

# 莺歌海盆地乐东区莺歌海组一段坡折带的砂体展布特征及其对气田挖潜的意义

王玉, 周伟, 兰张健, 叶青, 商建霞, 饶资, 董德喜, 秦莎

中海石油(中国)有限公司海南分公司

**摘要** 莺歌海盆地沉积坡折带南端的乐东气田群,目前已进入开发中后期,精细刻画沉积模式及砂体叠置样式对气田剩余气挖潜具有重要指导意义。基于乐东区莺歌海组一段坡折带的岩石相表征、粒度分析、测井相识别和地震相刻画,精细开展沉积相类型、沉积模式、砂体叠置关系及构型研究。研究区共识别出滨浅海和海底扇2种沉积相类型,其中滨浅海相又可细分为临滨坝、临滨滩、陆架泥等3类沉积微相。建立了3类沉积模式:陆架缓坡上进积型滨浅海滩坝复合沉积模式、斜坡边缘处局部滑塌后充填沉积模式、坡折之下浅海重力流滑塌扇沉积模式。明确了3种成因类型的砂体叠置关系:坡折带之上发育的前积叠置型砂体连通性好;近坡折带位置坝砂滑塌-横向接触叠置砂体之间连通性中等;坡折之下海底扇砂体垂向孤立分布砂体连通性差。近坡折带滑塌再沉积坝砂以及坡折之下海底扇成因砂体为气田未来有利挖潜区。

**关键词** 沉积坡折; 滨浅海砂坝; 海底扇; 砂体叠置关系; 莺歌海组一段; 乐东地区; 莺歌海盆地

**中图分类号**: TE122.1 **文献标识码**: A

**引用**: 王玉, 周伟, 兰张健, 等. 莺歌海盆地乐东区莺歌海组一段坡折带的砂体展布特征及其对气田挖潜的意义[J]. 海相油气地质, 2025, 30(3): 206-216.

WANG Yu, ZHOU Wei, LAN ZhangJian, et al. The distribution characteristics of sand bodies in the slope break zone of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong area and its significance to the potential mining of gas fields [J]. Marine origin petroleum geology, 2025, 30 (3): 206-216.

## 0 前言

坡折带对于层序地层格架、油气成藏、沉积体系及砂体展布具有极为重要的控制意义<sup>[1-4]</sup>。莺歌海盆地在盆地裂后后期进入热沉降阶段,盆缘1号断裂和莺东断裂带控制了初始沉积坡度变化,在盆地边缘区域发育断裂坡折带和挠曲坡折带,而在靠近盆地中心区域,受不同地区沉积速率差异影响发育沉积坡折带<sup>[5]</sup>,不同成因的坡折带类型影响着盆地内沉积体系的平面分布及油气运移。王英民等<sup>[6-7]</sup>对多级坡折带成因及其控砂机制和控藏作用进行深入研究,提出的“坡折控砂探藏”理论在渤海湾盆地、莺琼盆地等区块的隐蔽型油气藏勘探中得到了广泛的应用。但目前的研究大多聚焦于断裂坡折和挠曲坡折发育的莺东斜坡带和坳陷斜坡带的沉积体系和成藏机理<sup>[8-15]</sup>,对于坳陷斜坡边缘和中央底辟带中发育的多级沉积坡折的沉积特征与砂体

展布,开展的研究较少且不够精细。

乐东区位于莺歌海盆地缓坡地带发育的沉积坡折带,现有 LDA-1、LDS-1 气田两大高产生产气田,气田目的层乐东组及莺歌海组一段已进入开发中后期,因此亟需开展气田内储层精细表征,推动气田内外资源潜力搜索及挖潜。本文基于坡折控砂理论,结合地震沉积学方法对莺歌海组一段坡折带的沉积储层特征开展分析研究,精细刻画了研究区沉积微相展布,并建立了坡折控制下的控相控砂沉积模式,并以模式为指导总结了砂体叠置样式,以期对气田开发中后期剩余气挖潜提供一定的指导。

## 1 研究背景及地质概况

乐东气田群位于莺歌海盆地中央底辟带东南端<sup>[16]</sup>,发育较为完整的新生界(图1)<sup>[17]</sup>,含气层为上新统莺歌海组一段及第四系乐东组。本次研究聚

收稿日期: 2024-09-13; 改回日期: 2024-10-29

**第一作者**: 王玉, 大学本科, 高级工程师, 主要从事油气田开发地质及储层地质研究。通信地址: 570100 海南省海口市秀英区巨制国际大厦; E-mail: wangyu20@enooc.com.cn

焦于莺歌海组一段(简称莺一段),其垂向发育Y<sub>1</sub>I和Y<sub>1</sub>II气组,其中Y<sub>1</sub>I为主力气组。莺歌海组一段沉积时期,研究区处于滨浅海陆架沉积环境,发育了典型的陆架坡折带<sup>[18-19]</sup>。该时期相对海平面持续下降,构造活动较稳定,物源供给相对充足,沉积物能迅速充填由沉降作用所产生的可容纳空间,新层序向海进积,叠加于前一层序高位域之上,使沉积坡折持续向海推进,坡折总体坡度不变或稍有增大,表现为一系列楔状前积(图2)。坡折带上下沉积环境略有差异:坡折带之上底栖有孔虫古生物早

期以浅海优势种为主,后期以滨海—内浅海优势种为主,浮游有孔虫占比较小,底栖有孔虫占比高于95%以上,反映莺一段坡折带之上为近岸内浅海沉积环境;坡折带之下底栖古生物研究显示,发育指示水体相对较深的*Uvigerina schwageri*、*Sphaeroidina bulloides*、*Pullenia bulloides*等有孔虫,揭示沉积古环境为外陆架浅海,水深相对较深。气田内重矿组合以磁铁矿—帘石—较高白钛矿—锆石为主<sup>[20]</sup>,不稳定矿物极少,与海南隆起重矿物组成类似,揭示莺一段时期乐东气田群沉积主要受海南隆起物源供给。

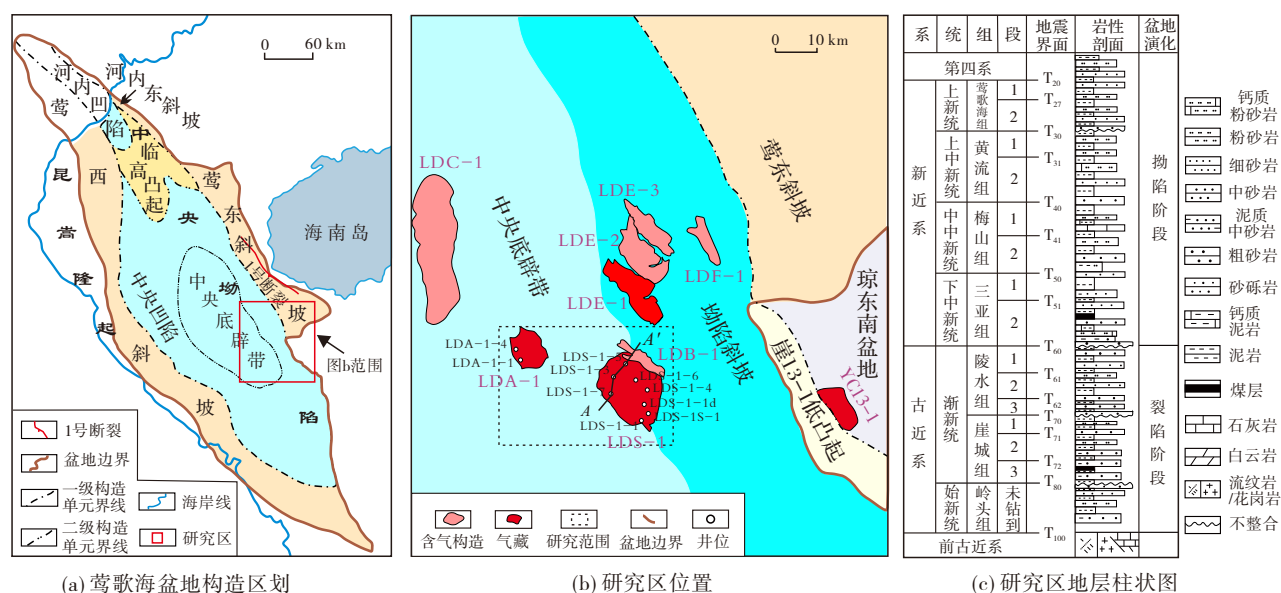


图1 莺歌海盆地构造单元划分及研究区位置(据文献[13],有修改)  
Fig. 1 Tectonic units and location of the study area in Yinggehai Basin (cited from reference[13], modified)

