

深水峡谷上游复合浊积砂岩储层类型及其展布规律

——以琼东南盆地中央峡谷陵水气田为例

付超¹,谢玉洪²,赵雨初³,王晖¹,苑志旺¹,徐伟¹,陈国宁¹(1. 中海油研究总院有限责任公司,北京 100028;2. 中海油有限责任公司,北京 100010;
3. 东南大学 仪器科学与工程学院,江苏 南京 211189)

摘要:琼东南盆地陵水气田位于中央峡谷上游,以浊积砂岩储层为主,受沉积和成岩作用共同影响,储层类型较为多样,表征难度较大。为了预测深水甜点区分布,依据峡谷形态和埋深规律,将峡谷上游区域沿浊流向依次划分为调整段、顺直段和弯曲段;通过综合井筒中粒度、孔喉结构和填隙物类型对储层进行分类;基于岩石组构和物性参数间定量关系,分析对应沉积储层的沉积成因。研究认为,峡谷调整段以粗粒重力流沉积为主,随着颗粒间杂基含量降低,储层物性向下游逐渐变好;顺直段以细-粉砂浊流沉积为主,储层质量较为稳定,仅在局部因Ca²⁺离子富集致使胶结作用增强;弯曲段以粉砂质浊流堆积为主,较细的沉积粒度致使储层质量向下游方向随着埋深的增加而逐渐变差。调整段沉积过程控制储层质量,顺直段-弯曲段成岩作用控制储层质量。

关键词:中央峡谷汇聚区;构型级次;物性展布;浊积砂体;琼东南盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Types and distribution patterns of complex turbidite sandstone reservoirs in the upper reaches of deep-water canyons—A case study of the Lingshui gas field in the Central Canyon of Qiongdongnan Basin

FU Chao¹, XIE Yuhong², ZHAO Yuchu³, WANG Hui¹, YUAN Zhiwang¹, XU Wei¹, CHEN Guoning¹

(1. Research Institute Co. Ltd., CNOOC, Beijing 100028, China; 2. CNOOC Ltd., Beijing 100010, China; 3. School of Instrument Science and Engineering, Southeast University, Nanjing, Jiangsu 211189, China)

Abstract: The Lingshui gas field, located in the upper reach of the Central Canyon in the Qiongdongnan Basin, shows the occurrence of turbidite sandstones. However, the turbidite sandstone reservoirs of diverse types, jointly affected by both sedimentation and diagenesis, present challenges in characterization. This study aims to forecast the distribution of favorable reservoirs in the deep-water areas of the Lingshui gas field. Based on the morphologies and burial depths of the Central Canyon, we categorize the upper reach of the canyon head into the adjustment section, the low-tortuosity section, and the curved section. This division allows for a detailed examination of the reservoirs' fracture and filling types in the reservoirs. Furthermore, we analyze the deposition and origin of the reservoir rocks based on the quantitative relationships between rock fabric and physical properties. The results indicate that the adjustment section is dominated by coarse-grained gravity flow deposits, with reservoir physical properties gradually improving downstream as the intergranular matrix content declines. The low-tortuosity section is primarily composed of fine-grained to silty turbidite sand bodies, with grain sizes marginally varying along the canyon and cementation emerging as a factor affecting the quality of reservoirs consisting of alternating thin- and thick-bedded sandstone. The curved section principally comprises silty turbidite sand bodies, with reservoir physical properties gradually deteriorating downstream with an increase in the burial depth. Therefore, it can be inferred that the reservoir quality is governed by the sedimentary process in the adjustment section and the diagenesis in the low-tortuosity and curved sections.

收稿日期:2023-11-07;修回日期:2024-03-05。

第一作者简介:付超(1992—)男,博士后,油气储层表征与预测。E-mail: fuchao5@cnooc.com.cn。

基金项目:中国博士后面上基金项目(2022M723532);中国博士后科学基金项目(2023T160728)。

Key words: convergence area of the Central Canyon, architecture hierarchy, physical property distribution, turbidite sand body, Qiongdongnan Basin

引用格式:付超,谢玉洪,赵雨初,等. 深水峡谷上游复合浊积砂岩储层类型及其展布规律——以琼东南盆地中央峡谷陵水气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 516–529. DOI: 10. 11743/ogg20240215.

