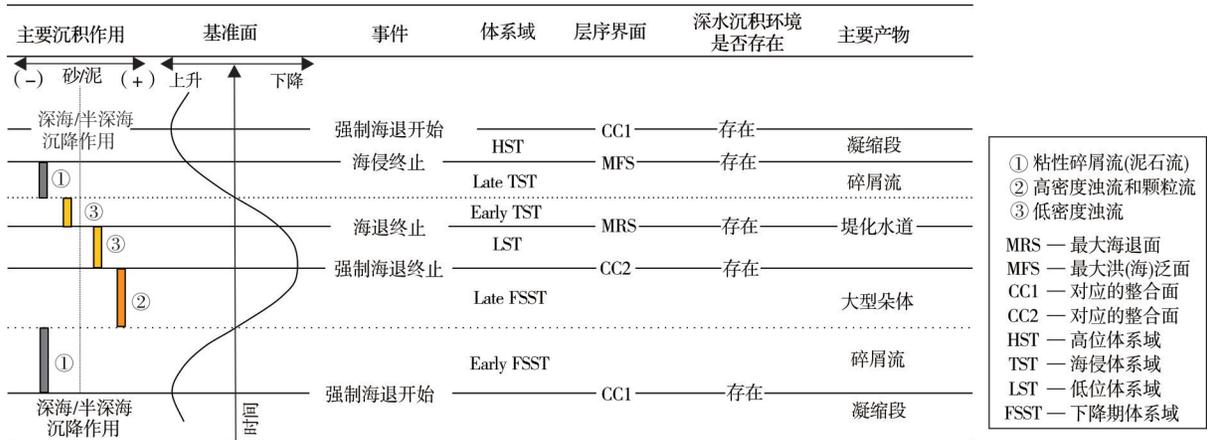


图2 基准面波动的主要沉积作用、产物以及四个主要事件和对应的层序界面(据文献[17]修改)

Fig. 2 Main sedimentation, products, four main events and corresponding sequence boundary of base level fluctuation (cited from reference [17], modified)

边界。由于各种沉积结构单元局部分布,因此随着深水沉积位置的变化,层序界面可以是位于峡谷/陆坡水道底部的侵蚀面或块体搬运沉积的底部^[18-21]。

以井震标定为基础,分析地震反射特征及地层接触关系,完成3个层序界面(T_0, T_{o1}, T_e)的识别和解释,将鲁伍马盆地渐新统划分为上部、下部两个三级层序(图3)。层序顶部凝缩段具有高速速、高密度的电性特性,可以形成较强的波阻抗界面

(T_0)。 T_0 在全区范围内具有很好的连续性,近陆架边缘局部被晚期MTDs(地震剖面上表现为杂乱空白反射)侵蚀,北部以连续性好的凝缩段为界。近陆架分布的渐新统下部MTDs并没有延伸较远,在远离陆架区的剖面上未观察到(图3);渐新统上部MTDs仍然具有较大的规模,分布范围较广。各层序边界以下的凝缩段局部被晚期的MTDs、水道、朵体等侵蚀。

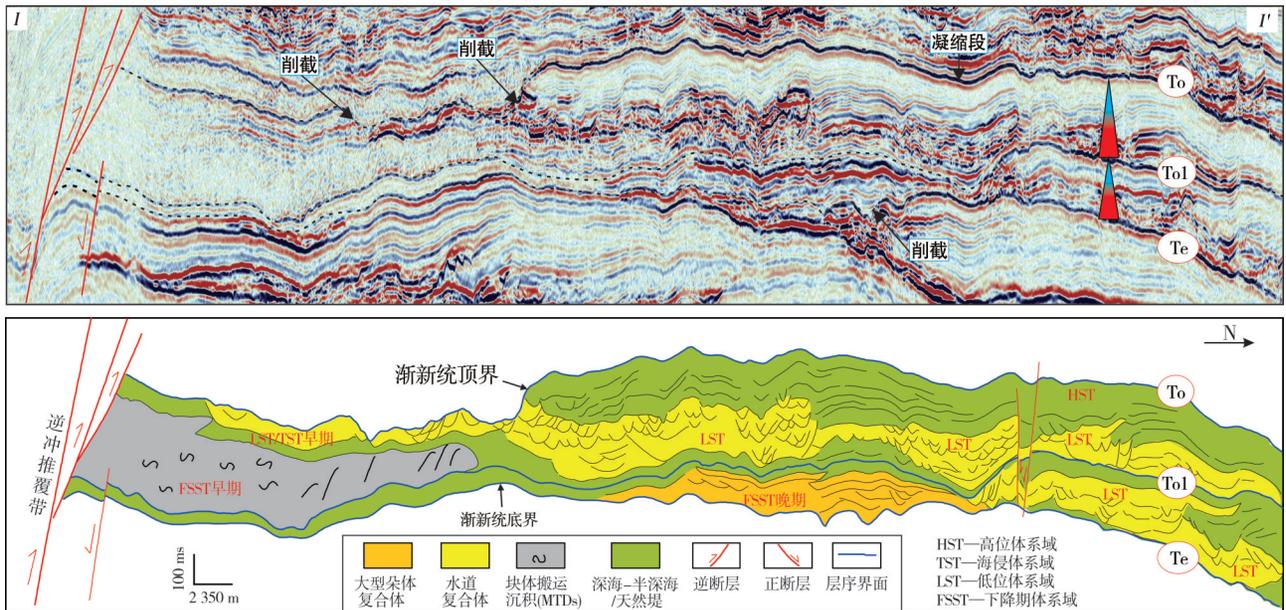


图3 过鲁伍马盆地深水区典型地震剖面(上)及对应的层序地层解释剖面(下)(据文献[17],剖面位置见图1b)

Fig. 3 Typical seismic profile (top) and corresponding sequence stratigraphic interpretation profile (bottom) crossing the deep water area of Rovuma Basin (cited from reference [17], section location is shown in Fig. 1b)

2.1.3 体系域的识别方法

虽然每个深水盆地的独特性导致深水沉积结构单元的特征各不相同,但沉积结构单元在特定体

系域沉积时是相对稳定的。通常可以通过以下两种方式识别与体系域相关的沉积结构单元:①分析沉积物性质及规模。沉积性质分析用以区分碎屑

流和浊流,规模主要用来分析碎屑流的分布范围及厚度。②分析形成深水沉积的浊流密度,区分高密度浊流和低密度浊流。根据基准面变化不同阶段的主要沉积物对应关系,在鲁伍马盆地渐新统共识别了3种主要沉积结构单元:水道复合体、大型朵体复合体、块体搬运沉积,判断其所处体系域,分析层序内深水沉积体系演化规律。

渐新世,大量沉积物经鲁伍马盆地的狭窄陆架和陡陆坡由西北方向进入深水盆地,大规模的MTDs于强制海退初期沉积于近陆架一侧的局部陆坡上。伴随海平面持续下降,在陆坡水道口的近处沉积了大型

朵体,构成强制海退晚期产物。海平面开始上升时,由于陆架的加积,沉积物向深盆的供给减少,流体受低密度浊流控制并形成堤化水道沉积体系。即使海平面快速上升,深水中仍然有低密度浊流发育;随着海平面上升速率不断减缓,深水区主要接受细粒的半远洋和远洋沉积而形成凝缩段。早渐新世的大型朵体以粗一中粗砂岩为主,具有高砂/泥比、高密度的特点,为强制海退晚期产物。堤化水道体系沉积于低位体系域及海侵早期,顶部为凝缩段沉积。在研究区范围内,晚渐新世仅观察到低位域/海侵体系域早期的水道复合体沉积,而没有大型朵体沉积(图4)。