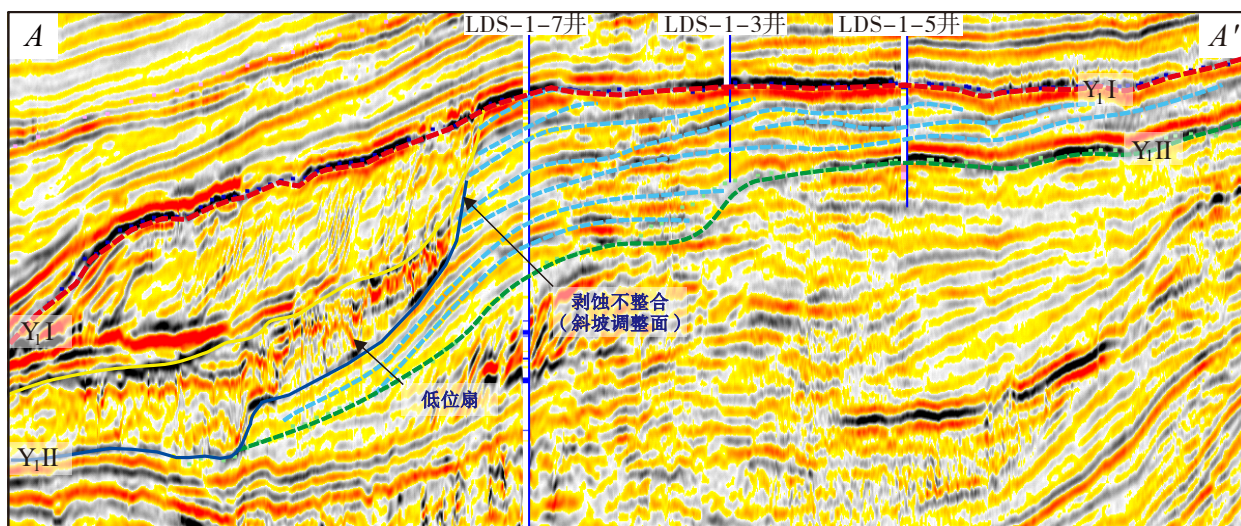


图2 LDS-1气田莺歌海组一段陆坡调整模式及砂体前积特征(剖面位置见图1b)  
Fig. 2 Slope adjustment mode and sand body progradation characteristics of the 1st member of Yinggehai Formation in LDS-1 gas field (section location is shown in Fig. 1b)



## 2 滨浅海沉积微相特征

### 2.1 岩石类型

对乐东气田群5口取心井的岩心资料分析表明,莺歌海组一段岩性为中细砂岩、泥质粉细砂岩,岩石类型主要包括石英砂岩及岩屑质石英砂岩(图3a)、石英质岩屑砂岩(图3b)。

石英砂岩及岩屑质石英砂岩 成分成熟度较高,石英含量高达75%~85%,泥质杂基含量较低(<20%)。结构成熟度较高,颗粒分选中等一好(图3a),磨圆较好,以次棱一次圆状为主,碎屑结构以颗粒支撑为主,部分杂基支撑,胶结物和自生矿物含量少。砂岩发育板状层理、平行层理(图3c)、波状层理(图3d)、透镜状层理(图3e)等牵引流沉积构造,

可见生物扰动(图3f)和潜穴。以上特征反映了研究区距离物源较远、沉积物历经了长时间搬运与淘洗,砂质较为纯净、成分及结构成熟度高,具牵引流沉积特征。结合古水深及古岸线分析,该岩石类型代表了坡折岸线之上的滩坝相沉积。

石英质岩屑砂岩 成分成熟度较低,磨圆为次圆一次棱状(图3b),分选中等一差,支撑类型以杂基支撑为主,胶结物和自生矿物含量少。岩性以细砂岩、粉砂岩夹灰色薄层泥质粉砂岩、深灰色泥岩为主,可见明显液化变形构造(图3g)、同生变形构造(图3h)、鲍马序列(图3i)等标志性滑塌重力流沉积构造。结合取心井所处古岸线位置,综合判断属于坡折岸线之下的滑塌-重力流沉积,揭示了未完全固结的泥砂混杂软沉积物发生了滑动-滑塌作用。