FU Chao, XIE Yuhong, ZHAO Yuchu, et al. Types and distribution patterns of complex turbidite sandstone reservoirs in the upper reaches of deep-water canyons—A case study of the Lingshui gas field in the Central Canyon of Qiongdongnan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 516–529. DOI: 10. 11743/ogg20240215.

21世纪以来,世界深水油气勘探发展迅速,先后在墨西哥湾、巴西、西非、北海和中国南海等地取得了重大突破,发现浊流沉积可作为良好的深水油气储层^[1-2]。然而,深水浊积砂体储层质量受复杂的沉积作用与后期成岩作用共同控制^[3-5],多种因素造成砂体储层类型与规律难以刻画^[6-7]。国内外研究从多个角度探讨了储层质量的控制因素,例如, Lien (2006)在研究挪威海深水浊积砂岩时指出浊积砂体储层物性主要受控于沉积组构的粒度和泥质含量差异^[6]; Li (2014)在研究湖相浊积砂岩时指出其受后期碳酸盐胶结影响,沉积组构与储层物性则无明显关系^[7]。故针对上述研究中存在的争议与矛盾,如何建立深水储层沉积背景、成岩过程与物性(孔-渗关系等)之间的定量关系成为深水储层研究中亟需解决的难题。

从储层沉积背景角度出发,前人分别从宏观沉积相带差异与微观沉积组构差异探讨原始沉积物对于储层质量的影响^[5, 8-10],例如, Zhang (2015)和 Wang (2022)均指出水道轴部或朵叶主体的储集层物性明显好于其边缘与溢岸沉积,其中水道轴部中粗砂岩通常表现出较好的物性特征^[3, 5]; Hansen (2015)则建立了由内天然堤向外天然堤的物性参数变化^[11]。此外,从储层成岩角度出发,前人则主要探讨浊积砂体中成岩流体与成岩强度差异^[12-14],例如, Anschutz (2002)提出钙质有孔虫的富集层段有助于浊积砂岩中钙离子富集,进而增强胶结作用^[15]; Sylvester (2004)进一步指出滑塌作用也会改变成岩流体性质,进而造成成岩强度变化^[16]。

但是,对于琼东南盆地来说,大量外源沉积物汇入造成其沉积过程复杂,沉积组构差异与埋深变化(陵水气田东西埋深相差近 400 m)造成其成岩作用差异较大,故亟需建立不同沉积参数和成岩强度差异对于储层物性的影响。本次研究拟沿浊积砂体流体流动方向参考深度差异进行分段,其分段内部沉积过程相近,埋深一致;在此基础上,探讨不同分段内部沉积充填和成岩作用对与储层质量的影响,最终划分出陵水气田储层类型并预测其展布规律。

1 地质概况

琼东南盆地处于海南岛以南、西沙群岛以北的海域,是一个大型的新生代裂谷型大陆边缘盆地,呈北东向^[17-19]。中央峡谷主要发育在盆地中部,根据其所处位置划分为乐东—陵水段、松涛—宝岛段和长昌段,其中乐东—陵水段为本次研究的范围(图 1a)。乐东—陵水段位于中央峡谷上游区域,其中受到上游崖城低凸起沉积物的供给;同时,近源混杂堆积的块体沉积快速进入峡谷。峡谷上游区域,从外部形态上来说,从上游至下游表现由非限制型峡谷向限制性峡谷转化。从地形变化上来说,该区域地形由较平缓逐渐变陡。

中央峡谷发育于中新世,主要经历早中新世局部抬升和晚中新世沉降 2 个大的构造演化阶段,整体上构造活动相对稳定,无大型断裂发育。由于峡谷内部浊积砂体的快速侵蚀,形成了具有相对稳定的峡谷壁和全盆地可对比追踪的沉积边界。峡谷内部沉积地层自下而上可划分为中新统三亚组、梅山组、黄流组,上新统莺歌海组,以及更新统乐东组。其中,梅山组时期主要发育海底扇沉积,黄流组与莺歌海组主要发育深水峡谷沉积^[20],本次研究的目标层位为黄流组(图 1b)。