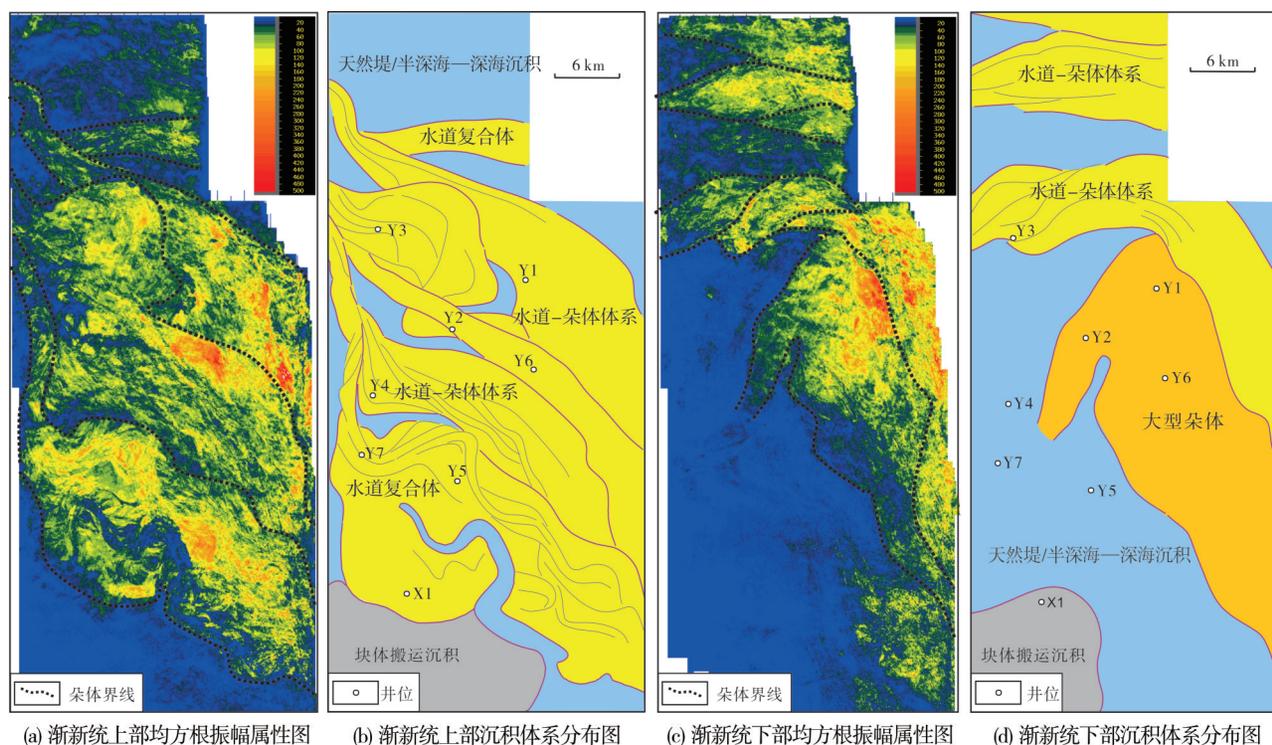


图4 鲁伍马盆地渐新统上部和下部沉积体系分布图(平面位置见图1b)

Fig. 4 Distribution of the upper and the lower Oligocene sedimentary systems in Rovuma Basin (plane position is shown in Fig. 1b)

2.2 深水沉积结构单元综合描述技术

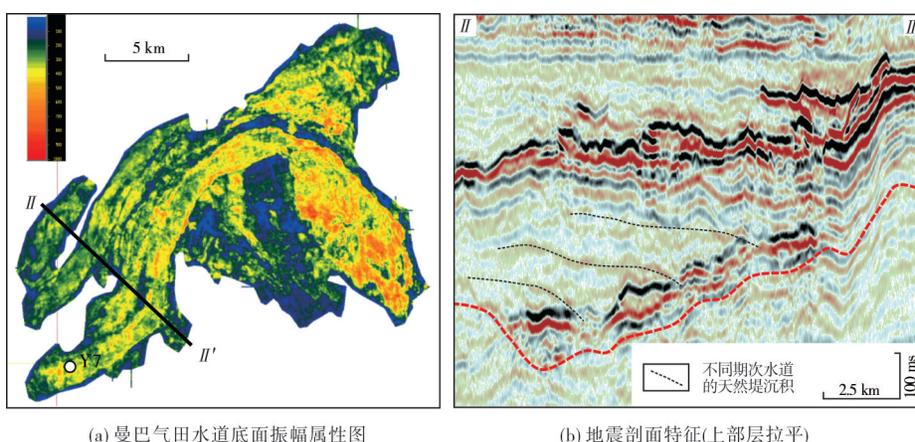
目前对于深水沉积结构单元的分类方式仍不统一。壳牌石油公司为了强调深水勘探中的储层,描述了3种主要含砂储层单元,包括席状砂(层状或叠置的)、水道(单一或多个叠置的)以及由天然堤组成的薄砂层。该分类着重描述了储集体几何特征,同时也考虑了测井、岩心和地震特征,因此石油工业通常采用该分类。之后不同学者提出了不同的沉积结构单元分类方法^[22-27]。由于一些重要的深水沉积结构单元内部充填十分复杂,通常需要采取分级描述的方法,

因此学者们根据研究对象的差异提出了多种分级方式,如水道充填等级的多种分类以及朵体沉积等级的划分等^[28-40]。多年来,深水沉积结构单元的研究经历了由定性描述向定量分析的发展过程,对于一些重要的深水沉积结构单元的成因、演化特征及沉积内部充填模式等方面取得了较为成熟的认识^[30-33],开展深水沉积构型、量化储层信息将是未来的发展方向。三维地震精度的提高也为深水层序地层学研究及沉积结构单元识别提供了更精确的资料,近海底高精度地震相分析、各种地震属性的分析、三维可视化、分频分析等地球物理技术方法,

综合伽马能谱分析与地球化学元素含量的旋回分析,都将对深水沉积结构单元的识别提供重要依据。

目前,深水沉积结构单元的认识和划分总体比较一致,主要包括峡谷、水道、天然堤、朵体和块体搬运沉积等结构单元。针对研究区的深水沉积,已有多位学者先后展开了丰富的研究工作^[34-38],本文主要针对水道储层展开综合描述,并以此为例,对研究区的主要结构单元特征进行归纳,形成了不同结构单元的特征图版。

(1) 基于地震反射特征及地震振幅属性的结构



(a) 曼巴气田水道底面振幅属性图

(b) 地震剖面特征(上部层拉平)

图5 水道的平面振幅属性及剖面特征(平面位置见图1b)

Fig. 5 Plane amplitude attribute and profile characteristics of water channel (plane position is shown in Fig. 1b)

(2) 基于测井曲线特征的结构单元描述

主要依据伽马曲线的特征对深水沉积结构单元类型进行判别。水道沉积的构造高部位有一口钻井(Y7井),钻遇了最后一期水道沉积。从Y7井测井曲线上可以非常清晰地看到水道储层发育的位置,伽马曲线具有明显的箱型特征(图6),底面突变特征也非常明显,钻遇砂岩厚度达55 m。