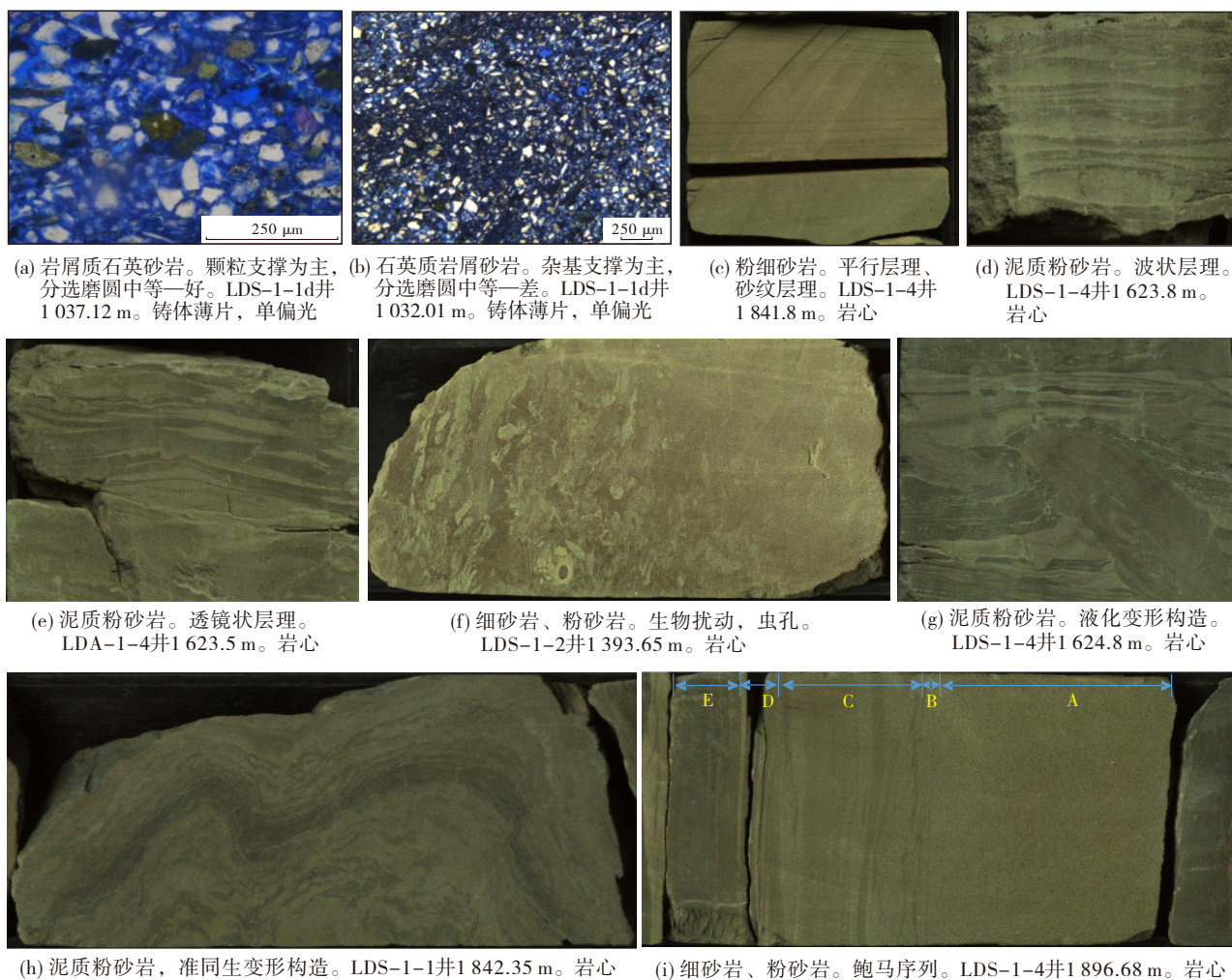


图3 乐东气田群莺歌海组一段主要岩石类型显微照片和典型沉积构造岩心照片

Fig. 3 Microscopic photos of main rock types and core photos showing typical sedimentary structure of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field

## 2.2 粒度特征

沉积物粒度特征主要受沉积环境及沉积时水动力控制,对于辅助判别沉积环境具有重要意义。乐东气田群莺歌海组一段主要发育细砂岩、泥质细砂岩,根据其粒度概率曲线不同特征,可划分出3种主要类型。

I型曲线为三段式(图4a),粒度概率曲线滚动、跳跃、悬浮三个总体均有发育,以跳跃总体为主要成分,跳跃总体含量占65%~70%,斜率较小,滚动、悬浮组分斜率较大。常见于强水动力环境中,多出现于砂坝中心位置。

II型曲线为两段式,该类曲线由跳跃、悬浮两部分组成。根据斜率差异进一步可划分出高截点

两段式(图4b)和低截点两段式(图4c)。其中高截点两段式由高斜率的跳跃总体和低斜率悬浮总体组成,跳跃总体含量为65%~75%,粒径 $\Phi$ 值范围在2.5~4之间,反映了沉积物以相对粗粒组分为主,水动力较强,指示了临滨砂坝沉积环境。低截点两段式由低斜率跳跃总体和悬浮总体组成,跳跃总体含量较少,基本在20%以下,粒径 $\Phi$ 值范围在3~5之间,反映水动力较弱,指示临滨滩沉积环境。

III型粒度概率曲线呈现一段式(图4d),为悬浮总体构成的单段式,沉积物呈悬浮整体搬运,岩石粒级分布广、分选差,多见于坡折之下的沉积体系内,反映了重力流沉积特征,沉积时水动力较为混杂。

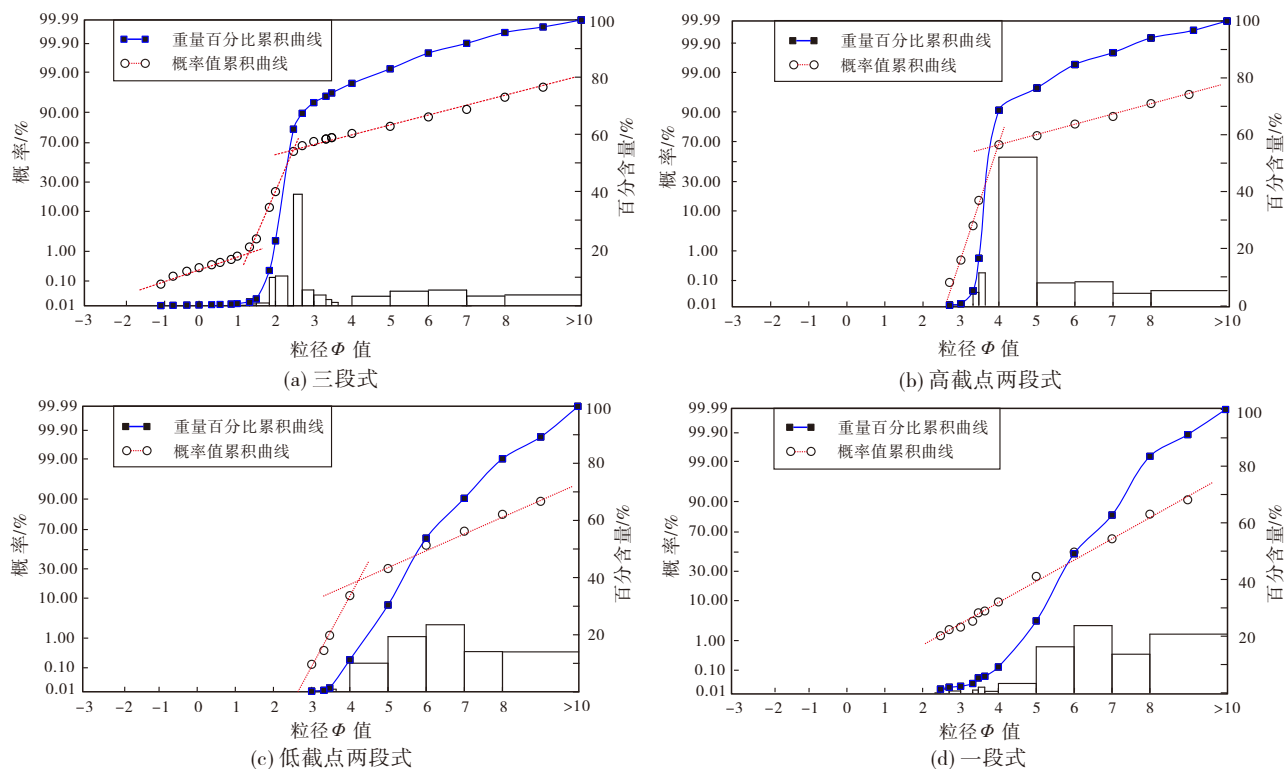


图4 乐东气田群莺歌海组一段粒度概率曲线图版

Fig. 4 Probability grain size curve diagram of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field

## 2.3 沉积微相类型

莺歌海组一段沉积时期,研究区处于滨浅海沉积背景,受沉积坡折影响,沉积特征存在明显差异,坡折之上发育滨浅海滩砂沉积,坡折之下发育重力流沉积。综合岩石相特征、粒度特征、测井相特征和地震相特征,共识别出滨浅海和海底扇2种沉积

相类型,其中滨浅海亚相又可细分为临滨坝、临滨滩、陆架泥等3类沉积微相(图5)。

临滨坝 位于潮下带,沉积物受波浪和潮汐影响,不同位置砂坝沉积特征存在差异。受局部底辟抬升影响,局部微古地貌发育低凸起,水体相对较浅,水动力较强,沉积物粒度相对较粗,岩性以细砂岩为主,粒度概率曲线呈现三段式,伽马曲线呈箱