2 沉积过程与输送体系

琼东南中央峡谷陵水段依据其地貌样式与其形态参数(表 1)可以划分为 3 段。

1) 调整段:为浊流由半限制性背景搬运进入限制型峡谷的过渡段。峡谷早期为中弯曲度峡谷,峡谷宽/深比较小,地震响应为低幅、低连续性反射(图 2 剖面 A—A'),解释为大型滑塌体发育;峡谷晚期,峡谷宽/深比逐渐增加,地震响应为高幅、高连续性反射,解释为浊积水道复合体。从垂向序列上,该段表现出底部粗粒滑塌沉积,向上逐渐过渡到中粗粒浊流沉积。此外,在调整段受不同方向物源供给影响^[21-22],峡谷早期沉

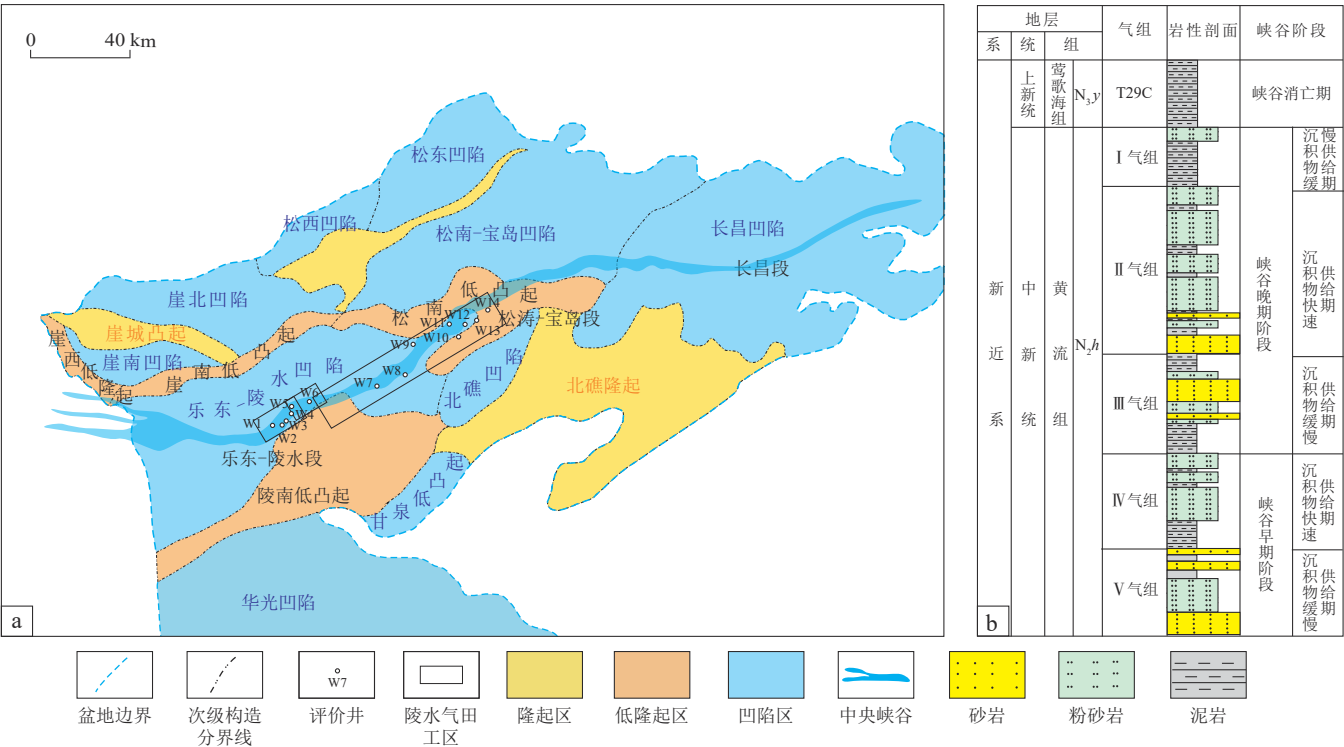


图1 琼东南盆地中央峡谷发育位置(a)及研究区地层综合柱状图(b)^[17-19]

Fig. 1 Map showing the location of the Central Canyon in the Qiongdongnan Basin (a) and the composite stratigraphic column of the study area (b)^[17-19]

表1 琼东南盆地中央峡谷上游区域不同分段形态参数

Table 1 Morphological parameters for different sections of the Central Canyon's upper reach in the Qiongdongnan Basin