(3) 基于岩心的结构单元描述

依据岩心的结构、构造、粒度以及岩心薄片的分析判别不同类型深水沉积结构单元。Y7井水道沉积的底部取到约30 m的井筒岩心,根据取心段的岩心描述,可将该水道沉积可进一步划分为3期沉积事件,之间的侵蚀面特征清晰,每期沉积的厚度约10 m(图7a)。如图7a的岩心剖面所示,单期水道沉积的底部为极粗粒砂岩,漂浮有圆状一次圆状小砾石或泥砾,砾石向上变小,具有粗尾递变特征;中部和上部为块状无沉积构造的极粗—中粒砂岩,发育正粒序,含有泥岩撕裂屑,且常被小砾石包裹(图6b)。

单元描述

不同结构单元在地震剖面上的形态和振幅属性上的特征各异。研究区的水道沉积特征比较明显:地震剖面上表现为强振幅,且往往具有单侧迁移的特征;发育下切、“V”字形的底面,底部反射相对杂乱,顶部反射较平且表现为强连续反射,沿水道底面的振幅属性平面图中可以较为清晰地看到水道发育的期次和轨迹(图5)。地震资料上能够识别出的一期水道的宽度大约为2 km,深度约为100 m,水道的曲率相对较低。

岩心分析表明,水道储层主要为粗粒长石砂岩,长石含量约占30%,石英含量约占70%,黏土矿物和云母含量非常低,在该取心段的含量仅占1%(图7a)。薄片资料表明砂岩的分选差—中等,孔渗条件好,且单期沉积的上部砂岩的孔渗优于下部砂岩(图7b)。

该水道沉积具备优越的储层条件,极低的泥质含量,这可能与研究区长期发育的温盐环流相关。研究表明研究区持续发育由北向南的底流,重力流沉积物在搬运过程中始终受到单向底流的影响,逐渐将水道中的细粒泥质沉积物搬运到水道的北侧沉积,一方面对水道砂岩起到淘洗作用,另一方面导致水道北侧的天然堤更为发育,这可能是导致水道向南面迁移的一个重要因素^[39-40]。

通过水道结构单元的研究形成了这一整套识别技术和方法。利用研究区丰富的地震、测井和岩心等资料,从不同的尺度对不同的沉积结构单元进行了特征描述和识别,建立了不同结构单元的特征图版(图8)。

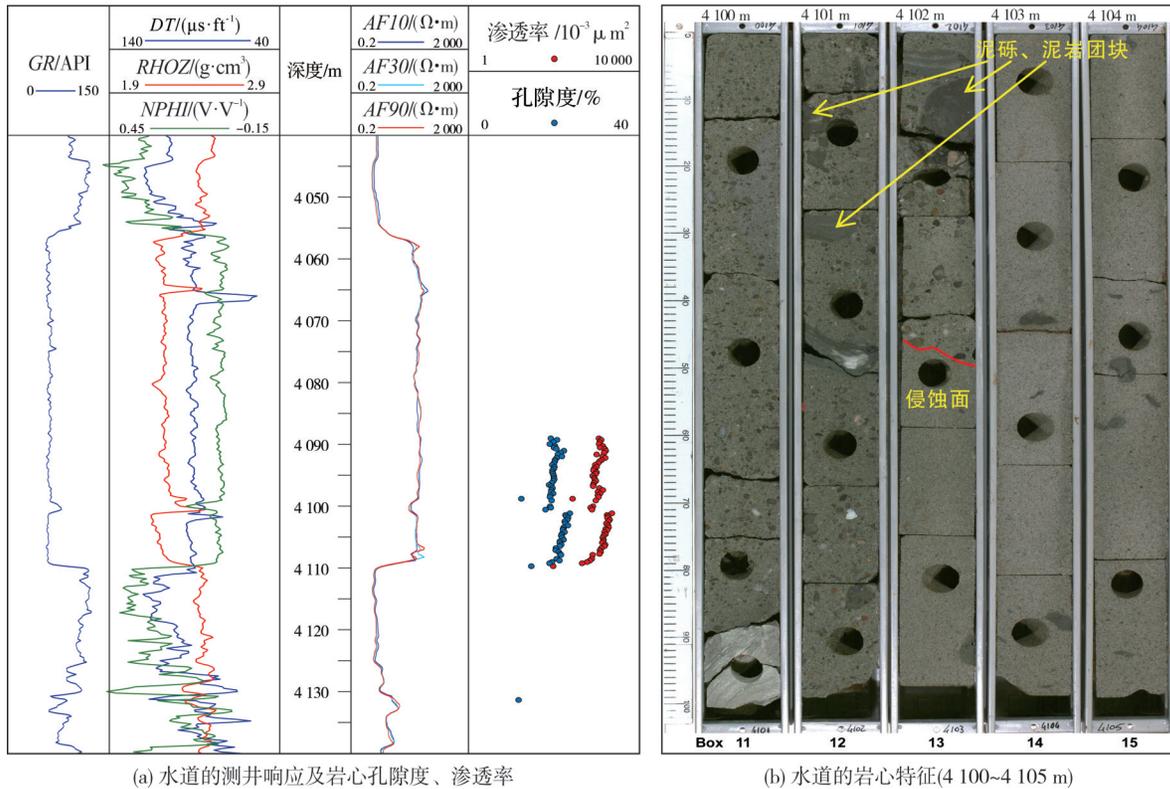


图6 Y7井水道的测井响应及岩心特征

Fig. 6 Logging response and core characteristics of water channel in Well Y7

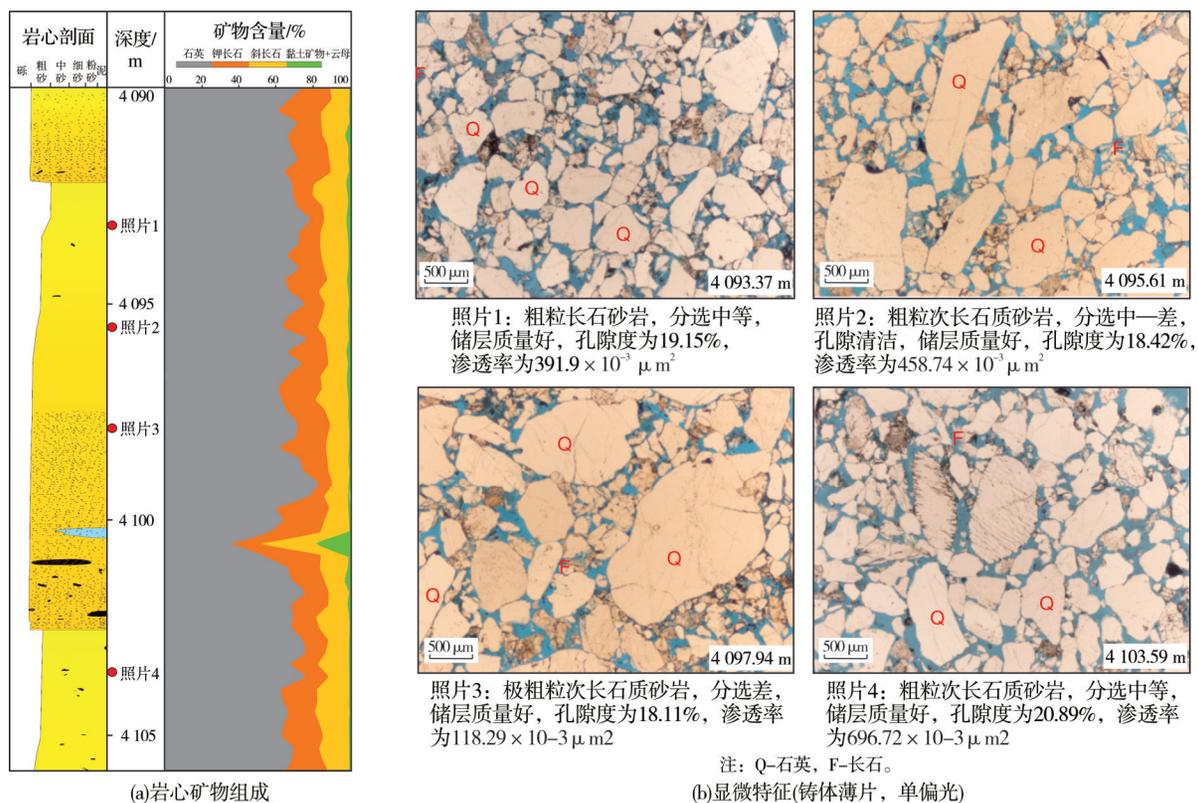


图7 Y7井水道储层的矿物组成和薄片特征

Fig. 7 Mineral composition and rock thin section characteristics of channel reservoir in Well Y7