形特征,地震上表现为斜交型前积反射;微古地貌相对平坦位置,伽马曲线呈现典型中—高幅微齿状漏斗形,岩性呈下细上粗反粒序特征,地震同相轴连续性好,地震反射特征表现为一套加积强振幅、强连续性、平行反射,可见多个同相轴较连续特征,反映单期砂坝及多期叠加砂坝沉积。整体物性为中孔中渗,物性相对较好,为研究区优势沉积相。

**临滨滩** 位于浪基面附近,水动力相对较弱,岩性较细,以细粒泥质粉砂岩为主,平面展布范围广,粒度曲线上表现为低截点两段式,地震上表现为中—弱振幅、中连续性、平行或亚平行反射,连续性中等,整体物性较差,孔隙度小于20%,渗透率低。

**陆架泥** 水动力较弱,岩性以粉砂质泥岩、泥岩为主,伽马曲线呈低幅平直/齿形特征,代表了沉积环境水动力较弱且有轻微动荡。地震上表现为弱振幅席状反射特征。

**海底扇** 岩性以泥质粉砂岩、粉砂岩、泥质细砂岩、细砂岩为主,浊积体粒序特征不明显,伽马曲线呈中—高幅指状/箱形,齿化严重,顶、底部均为突变接触,反映水动力能量变化频繁、砂体颗粒混杂,斜坡扇地震相呈透镜状,S形前积结构,同相轴呈中—弱反射特征,振幅能量较弱,连续性差。整体物性为中孔中低渗,储层非均质性较强。

沉积相			岩性组合	测井相标志		中值粒径 $\phi$	地震相标志
相	亚相	微相		测井曲线	测井相特征		
滨浅海	中下临滨	临滨坝	含中砂 细砂岩 粉砂质 细砂岩	GR 深度/m 580 600 620 R <sub>t</sub> DEN CNL	类箱形 顶突变 底突(渐)变	2~3 平均2.7	斜交型前积反射
			粉砂质 细砂岩 粉砂岩	GR 深度/m -977 -978 -979 R <sub>t</sub> DEN CNL	中幅漏斗形 顶突变 底渐变	3~6.3 平均4.6	加积强振幅强连续平行反射
		临滨滩	泥质 粉砂岩	GR 深度/m -588 -598 R <sub>t</sub> DEN CNL	中幅微齿化 顶底渐变	4.8~6.7 平均5.3	中—弱振幅中—弱连续平行或亚平行反射
	浅海陆架	陆架泥	粉砂质 泥岩 泥岩	GR 深度/m -960 -980 R <sub>t</sub> DEN CNL	低幅锯齿形	5.9~7.3 平均6.3	弱振幅席状反射
海底扇			粉砂岩 细砂岩	GR 深度/m -1 810 -1 850 R <sub>t</sub> DEN CNL	中幅锯齿形 钟形 顶渐变底突变	3.8~5.3 平均4.3	中—弱振幅弱连续反射

图5 乐东气田群莺歌海组一段沉积相识别图版

Fig. 5 Sedimentary facies identification diagram of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field

### 3 浅海沉积模式

浅海缓坡背景下发育的沉积相及砂体展布受相对海平面变化、物源供给速率、坡折地貌及水动力条件等多因素耦合控制。乐东气田群具有相对独特的沉积坡折样式,区域上具两级坡折,盆地边

缘受断裂带控制发育莺东斜坡带,盆地中心受控于相对海平面变化、构造活动及物源供给的丰富程度,发育沉积坡折带,且坡折持续向海推进,在沉积坡折控制下,不同位置发育不同的沉积相类型。莺一段沉积时期普遍发育滩坝—滑塌沉积体系,以坡折带为界,坡折之上受滨浅海波浪和潮汐

控制,发育广泛分布的滩坝复合砂体沉积;其下远离岸线方向的坡折地带,因其相对较陡坡度存在,出现了较大重力势梯度,沉积物重新启动加速形成重力流<sup>[21]</sup>,且海平面持续下降为重力流沉积创造了良好条件,使得坡折带处易发生滑塌形成重力流滑塌体。

根据莺一段沉积古地貌图(图6),绘制了其沉积模式图。莺一段具有3类特色的沉积模式:进积型滨浅海滩坝复合沉积模式(图7-①)、斜坡边缘局部滑塌后充填沉积模式(图7-②)、浅海重力流滑塌扇沉积模式(图7-③)。

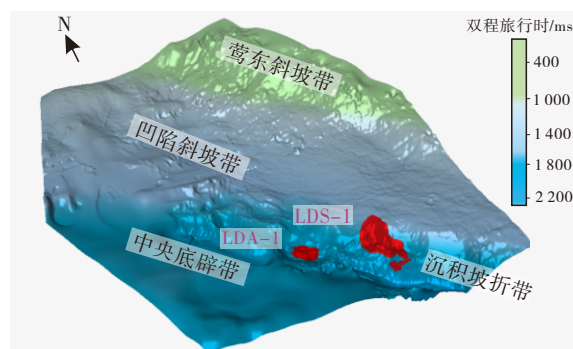
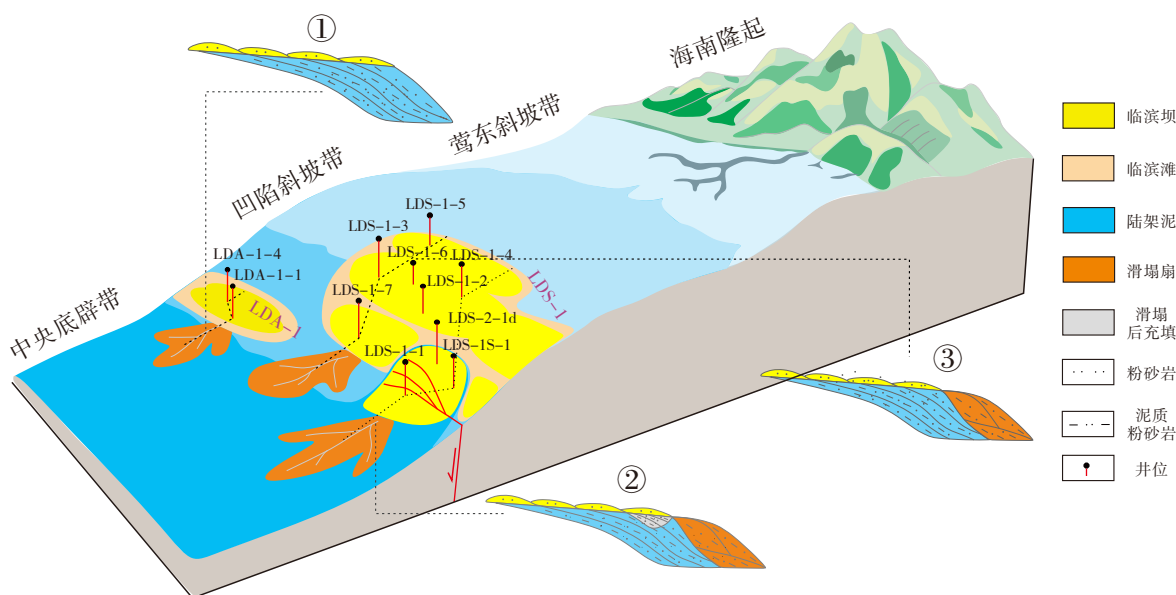


图6 乐东气田群莺歌海组一段沉积古地貌图  
Fig. 6 Sedimentary paleogeomorphology of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field



注: ①进积型滨浅海滩坝复合沉积模式; ②斜坡边缘局部滑塌后充填沉积模式; ③浅海重力流滑塌扇沉积模式。

图7 乐东气田群莺歌海组一段沉积模式图

Fig. 7 Sedimentary model of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field