峡谷分段	平均坡降/(°)	下切深度/m	峡谷宽度/m	沉积充填类型	峡谷弯曲度/(°)
调整段	0.3	50	150	滑塌体、粗粒浊积水道	3~5
顺直段	0.6	20	100	细粒浊积水道	1~2
弯曲段	0.1	30	120	细粒浊积水道	15

积物来自北部隆起带的滑塌体,沉积范围较大(图2a);后期以远源浊流沉积为主,其垂向上相互叠置,平面上多沿峡谷发育,分布范围有限(图2b)。

2) 顺直段:为限制性峡谷中弯曲度变化较小段。峡谷早期峡谷宽深比较小,并且下切深度较小(小于50 m),地震响应表现为低幅、低频特点(图2d剖面B—B'),解释为峡谷底部滞留的小型滑塌体;峡谷晚期则主要为高连续型、低频、低幅地震响应,依据Li(2021)和Gong(2020)对该区域的沉积认识,可以解释为厚层浊积砂体^[23-24]。同时,峡谷晚期相比早期横向侧积距离增大(图2d),参考苏明(2014)等研究,推测是受底流作用造成的峡谷侧向迁移造成的^[19]。从垂向序列上,该段沉积以中-细粒砂岩为主,无明显的粒度变化。从平面相带样式上,以较为顺直的浊积水道为主,沉积物分布范围有限。

3) 弯曲段:为限制型峡谷中峡谷弯曲度急速增加段。峡谷早期和晚期均为较低的宽/深比,反映该段浊流较强的下切侵蚀能力,地震以近平行状高连续性、高幅响应为主,可以解释为薄层浊积砂体与半远洋沉积互层(图2e剖面C—C')。峡谷充填早期(图2e)以下切浊积水道沉积为主,该时期水道可见明显的鸥翼状;向上至峡谷充填晚期,则主要以浊积水道末端朵体为主。

此外,陵水段中央峡谷由西向东埋深逐渐变浅^[19,25],其中调整段为峡谷供给区,汇聚多方向沉积物供给;顺直段主要为峡谷的搬运区,浊积流体形成,并且快速向下游搬运;弯曲段主要为浊积水道沉积区。从埋深上,上述3段同样存在差异,其中调整段埋深范围3 500~4 500 m,顺直段为3 300~4 000 m,弯曲段为3 000~3 500 m。