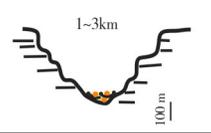
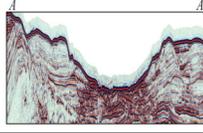
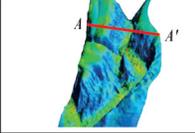
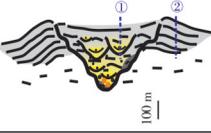
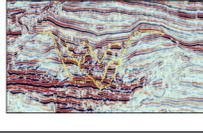
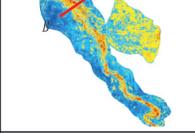
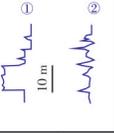
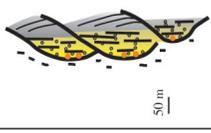
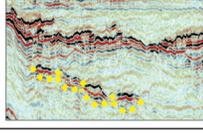
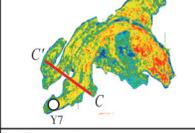
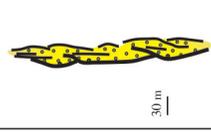
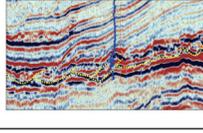
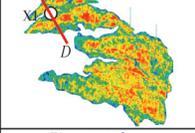
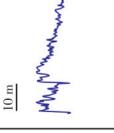
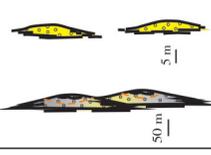
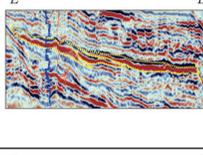
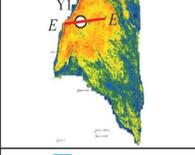
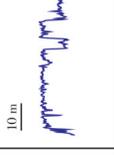
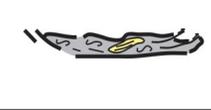
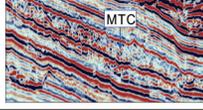
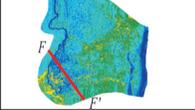
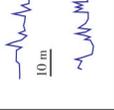
沉积背景	结构单元	剖面模式	地震剖面特征	平面特征	伽马曲线 低——高	描述	
近源 窄陆架 陡陆坡	峡谷					大型侵蚀为主, 不发育天然堤, 底部发育滞留砾石。	
	水道—天然堤	限制性水道					大型限制性水道复合体, 发育外部和内部天然堤, 有时侧翼发育决口扇。一般厚度为20-60 m。
		迁移水道					水道受底流改造影响向一侧迁移, 地震剖面上迁移特征明显。一般厚度为20-60 m。岩心特征: 多期正粒序叠置, 单期厚度可达10 m。底面侵蚀冲刷特征明显, 底部为含砾粗砂岩, 夹泥砾或泥岩团块, 向上渐变为粉细砂岩。
		弱限制性水道					位于水道和朵体过渡位置, 一般厚度为20-45 m。岩心特征: 主要表现为水道的特征, 多期正粒序叠置, 单期厚度为0.5-3 m。底部为含砾中粗砂岩, 顶部为粉细砂岩, 可见泥砾。
	朵体					地震剖面表现为连续强反射, 平面上呈朵状。一般厚度为40-150 m。岩心特征: 无明显侵蚀面, 多期块状或正粒序砂岩叠置, 单层厚度为0.3-2 m, 以中砂岩为主, 见小砾石, 常见泄水构造。	
	块体搬运复合体					地震剖面表现为杂乱反射。一般厚度为几十到几百米。岩心特征: 以混杂泥质砂岩为主, 大量发育褶皱变形, 常见泥岩或砂岩团块。	

图8 研究区不同沉积结构单元的特征图版

Fig. 8 Characteristic plates of different sedimentary structural units in the study area

2.3 深水沉积储层预测与表征技术

2.3.1 深水沉积储层预测技术

在海洋油气勘探中, 大部分储层为深水沉积, 岩性组合以泥岩为主, 多见“泥包砂”现象, 储层在纵向上和横向上变化较快, 不同深水沉积结构单元储层物性差异大, 规模深水浊积砂岩展布、储层物性、流体性质预测等成为海洋油气勘探的关键。海洋油气勘探由于投入大, 钻井成本高, 大部分区块为少井或无井区, 储层及流体预测难度大。如何基于地震资料对储层的岩性、物性、含油气性进行准确预测, 是当前海洋油气勘探中面临的难点, 目前主要依靠地震振幅、相干等叠后属性和叠前AVO等技术进行储层和流体的识别, 技术比较成熟, 在海洋油气勘探中也得到了广泛应用。但是随着海洋油气勘探的不断发展, 对储层预测技术

的需求日益增多, 对地震资料的保真要求日益增强, 特别是针对薄层、低含油气饱和度和高孔隙度情况下的储层和流体的识别预测, 仍然存在较大的不确定性和多解性, 海洋深水沉积储层面临的挑战日益突出。

根据研究区的深水沉积特点, 通过可行性分析认为应用叠前同时反演技术可在研究区进行有利储层预测。叠前同时反演技术是在 Ozdemir 等于 2001 年提出的弹性波阻抗概念基础上发展起来的一项储层预测技术^[41-42], 经过近 30 多年的发展, 已逐渐成为一项有效的广泛应用的储层预测技术, 成功地应用于国内外多个地区的油气藏勘探^[43-45]。

(1) 反演可行性分析

反演可行性分析是基于测井资料, 分析岩石物理参数与储层参数之间的关系, 明确岩石物理规律, 优选能够区分储层和非储层的敏感参数。通过

多参数交会分析,优选纵波阻抗(P_{imp})和横波阻抗(S_{imp})两个参数进行储层和流体识别(图9)。在图9中,通过①线读取 P_{imp} 阈值,通过②线建立 P_{imp} 和