### 3.1 进积型滨浅海滩坝复合沉积模式

位于陆架缓坡沉积坡折之上的滨浅海陆架的 LDS-1 气田主体区,在风浪和古地貌的共同控制下,砂坝常表现为与岸线平行的多列状展布。滩、坝在滨浅海缓坡地带常相互叠置而表现为滩坝复合体<sup>[23,25]</sup>。滩坝发育位置受水深控制。莺一段处于强制性海退时期,海平面快速下降,基准面相对较低,物源供给充足,古岸线、沉积坡折脉动式向盆地中心迁移推进,地震剖面上沉积坡折边缘发育高角度斜交前积沉积物(图2)。在此低位域中发育进积楔状体,各列滩坝砂体随之向盆地进积至尖灭,最终表现为多期向海进积连片叠置。

LDA-1 气田和 LDS-1 气田莺歌海组一段临滨坝成因砂体分布存在差异。莺歌海组一段古地貌显示(图6),LDA-1 气田所处构造坡度整体较平缓且变化较小,储层整体分布于一系列临滨坝成因砂体之中;而 LDS-1 气田主体区发育多级沉积坡折,临滨坝成因砂体为多列垂直岸线的进积条带状叠置分布,主要发育在气田中部及北部,砂体厚且连片、分布面积大,岩性以细砂—粉细砂岩为主。在垂直物源方向上,临滨坝成因砂体持续向坡折带迁移,发育多组近似平行的临滨坝砂(图8a,8c)。临滨坝在地震上主体区振幅相对较强,向边部过渡振幅减弱(图8b)。



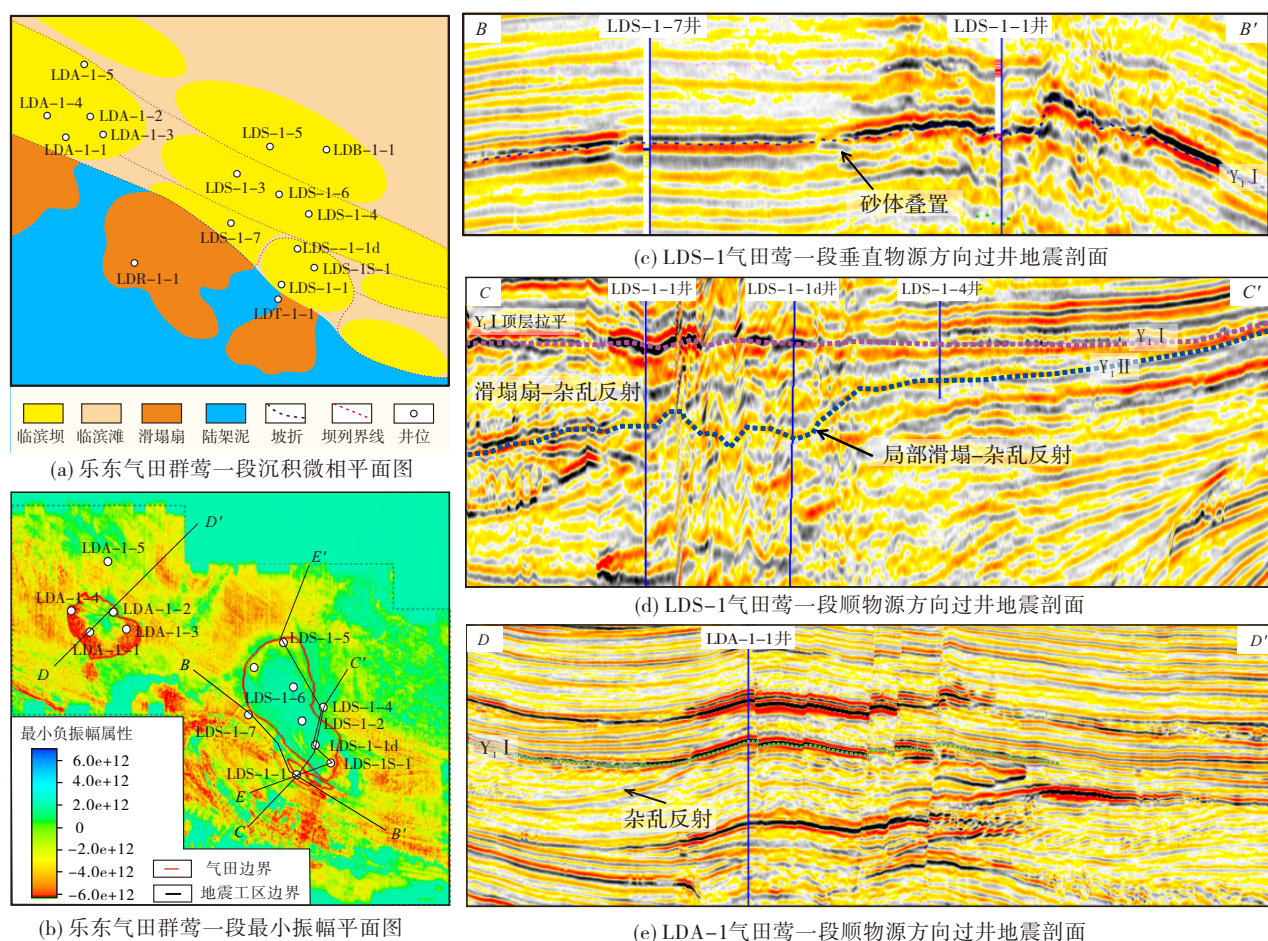


图8 乐东气田群莺歌海组一段沉积微相展布特征及地震相特征

Fig. 8 Characteristics of sedimentary facies and seismic facies of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field

### 3.2 局部滑塌后充填沉积模式

莺一段沉积局部微古地貌揭示出主体区地势整体较为平坦,但靠近坡折边缘地带尚未稳定的沉积物,易在风暴浪等触发机制下,发生滑动、滑塌,形成了LDS-1-1井区局部洼陷的古地貌单元,并被后期沉积物所充填;地震剖面上LDS-1-1井、LDS-1-7井区 $Y_1 I$ 气组发育之前顺物源方向同相轴下切特征较为明显(图8d)。

### 3.3 浅海重力流滑塌扇沉积模式

构造坡折带及强制性海退为沉积物滑塌-滑动提供了相对有利的条件,在重力流的流动和沉积物自身重力的驱动下,坡折边缘尚未固结的沉积物沿着斜坡向下移动,并对该区进行切割冲刷,在斜坡带形成滑塌沉积,坡折之下发育一系列近似垂直于坡折的重力流朵体沉积物,这些沉积砂体纵横交

错、叠置,分布范围大,在平面上表现为独立分布的滑塌扇。坡折之下为重力流滑塌沉积,主要发育了LDS-1-1井和LDS-1-7井区南部坡折之下的两个独立滑塌扇,扇体展布较广,地震相特征与滨浅海滩坝相不同,滑塌扇整体呈现杂乱反射特征(图8e),呈中-弱反射特征。

## 4 砂体叠置关系及其地质意义

### 4.1 砂体叠置关系

在滨浅海沉积过程中,由于古地貌、水动力等沉积环境的变化,不同成因砂体在空间上相互切割、叠置,并组合形成具有一定相互关系的复合砂体。研究区主要发育滨浅海砂坝及重力流沉积,不同沉积成因砂体叠置关系复杂,存在砂体侧向叠置、砂泥互层等多种叠置模式,不同叠置模式下砂体连通性存在显著差异。坡折之上滩坝砂体呈现3

种叠置关系(图9),包含坡折之上坝砂前积叠置;近坡折带坝砂滑塌-横向接触,砂体连通性复杂;坡折之下多期重力流滑塌扇砂体以垂向孤立为主,储层非均质性较强,泥质含量较高,砂体连通性差。

**坡折之上坝砂前积叠置型** 在强制性海退背景下,物源供给充足,随着沉积物大量堆积,沉积坡折持续向海推进,坡折之上发育的坝砂持续向盆地中心迁移,发育多期坝砂侧向叠置。主要在Y<sub>1</sub>I气组发育此种叠置方式,由于沉积物供给充足,故坝砂沉积规模较大,呈现前积叠置型的特征。坝砂间的隔夹层厚度较小,平均厚度不超过1.5 m,且横向及纵向发育不稳定,坝砂间连通性较好。

**近坡折带坝砂滑塌-横向接触型** 此类叠置类型由于坡折发育,沉积坡折持续向海推进的速度过快,坡折边缘尚未稳定的沉积物因此发生滑动、滑塌,形成早期局部洼陷,并被后期坝砂充填,受古地貌差异性控制,后期充填坝砂与原始未滑塌位置坝砂沉积特征存在明显差异,砂体连通性差。

**坡折之下海底扇朵体垂向孤立型** 沿沉积坡折发育的滨浅海砂坝在风暴、地震等偶然触发机制作用下沿坡折滑塌,并在坡折底部形成重力流海底扇沉积,该类型成因砂体叠置关系较为复杂,已钻井揭示不同部位砂体的测井相以及气水关系均存在明显差异。

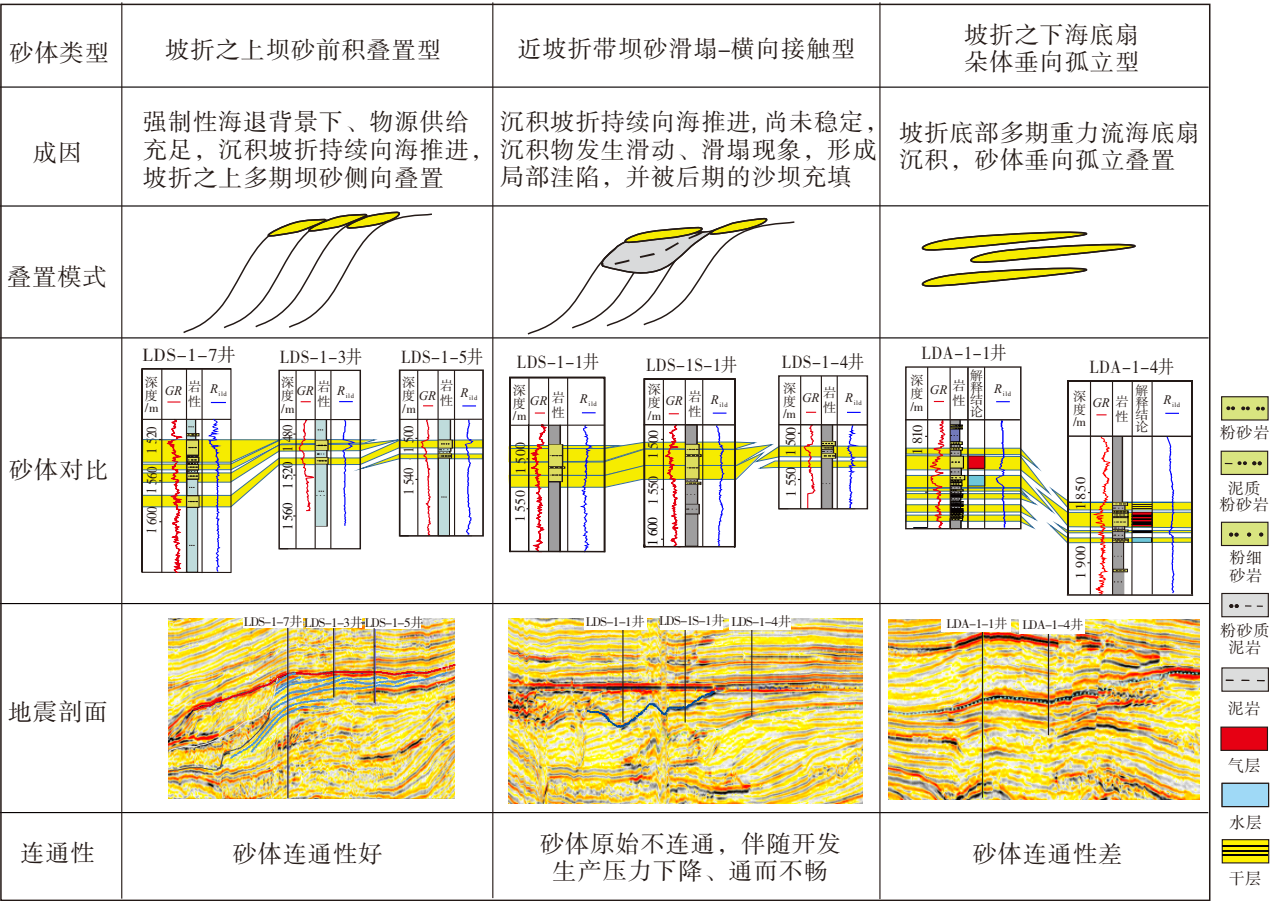


图9 乐东气田群莺歌海组一段砂体叠置模式图

Fig.9 Sand body stacking pattern of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field

4.2 典型连井砂体构型剖面

沉积微相及古地貌共同控制砂体构型分布(图10)。本次研究选取了位于西北部已开发区砂坝的LDS-1-5井、位于开发主体区砂坝的LDS-

1-4井和位于滑塌后填平区砂坝的LDS-1-1d井、LDS-1S-1井和LDS-1-1井进行了顺物源方向典型坡折之上的连井构型特征研究。连井剖面显示垂向上发育多期砂体,综合考虑测井曲线旋回特征及厚度变化,结合区域沉积模式,确定研究



区多期砂体前积迁移,砂坝相互叠置,砂体连通性好,生产动态证实已开发区 LDS-1-5、LDS-1-4 井区压力下降一致,干扰试井明显看出多口井出现井间干扰现象。远离物源方向靠近沉积坡折处, LDS-1-1d 井、LDS-1S-1 井和 LDS-1-1 井所在位置,早期坡折未稳定阶段沉积物发生作用,形成局部限制性负地形,后期填平补齐阶段发育多

期临滨砂坝侧向迁移,其砂坝发育时期较主体区晚,与主体区临滨砂坝不连通,地震相上同相轴呈现不连续现象(图 8d)。生产证实该区砂体与主体已开发区压力差异较大,已开发区压力系数为 0.48,南块 LDS-1-1d 井区压力系数为 0.94,砂体连通特征表现为通而不畅,南块 LDS-1-1d 井是未来有利挖潜区。