S_{imp} 之间的函数关系,可以将含气砂岩区分,用于含气砂岩的预测。通过分析认为利用叠前同时反演进行储层预测在该研究区是可行的。

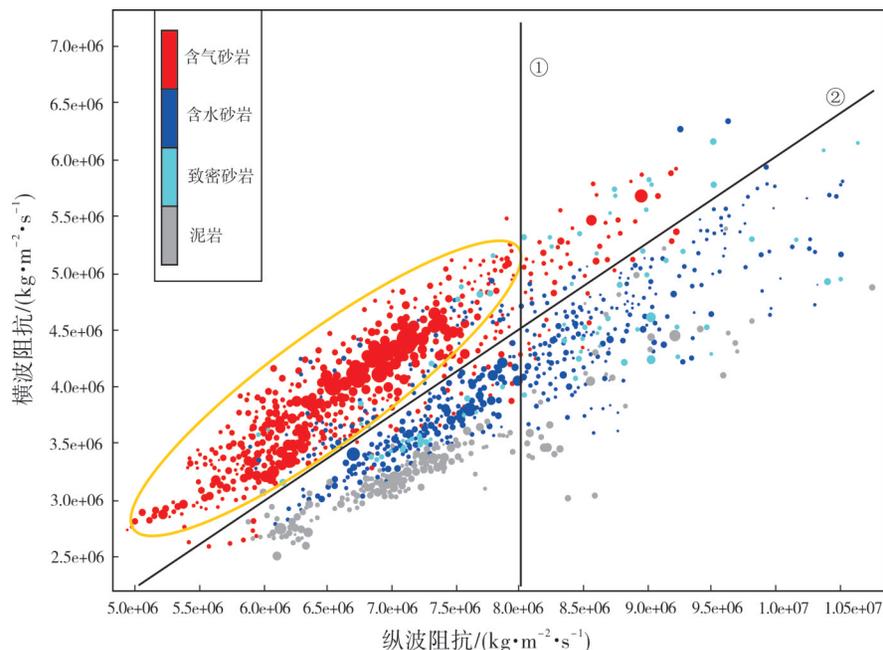


图9 研究区岩石物理参数交会分析

Fig. 9 Intersection analysis of petrophysical parameters in the study area

(2) 反演技术环节质控

地震反演的关键在于对反演过程中技术环节的质控。反演过程包括地震道集优化处理、测井曲线标准化、岩性曲线编辑、反演可行性分析、储层敏感参数优选、低频模型建立、子波估算、反演参数选取等技术环节,每一个技术环节都可能影响反演结果,因此在反演过程中对各个技术环节严格按照质控标准进行质量控制,减少主观因素影响,使反演结果客观可靠。在本次研究中,建立低频模型时,为了消除“牛眼”异常现象,除了对测井资料进行质量分析外,另外加入了地震速度约束建立低频模型,取得了较好的质控效果。

(3) 反演结果分析

研究区内有7口钻井,其中有6口井参与反演,1口井(Y6井)作为反演结果验证井。从过井反演剖面上分析,参与井和验证井的井上信息和反演结果具有较好的吻合度(图10)。这说明反演结果较为可靠,可用于后续的储层预测和气藏评价。

结合岩石物理参数分析优选的储层敏感参数,对反演得到的纵波阻抗和横波阻抗数据体按照预测

模型作相应运算,生成能够反映有利储层和流体的数据体。基于该数据体,对有利储层和流体进行平面追踪,刻画有利储层边界,对气藏进行深入评价。

对近、中、远角度叠加地震数据振幅对比分析发现,含气砂岩的远道地震数据振幅有明显增强,同时属性分析表明本区含气砂岩具有典型的“低频共振,高频衰减”特征。由于远道地震数据高频成分降低,对含气性具有良好的地震响应,因此利用远道地震数据开展属性分析,结合地震反演结果,从多方面验证和确定有利储层和含气范围。

2.3.2 深水沉积储层三维地质建模技术

储层地质建模是以三维视角对储层开展定量表征研究,具有综合多学科一体化、三维定量化和三维可视化预测井间储层和属性分布的优势,广泛应用于各类陆上和海上油气储层的三维定量表征研究,是油气藏精细评价、剩余油预测和高效开发的重要技术之一^[46-48]。目前国内储层地质建模的重点是针对陆相沉积储层开展研究,这类油田多以“开发多年、含水较高、井网较密、动静态资料丰富”为特征^[49-52],而对于井网稀疏、井距较大且

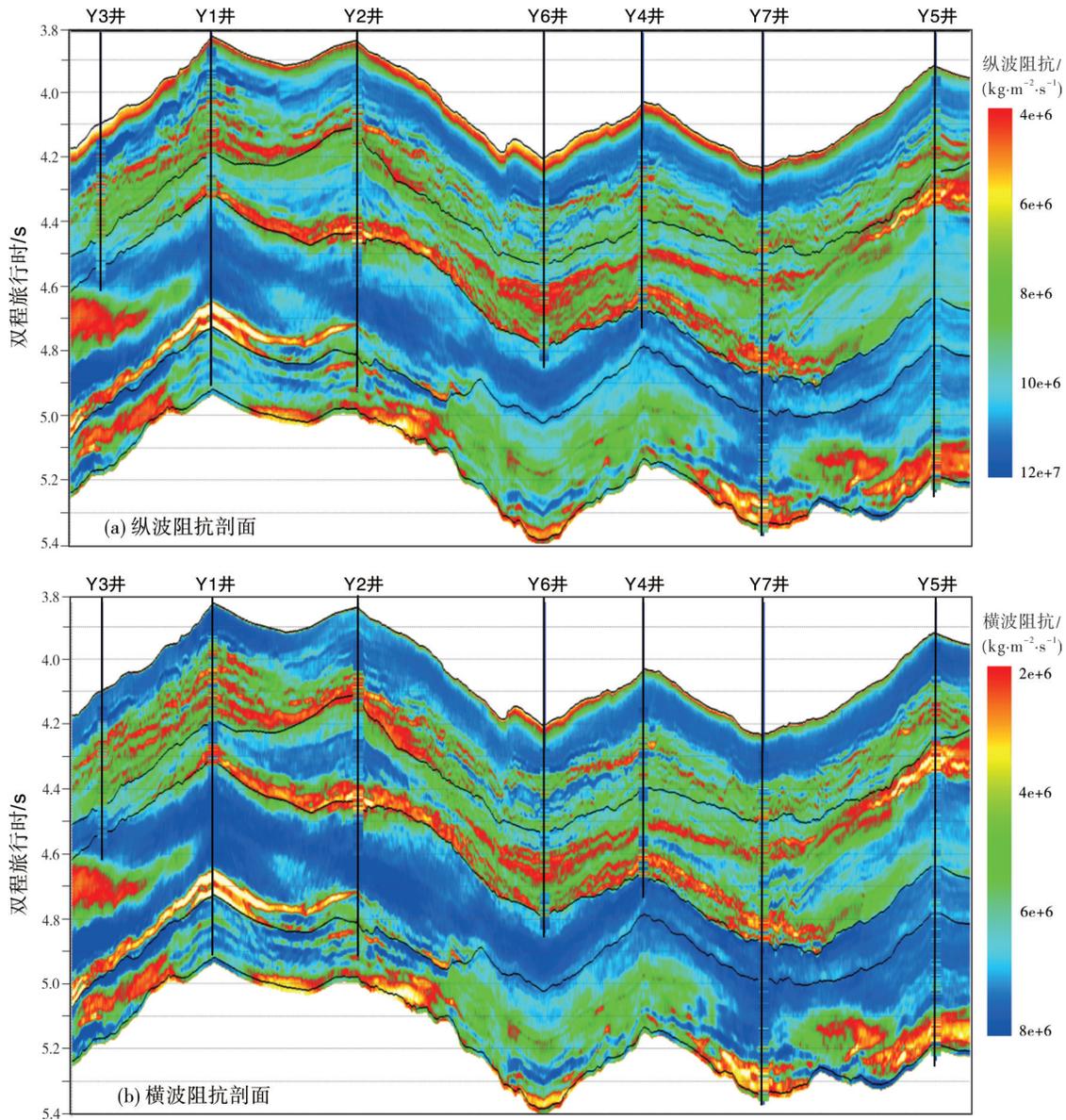


图 10 过井叠前同时反演剖面(位置见图 1b)