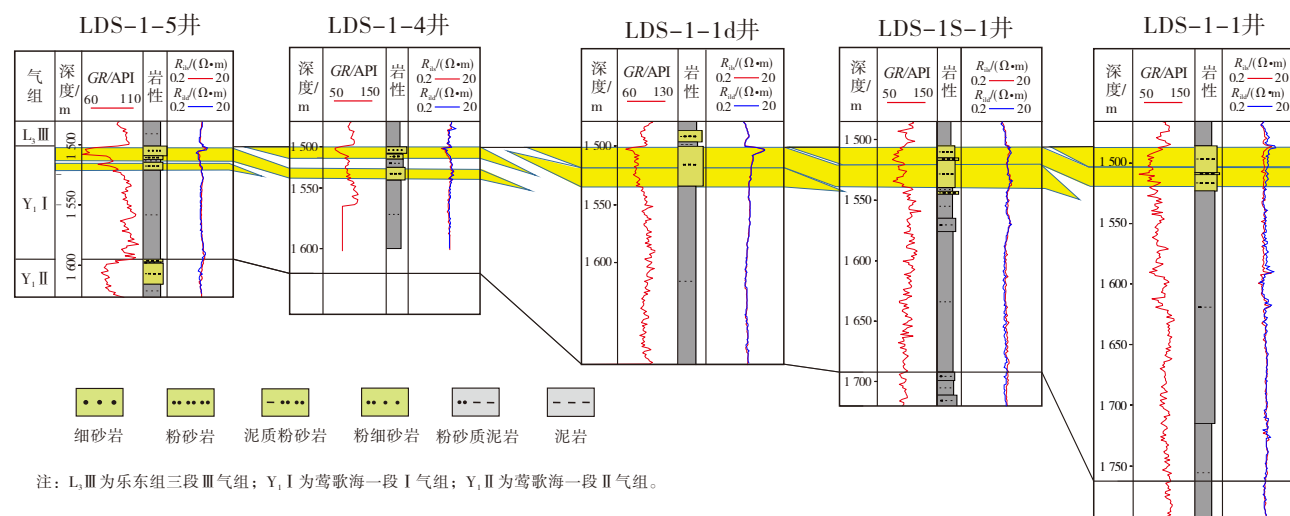


图 10 乐东气田群莺歌海组一段砂体构型剖面(剖面位置见图 8b)

Fig. 10 Sand body configuration profile of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong gas field (section location is shown in Fig. 8b)

## 5 气田未来挖潜方向

砂体叠置关系及其连通性对于开发中后期气田挖潜具有重要指导意义。Y<sub>1</sub>I 气组 LDS-1 气田主体区 6 井区砂体叠置类型主要为坡折之上滨浅海砂坝侧向叠置,砂体连通性好,开发井动用储量与地质储量基本吻合,储量动用率高,挖潜潜力小。LDS-1 气田南块 LDS-1-1d 井区属于近坡折带滑塌后再沉积砂体,与主体区 6 井区砂体属于滑塌再沉积-侧向叠置型,连通性较弱,储量动用率较低,且目前该井区未部署开发井,是 LDS-1 气田后续挖潜的主力方向。LDA-1 气田发育坡折之下海底扇沉积,砂体规模相对较大但垂向连通性差,其复杂叠置关系对于气田开发是挑战亦是机遇,可作为未来天然气挖潜的方向。

## 6 结论

(1) 乐东气田群莺歌海组一段沉积时处于滨浅海沉积背景,研究区范围内受沉积坡折影响,发育滨浅海和海底扇 2 种沉积相类型,其中滨浅海相又

可细分为临滨坝、临滨滩、陆架泥等 3 类沉积微相。不同沉积位置,沉积相类型存在显著差异。沉积坡折之上广泛发育平行岸线分布的滨浅海砂坝,边缘处局部滑塌后充填滨浅海砂坝沉积,坡折之下发育一系列沿岸线裙带状分布的重力流海底扇。

(2) 通过对沉积微相的深入分析以及不同类型成因砂体精细刻画,建立了相应的 3 类沉积模式和研究方法:陆架缓坡上进积型滨浅海滩坝复合沉积模式、斜坡边缘处局部滑塌后充填沉积模式、坡折之下浅海重力流滑塌扇沉积模式。

(3) 复杂古地貌背景下多种成因类型砂体叠置连通关系复杂。坡折之上滩坝砂体呈现前积叠置、横向接触、孤立分布等多种叠置关系。其中气田主体区坡折带之上发育前积叠置型砂体,连通性好;近坡折带位置,不同期次砂体横向接触叠置,连通性呈现通而不畅特征。坡折之下多期砂体以垂向孤立为主,垂向连通性差。近坡折带滑塌再沉积坝砂以及坡折之下海底扇成因砂体为气田未来有利挖潜区。

## 参考文献

- [1] 张善文, 王英民, 李群. 应用坡折带理论寻找隐蔽油气藏[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 5-7.  
ZHANG Shanwen, WANG Yingmin, LI Qun. Searching subtle traps using the theory of slope break[J]. Petroleum exploration and development, 2003, 30(3): 5-7.
- [2] 王颖, 王晓州, 王英民, 等. 大型拗陷湖盆坡折带背景下的重力流沉积模式[J]. 沉积学报, 2009, 27(6): 1076-1083.  
WANG Ying, WANG Xiaozhou, WANG Yingmin, et al. Depositional model of gravity flow of slope in large down warped lake basins [J]. Acta sedimentologica sinica, 2009, 27(6): 1076-1083.
- [3] 林畅松, 潘元林, 肖建新, 等. “构造坡折带”: 断陷盆地层序分析和油气预测的重要概念[J]. 地球科学, 2000, 25(3): 260-266.  
LIN Changsong, PAN Yuanlin, XIAO Jianxin, et al. Structural slope-break zone: key concept for stratigraphic sequence analysis and petroleum forecasting in fault subsidence basins [J]. Earth science, 2000, 25(3): 260-266.
- [4] 杨希冰, 常露, 徐睿, 等. 珠江口盆地文昌凹陷陆相坡折带类型及其控砂作用[J]. 地球科学, 2020, 45(3): 989-997.  
YANG Xibing, CHANG Lu, XU Rui, et al. Types and sand control effect of terrestrial slope breaks of Wenchang Sag inside the Pearl River Mouth Basin [J]. Earth science, 2020, 45(3): 989-997.
- [5] 谢玉洪, 王振峰, 解习农, 等. 莺歌海盆地坡折带特征及其对沉积体系的控制[J]. 地球科学, 2004, 29(5): 569-574.  
XIE Yuhong, WANG Zhenfeng, XIE Xinong, et al. Patterns of slope-break zone and their depositional models in the Yinggehai Basin [J]. Earth science, 2004, 29(5): 569-574.
- [6] 王英民, 刘豪, 李立诚, 等. 准噶尔大型拗陷湖盆坡折带的类型和分布特征[J]. 地球科学, 2002, 27(6): 683-688.  
WANG Yingmin, LIU Hao, LI Licheng, et al. Types and distribution characteristics of slope breaks of large-type down-warped lake basins [J]. Earth science, 2002, 27(6): 683-688.
- [7] 王英民, 金武弟, 刘书会, 等. 断陷湖盆多级坡折带的成因类型、展布及其勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 199-203, 214.  
WANG Yingmin, JIN Wudi, LIU Shuhui, et al. Genetic types, distribution and exploration significance of multistage slope breaks in rift lacustrine basin [J]. Oil & gas geology, 2003, 24(3): 199-203, 214.
- [8] 徐长贵. 渤海古近系坡折带成因类型及其对沉积体系的控制作用[J]. 中国海上油气(工程), 2006, 18(6): 365-371.  
XU Changgui. Genetic types of Paleogene slope-break zones and their controls on depositional system in Bohai Offshore [J]. China offshore oil and gas, 2006, 18(6): 365-371.
- [9] 张亚雄, 朱筱敏, 陈欢庆, 等. 琼东南盆地渐新统陵水组坡折带类型及层序地层样式[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(4): 473-479.  
ZHANG Yaxiong, ZHU Xiaomin, CHEN Huanqing, et al. Slope-break types and sequence stratigraphic styles of the Oligocene Lingshui Formation in Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. Oil & gas geology, 2014, 35(4): 473-479.
- [10] 陈杨, 张建新, 黄灿, 等. 莺歌海盆地黄流组轴向重力流水道充填演化特征[J]. 东北石油大学学报, 2019, 43(6): 23-32, 61.  
CHEN Yang, ZHANG Jianxin, HUANG Can, et al. Filling evolution characteristics of the axial gravity channel in Huangliu Formation in Yinggehai Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2019, 43(6): 23-32, 61.
- [11] 陈杨, 张道军, 张建新, 等. 莺歌海盆地莺东斜坡黄流组轴向重力流水道沉积特征及控制因素[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(2): 91-101.  
CHEN Yang, ZHANG Daojun, ZHANG Jianxin, et al. Sedimentary characteristics and controlling factors of axial gravity flow channel of the Huangliu Formation on the eastern slope of Yinggehai Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(2): 91-101.
- [12] 李绪深, 杨计海, 范彩伟, 等. 南海北部海域高温超压天然气勘探新进展与关键技术: 以莺歌海盆地乐东斜坡带为例[J]. 中国海上油气, 2020, 32(1): 23-31.  
LI Xushen, YANG Jihai, FAN Caiwei, et al. New progress and key technologies for high temperature and overpressure natural gas exploration in the northern part of South China Sea: taking the Ledong slope belt of Yinggehai Basin as an example [J]. China offshore oil and gas, 2020, 32(1): 23-31.
- [13] 姜平, 何胜林, 杨朝强, 等. 莺歌海盆地LD10区高含CO<sub>2</sub>天然气充注期次精细厘定与成藏模式[J]. 地球科学, 2022, 47(5): 1569-1585.  
JIANG Ping, HE Shenglin, YANG Zhaoqiang, et al. High CO<sub>2</sub> natural gas charging events, timing and accumulation pattern in LD10 area of Yinggehai Basin [J]. Earth science, 2022, 47(5): 1569-1585.
- [14] 李 Xiaopeng, WANG Hua, YAO Guangqing, et al. Sedimentary features and filling process of the Miocene gravity-driven deposits in Ledong area, Yinggehai Basin, South China Sea [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2022, 209: 109886.
- [15] YAO Yue, GUO Qiulei, GUO Shaobin, et al. Provenance constraints for the evolution of a multibranch submarine channel system across the Ledong gas field, eastern margin of the Yinggehai Basin [J]. Marine and petroleum geology, 2022, 143: 105816.
- [16] 杨楷乐, 何胜林, 杨朝强, 等. 高温-超压-高CO<sub>2</sub>背景下致密砂岩储层成岩作用特征: 以莺歌海盆地LD10区新近系梅山组—黄流组为例[J]. 岩性油气藏, 2023, 35(1): 83-95.  
YANG Kaile, HE Shenglin, YANG Zhaoqiang, et al. Diagenesis characteristics of tight sandstone reservoirs with high temperature, overpressure and high CO<sub>2</sub> content: a case study of Neogene Meishan-Huangliu Formation in LD10 area, Yinggehai Basin [J]. Lithologic reservoirs, 2023, 35(1): 83-95.