Fig. 10 Cross well section of prestack simultaneous inversion (section position is shown in Fig. 1b)

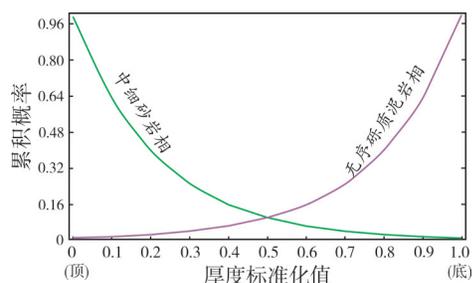
井控程度较低的海上深水沉积储层地质建模,由于受限于实际资料程度,其储层非均质性评价和三维定量表征尚未形成系统认识,特别是对于具有复杂叠置特征的深水水道储层表征研究更是略显不足,同时陆上油气田以密井网资料为核心的储层建模方法也无法直接沿用,因此如何准确表征海上深水沉积储层仍极具挑战性。通过广泛调研国内外专家学者针对全球海域深水沉积开展的储层建模研究后发现,“充分挖掘地震信息、井震有机结合以弥补井资料不足的缺陷”是专家学者们达成的共识,如何从有限的资料中提取出更多

的地质约束信息则是关键所在^[45,49,53-54]。本文以鲁伍马盆地莫桑比克海上某深水沉积气藏为例,探索了一套适用于海上油气田储层地质建模的方法,采用“井震深度融合、精细划分岩相、构建多维趋势、相控物性建模”的思路构建深水沉积气藏三维地质模型,为气藏井位优化和高效开发提供可靠的地质依据。

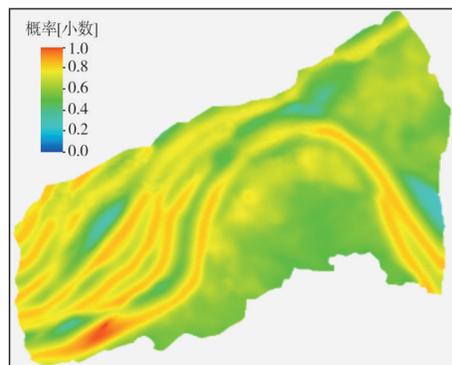
综合应用地震、测井、岩心和分析测试等资料,在地层和构造格架约束下(断层模型和层面模型),井震结合建立多种类型和级次的趋势约束体,将其作为约束条件应用于沉积相建模过程,进而开展沉

积相控制下的储层物性参数建模,并对模型进行验证,实现深水沉积储层三维地质模型的建立。地质建模的主要步骤如下:①基于沉积模式和先验地质认识划分岩相,通过岩电分析和神经网络算法实现全区全井岩相识别;②基于岩心、测井数据分析,在沉积模式和地质认识的指导下,构建不同岩相的垂向比例函数和平面岩相分布(图11);③基于地震反演获取砂岩概率体,通过地质统计学方法(以克里金插值为主)分别建立不同岩相的平面趋势约束(图11b);④综合不同岩相的垂向比例函数和平面趋势约束构建不同岩相的趋势约束体,通过结合趋势的序贯指示模拟方法建立沉积相模型(图12a);⑤依据不同岩相的孔渗关系,以地震信息为趋势约束条件,在沉积相模型控制下,采用协同序贯高斯模拟方法建立包含孔隙度、渗透率和含水饱和度的储层物性参数模型(图12)。

井震结合、充分挖掘地震信息建立多种趋势约束建模,可以明显降低地质模型井间储层预测的不确定性,显著提高地质模型的精度和可信度,对于稀井网、大井距、低井控条件下的海上油气田地质建模工作具有一定的参考意义。



(a)不同岩相垂向比例函数



(b)不同岩相平面发育趋势

图11 某深水沉积气藏不同岩相的垂向和平面趋势约束
(位置见图1b,同图5)

Fig. 11 Vertical and plane trend constraints of different lithofacies of a deep-water sedimentary gas reservoir
(plane position is shown in Fig. 1b, the same as Fig. 5)

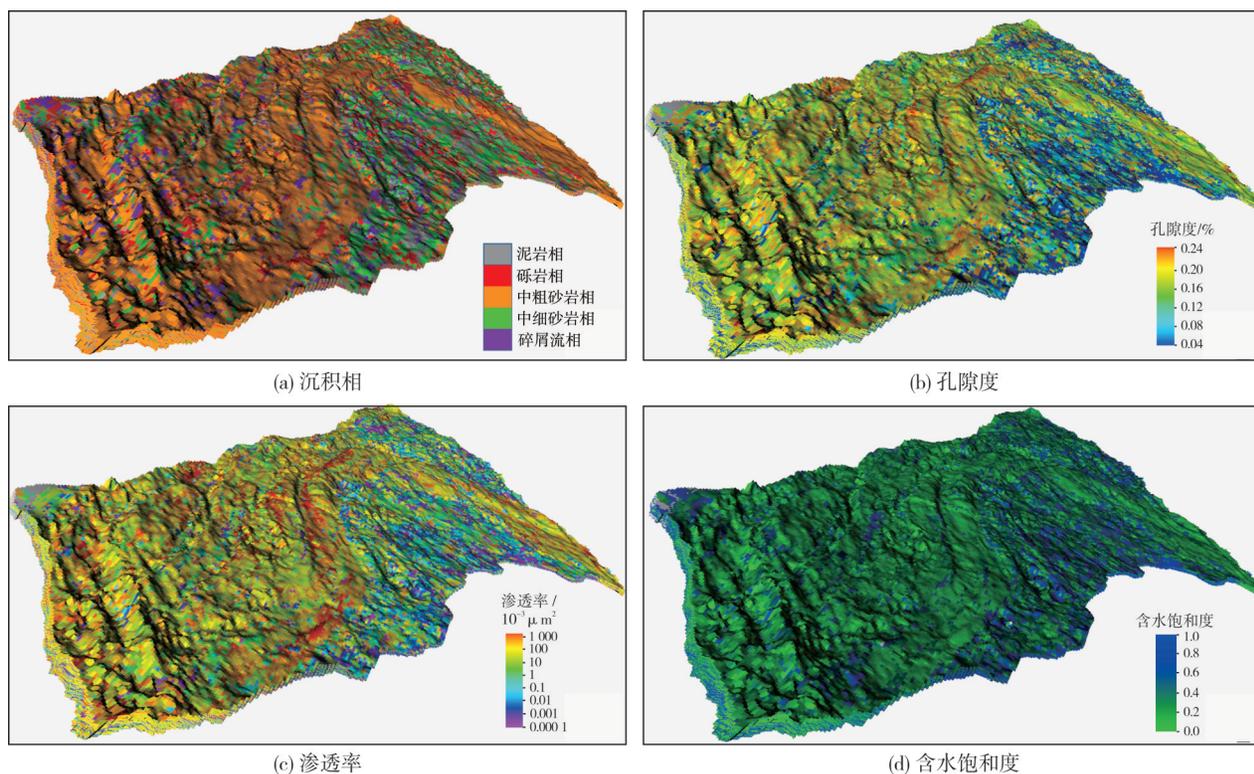


图12 某深水沉积气藏沉积相和储层物性三维模型(位置见图1b,同图5)

Fig. 12 3D model of sedimentary facies and reservoir physical properties of a deep-water sedimentary gas reservoir
(plane position is shown in Fig. 1b, the same as Fig. 5)

3 应用效果

3.1 有效指导气藏精细刻画和储量估算

基于地震和钻井、测井资料综合分析研究区深水沉积结构单元特征,识别出本区发育的主要深水沉积结构单元类型,确定了水道和朵体深水浊积砂体为有利储层,对主要目标进行了解释和描述。综合储层预测结果,对区内气藏砂体进行追踪解释,结合钻井分析结果,实现了气藏砂体的精细刻画和描述,编制了气藏的顶底界构造图、储层厚度平面图和孔隙度预测平面图等关键图件,确定气藏储量估算参数,对发现气藏进行了储量估算,落实了超万亿方天然气储量。

3.2 有效支撑气藏开发可行性研究,助推万亿方巨型气田开发

目前,研究区进入开发可行性评价阶段。在气藏开发可行性研究过程中,应用上述技术对区内所有气藏进行了精细刻画描述,提出了开发井位优化等相关建议,得到作业者认可。完成科洛尔 FLNG 一期开发和鲁伍马 LNG 一期开发地质气藏部分的可行性研究,保障了科洛尔和曼巴气田多个气藏的开发方案顺利获批,稳步推进研究区万亿方巨型天然气田开发。

依据地震属性分析和地震储层预测成果,结合已钻井地质认识,对曼巴气田开发井位部署方案进行了深入分析研究,从储层厚度和质量、井位所在构造位置和单井控制储量与产能匹配关系等方面综合考虑,认为部分气藏开发井位有必要进一步优化,如部分气藏开发井虽然位于构造高部位,但过于靠近朵体边缘部位,储层厚度和质量有一定风险,因此建议对开发井位进行优化调整。

在对科洛尔气田进行研究和认识的过程中,不同公司在气藏砂体连通性问题上的认识存在差异。作业者认为该气藏为整装气藏,储层由3期砂体组成,各期砂体之间相互连通。作者基于储层预测成果,结合钻井资料综合分析,对该气藏进行了精细刻画描述,认为各期砂体之间存在明显界面,砂体边缘接触部分物性变差,各期砂体之间存在不连通风险,这会影响到储量的估算和开发方案的制定,基于此认识建议对该气藏进行储量复核和开发方案优化。

4 结论

基于岩心、测井及三维地震资料,集成了深水沉积层序地层分析技术、深水沉积结构单元综合描述技术、深水沉积储层预测及流体识别技术和深水沉积储层三维地质建模技术等深水油气勘探关键技术,在东非莫桑比克海域深水区取得良好应用效果:

(1)按基准面升降和海侵、海退的变化进行体系域划分的混合沉积层序模型和基于深水沉积结构单元特征的深水沉积层序识别方法,可对东非海域深水沉积层序和体系域进行有效识别和划分,指导深水沉积演化分析。

(2)集成深水沉积结构单元综合描述技术,从不同尺度和角度对深水沉积结构单元进行了描述和识别,明确了不同结构单元特征,为深水沉积结构单元的识别预测提供了有效手段。

(3)以叠前和叠后地震反演、属性分析等为技术内涵的深水沉积储层及流体识别方法,有效指导了储层预测和气水判别,为储量评估和井位优化提供了技术参考。

(4)集成深水沉积储层三维地质建模技术,充分利用岩相控制、模式指导,并结合地质认识,建立不同岩相的储层物性模型,为气田开发评价提供了参考依据,对油气勘探开发具有重要意义。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] NILSEN O, DYPVIK H, KAAYA C, et al. Tectono-sedimentary development of the (Permian) Karoo sediments in the Kilombero Rift Valley, Tanzania[J]. Journal of African earth sciences, 1999, 29(2): 393-409.
- [4] REEVES C. The position of Madagascar within Gondwana and its movements during Gondwana dispersal[J]. Journal of African earth sciences, 2014, 94: 45-57.
- [5] 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.
- [6] SALMAN G, ABDULA I. Development of the Mozambique and Ruvuma sedimentary basins, offshore Mozambique[J]. Sedimentary geology, 1995, 96(1/2): 7-41.
- [7] KEY R M, SMITH R A, SMELROR M, et al. Revised lithostratigraphy of the Mesozoic-Cenozoic succession of the

- onshore Rovuma Basin, northern coastal Mozambique [J]. South African journal of geology, 2008, 111(1): 89-108.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 吴因业, 朱如凯, 罗平, 等. 沉积学与层序地层学研究新进展: 第18届国际沉积学大会综述[J]. 沉积学报, 2011, 29(1): 199-206.
- [11] HUNT D, TUCKER M E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during baselevel fall[J]. Sedimentary geology, 1992, 81: 1-9.
- [12] HUNT D, TUCKER M E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during baselevel fall—reply [J]. Sedimentary geology, 1995, 95: 147-160.
- [13] MITCHUM R M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy [M]// Payton C E. Seismic stratigraphy—applications to hydrocarbon exploration.. AAPG memoir 26, 1977:, 205-212.
- [14] LOWE D R. Sediment—gravity flows, II: depositional models with special reference to the deposits of high—density turbidity currents[J]. Journal of sedimentary petrology, 1982, 2(1): 279-297.
- [15] POSAMENTIER H W, ALLEN G P. Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications[M]. Concepts in sedimentology and paleontology 7, 1999: 210.
- [16] CATUNEANU O, ABREU V, BHATTACHARYA J P, et al. Towards the standardization of sequence stratigraphy [J]. Earth—Science reviews, 2009, 92: 1-33.
- [17] 孙辉, 刘少治, 范国章, 等. 深水复合水道体系沉积特征及时空演化规律: 以东非鲁武马盆地中中新统为例[J]. 海洋学报, 2019, 41(01): 87-97.
- [18] CATUNEANU O. Principles of sequence stratigraphy [M]. Italy: Elsevier, 2006: 1-375.
- [19] POSAMENTIER H W, JERVEY M T, VAIL P R. Eustatic controls on clastic deposition I—conceptual framework[M]// WILGUS C K, ROSS C A, POSAMENTIER H W. Sea level changes: an integrated approach. SEPM Special Publication 42. Tulsa, OK: The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1988: 109-124.
- [20] KOLLA V, POSAMENTIER H W, EICHENSEER H. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base—level fall—discussion[J]. Sedimentary geology, 1995, 95(1/2): 139-145.
- [21] POSAMENTIER H W, KOLLA V. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep—water settings [J]. Journal of sedimentary research, 2003, 73(3): 367-388.
- [22] MUTTI E, NORMARK W R. Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: problems and concepts [M]// LEGGETT J K, ZUFFA G G. Marine clastic sedimentology. London: Graham and Trotman, 1987: 1-38.
- [23] MUTTI E, NORMARK W R. An integrated approach to the study of turbidite systems [M]// Weimer P, LINK M H. Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems. New York: Springer-Verlag, 1991: 75-106.
- [24] CHAPIN M A, DAVIES P, GIBSON J L, et al. Reservoir architecture of turbidite sheet sandstones in laterally extensive outcrops, Ross Formation, Western Ireland [C]// WEIMER P, BOUMA A H, PERKINS B F. Submarine fans and turbidite systems. Gulf Coast Section—SEPM Foundation 15th Annual Research Conference, 1994: 53-68.
- [25] MAHAFFIE M J. Reservoir classification for turbidite intervals at the Mars discovery, Mississippi canyon 807, Gulf of Mexico [M]// WEIMER P, BOUMA A H, PERKINS B F. Submarine fans and turbidite systems—sequence stratigraphy, reservoir architecture and production characteristics, Gulf of Mexico and international. GCSSEPM 15, 1994.
- [26] RICHARDS M, BOWMAN M. Submarine fans and related depositional systems II: variability in reservoir architecture and wireline log character [J]. Marine and petroleum geology, 1998, 15: 821-839.
- [27] ELLIOTT T. A renaissance in the analysis of turbidite systems: implications for reservoir development and management [C]// Almeria, Spain: European Association of Geoscientists & Engineers Source. EAGE/AAPG 3rd Research Symposium—Developing and Managing Turbidite Reservoirs: case histories and experiences. 1998: 1-8.
- [28] GARDNER M H, BORER J M. Submarine channel architecture along a slope to basin profile, Brushy Canyon Formation, West Texas [M]// Bouma A H, Stone C G. Fine—grained turbidite systems. AAPG memoir 72, 2000: 1-23.
- [29] NAVARRE J C, CLAUDE D, LIBRELLE E, et al. Deepwater turbidite system analysis, West Africa: sedimentary model and implications for reservoir model construction. The leading edge, 2002, 21: 1132-1139.
- [30] SPRAGUE A R, SULLIVAN M D, CAMPION K M, et al. The physical stratigraphy of deep—water strata: a hierarchical approach to the analysis of genetically related stratigraphic elements for improved reservoir prediction [C]// AAPG Annual Meeting. Houston, TX: AAPG, 2002: 10-13.
- [31] PRELAT A, COVAULT J A, HODGSON D M, et al. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies and dimensions of submarine lobes [J]. Sedimentary geology, 2010, 232(1): 66-76.
- [32] BOSELLINI A. East Africa continental margins [J]. Geology, 1986, 14(1): 76-78.
- [33] FUHRMANN A, KANE I A, CLARE M A, et al. Hybrid turbidite—drift channel complexes: an integrated multiscale model [J]. Geology, 2020, 48(6): 562-568.
- [34] 孙辉, 范国章, 吕福亮, 等. 孟加拉湾缅甸若开盆地上新统斜坡水道复合体沉积特征[J]. 沉积学报, 2011, 21(9): 695-703.
- [35] 李全, 吴伟, 康洪全, 等. 西非下刚果盆地深水水道沉积特征及控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(4):