- [17] 裴健翔, 郭潇潇, 薛海涛, 等. 莺歌海盆地中新统海相烃源岩形成环境及控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 937–945.  
PEI Jianxiang, GUO Xiaoxiao, XUE Haitao, et al. Environment and controlling factors of the Miocene marine source rocks in the Yinggehai Basin[J]. Oil & gas geology, 2023, 44(4): 937–945.
- [18] ROSS W C, HALLIWELL B A, MAY J A, et al. Slope readjustment: a new model for the development of submarine fans and aprons[J]. Geology, 1994, 22(6): 511–514.
- [19] 尚文亮, 徐少华, 蔡默仑, 等. 沉积过路现象的地震识别特征及控制因素探讨[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(6): 85–96.  
SHANG Wenliang, XU Shaohua, CAI Molun, et al. Discussion on seismic identification characteristics and controlling factors of sediment bypass[J]. Lithologic reservoirs, 2020, 32(6): 85–96.
- [20] 周伟, 张磊岗, 马勇新, 等. 莺歌海盆地东方1-1气田上新统第二段源-渠-汇研究[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2021, 51(3): 459–469.  
ZHOU Wei, ZHANG Leigang, MA Yongxin, et al. Study on source-channel-sink of the Pliocene Ying II member at the Dongfang 1-1 gas field in Yinggehai Basin [J]. Journal of Northwest University (natural science edition), 2021, 51(3): 459–469.
- [21] 姜秀芳, 宗国洪, 郭玉新, 等. 断裂坡折带低位扇成因及成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(2): 143–144.  
JIANG Xiufang, ZONG Guohong, GUO Yuxin, et al. Origin of lowstand fan in faulted-topographic break & play's characteristics[J]. Oil & gas geology, 2002, 23(2): 143–144.
- [22] 姜在兴, 王俊辉, 张元福, 等. “风-源-盆”三元耦合油气储集体预测方法及其应用: 对非主力物源区储集体的解释与预测[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1465–1476.  
JIANG Zaixing, WANG Junhui, ZHANG Yuanfu, et al. Ternary "windfield-source-basin" system for the prediction of hydrocarbon reservoirs: interpretation and prediction of hydrocarbon reservoirs deviated from the main provenance areas [J]. Acta petrolei sinica, 2020, 41(12): 1465–1476.
- [23] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.  
JIANG Zaixing. Sedimentology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.

编辑: 韦东晓

## The distribution characteristics of sand bodies in the slope break zone of the 1st member of Yinggehai Formation in Ledong area and its significance to the potential mining of gas fields

WANG Yu, ZHOU Wei, LAN Zhangjian, YE Qing, SHANG Jianxia,  
RAO Zi, DONG Dexi, QIN Sha

CNOOC(China) Limited Hainan Branch

**Abstract:** The Ledong gas field group is located near the slope break zone of the Yinggehai Basin, and the gas field has entered the middle and late stages of development, and it is of great significance to clarify the distribution of residual gas for tapping the remaining potential of the gas field. It is important to conduct research on sedimentary facies types, sedimentary models, sand body stacking relationships, and configurations based on rock facies characterization, grain size analysis, logging facies identification, and seismic facies characterization of the 1st member of Yinggehai Formation. Two types of sedimentary facies are identified in the research area, including littoral-shallow marine, and submarine fan. Among them, the littoral-shallow marine subfacies can be further subdivided into three types of sedimentary microfacies: shoreface bar, shoreface beach, and shelf mud. Three types of sedimentary models have been established: progradational shallow marine beach-bar composite model on the gentle shelf slope; slump-reworked bar-filling depositional model at the slope margin; shallow marine gravity-flow slump fan model below the slope break. Three types of sand body stacking relationships have been identified: progradational stacked sand bodies developed above the slope break zone exhibit good connectivity; laterally contacted stacked sand bodies (formed by slump-reworked bar sands) near the slope break show moderate connectivity; vertically isolated submarine fan sands deposited below the slope break display poor connectivity. The slump-reworked bar sand bodies near the slope break zone and the submarine fan-derived sand bodies below the slope break are identified as the most promising potential targets for future gas field development.

**Key words:** sedimentary slope break; littoral-shallow marine sand bar; submarine fan; sand body stacking relationship; the 1st member of Yinggehai Formation; Ledong gas field; Yinggehai Basin

**WANG Yu**, First author, Bachelor, Senior Engineer, focus on oil & gas field development geology and reservoir geology. Add: Juzhi International Building, Xiuying District, Haikou, Hainan 570100, China. E-mail: wangyu20@cnooc.com.cn