- 917-929.
- [36] 孙辉,刘少治,马宏霞,等.东非鲁武马盆地海底水道—朵体系粗粒浊流沉积物波特征及主控因素[J].沉积学报,2017,35(4):763-771.
- [37] 孙辉,刘少治,邵大力,等.东非鲁武马盆地海底旋回坎沉积演化及控制因素[J].沉积学报,2021,39(2):446-455.
- [38] 孙辉,刘少治,吕福亮,等.东非鲁武马盆地渐新统富砂深水朵体复合体特征及影响因素[J].地质学报,2019,93(5):1154-1165.
- [39] 赵健,张光亚,李志,等.东非鲁武马盆地始新统超深水重力流砂岩储层特征及成因[J].地学前缘,2018,25(2):83-91.
- [40] OZDEMIR H, RONEN S, OLOFSSON B, et al. Simultaneous multicomponent AVO inversion[C]// Expanded abstracts of 71st Annual International SEG Mtg, 2001: 269-272.
- [41] MA Xinquan. Simultaneous inversion of prestack seismic data for rock properties using simulated annealing[J]. Geophysics, 2002, 67(10): 1877-1885.
- [42] 曹全斌,杨志力,吕福亮,等.叠前同时反演技术影响因素分析及应用[J].大庆石油地质与开发,2016,35(3):136-142.
- [43] 王朝锋,王红平,邵大力,等.巴西桑托斯盆地S油田碳酸盐岩储层预测[C]//物探技术研讨会,2017:1-3.
- [44] 左国平,吕福亮,范国章.赤道几内亚湾深水海域基于部分叠加角道集的地震烃类检测[J].石油物探,2017,56(6):841-852.
- [45] 吴胜和,李宇鹏.储层地质建模的现状与展望[J].海相油气地质,2007,12(3):53-60.
- [46] 尹太举,张昌民,赵红静.双河油田剩余油分布地质预测[J].大庆石油地质与开发,2006,25(4):42-45,121-122.
- [47] 李伟强,尹太举,赵伦,等.杏北油田低弯度分流河道储层构型及其控制的剩余油分布模式[J].现代地质,2018,32(1):173-182.
- [48] 李伟强,尹太举,赵伦,等.辫状河储层内部建筑结构及剩余油分布研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(4):51-60.
- [49] 胡光义,肖大坤,范廷恩,等.河流相储层构型研究新理论、新方法:海上油田河流相复合砂体构型概念、内容及表征方法[J].古地理学报,2019,21(1):143-159.
- [50] 张文彪,段太忠,刘志强,等.深水浊积水道多点地质统计模拟:以安哥拉 Plutonio 油田为例[J].石油勘探与开发,2016,43(3):403-410.
- [51] 卜范青,张旭.深水重力流复合下切水道体系精细地质表征与建模:以西非尼日尔三角洲盆地 OML130 区块为例[J].海相油气地质,2018,23(2):90-96.
- [52] AMOYEDO S, BURAIMOH M, ATOYEYI H, et al. Accounting for deep-water reservoir heterogeneities through 3D/4D seismic-guided reservoir model petrophysical in-filling[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas, USA, September 2015: SPE-174834-MS.
- [53] BU Fanqing, ZHANG Xu. Geological modeling of combined incised channel system in deep-water gravity flow sedimentation: the case of OML130 in Niger delta basin, West Africa[J]. Journal of African earth sciences, 2020, 162: 103704.
- [54] 林承焰,陈仕臻,张宪国,等.多趋势融合的概率体约束方法及其在储层建模中的应用[J].石油学报,2015,36(6):730-739.

编辑:董庸

Key evaluation techniques for deep-water petroleum exploration and application in the offshore of East Africa

ZUO Guoping, FAN Guozhang, SUN Hui, CAO Quanbin, XU Xiaoyong, LI Weiqiang, PANG Xu

Abstract: In recent years, several giant gas reservoirs have been found in the deep-water area of offshore Mozambique in East Africa, making this area the focus of gas exploration in the world. However, the exploration degree in this area is low, and the research on deep-water sedimentary system is at a low level, which restricts the fine petroleum exploration in this area. Based on core, logging, and 3D seismic data, the sequence stratigraphic framework of Mozambique sea area is established by integrating the key technologies of deep-water oil and gas exploration, such as deep-water sedimentary sequence stratigraphic identification and division method, deep-water sedimentary structural unit comprehensive description technology, deep-water sedimentary reservoir prediction and fluid identification technology, and deep-water sedimentary reservoir 3D geological modeling technology. A comprehensive description chart of deep-water sedimentary structural elements was formed, which was used for effectively predicting the distribution of deep-water sedimentary reservoirs and fluid distribution. The research results provide technical support for reserve evaluation and well deployment, boost the development of trillions of cubic meters of giant gas fields in Mozambique, and achieve good application results.

Key words: deep-water sediments; sequence stratigraphy; structural element; reservoir prediction; geological modeling; 3D seismic

ZUO Guoping, First author: Senior Engineer, engaged in marine seismic interpretation, reservoir prediction and hydrocarbon detection. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China