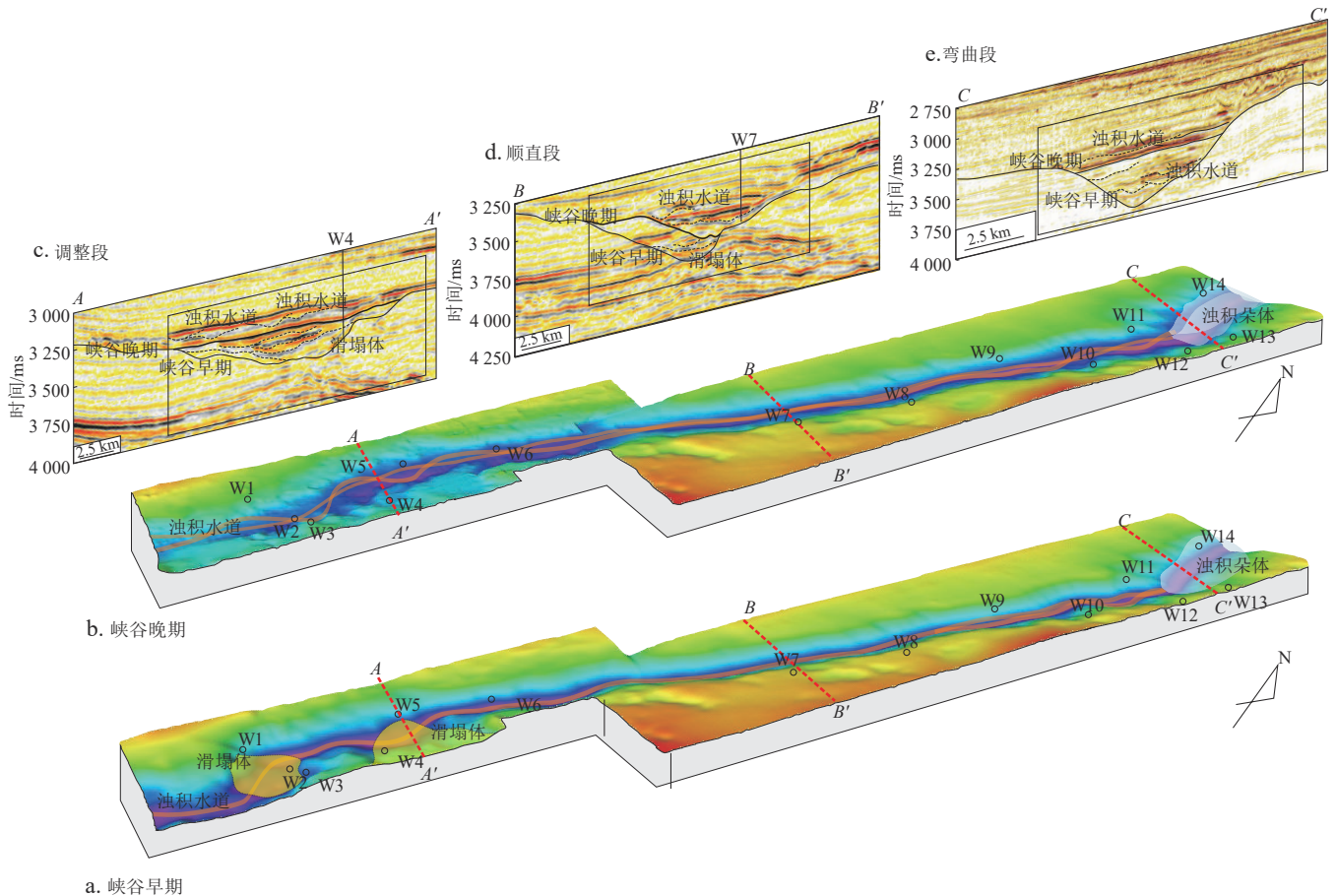


图2 琼东南盆地峡谷形成早期(a)与晚期地貌样式(b)及不同分段内地震剖面特征(c—e)

Fig. 2 Early (a) and late (b) geomorphology of the Central Canyon's upper reach in the Qiongdongnan Basin and seismic profiles (c—e) of its different sections

3 峡谷储层基本特征

3.1 储层岩石学特征

通过对研究区40张薄片与90个壁心样品的XRD分析显示(图3),不同分段内矿物组成差异较小,石英含量最高,分布在61.27%~87.55%,平均值为72.16%;长石及岩屑成分含量大致相当,长石平均含量为15.23%,岩屑平均含量为12.61%。岩石填隙物包括胶结物和杂基,通过铸体薄片观察分析,其中胶结物占比为8%,其主要成分为铁方解石和铁白云石,还含有部分方解石和白云石,另外有少量铁质矿物,黄铁矿和海绿石较为发育;杂基占比较低,小于5%。

3.2 孔隙结构特征

根据研究区85块样品的孔渗分析,研究区储集层孔隙度为1%~35%,主要为15%~20%;渗透率为

$0.001 \times 10^{-3} \sim 1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要为 $10 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中孔-中渗储集层。但是由于陵水段不同区域由调整段向弯曲段埋深逐渐增加,因此对应孔隙度逐渐减下。依据分段对于孔隙类型的统计,调整段以铸模孔、长石溶孔和体腔孔为主;顺直段以粒间孔和铸模孔为主;弯曲段则长石溶孔和体腔孔占比较高。

3.3 岩相类型与粒度变化

依据壁心特征与上述储层类型的对应的粒度范围(图3),本次研究对于不同分段内岩相类型进行划分。①细-极细砂岩浊积砂体:沉积特征表现出明显的水平纹层和交错层理,局部可见较为小型砾石;对应鲍马序列中Ta-Tb段,指示流速较快的浊积过程^[26]。②极细砂质粉砂岩浊积砂体:该岩相以变形构造和小型爬升层理为主,局部可见砂质注入体,对应鲍马序列中Tc段,指示浊流流速逐步减缓。③粉砂岩浊积砂体:该类岩相总体粒度较细,对应鲍马序列中Td-Te段,参

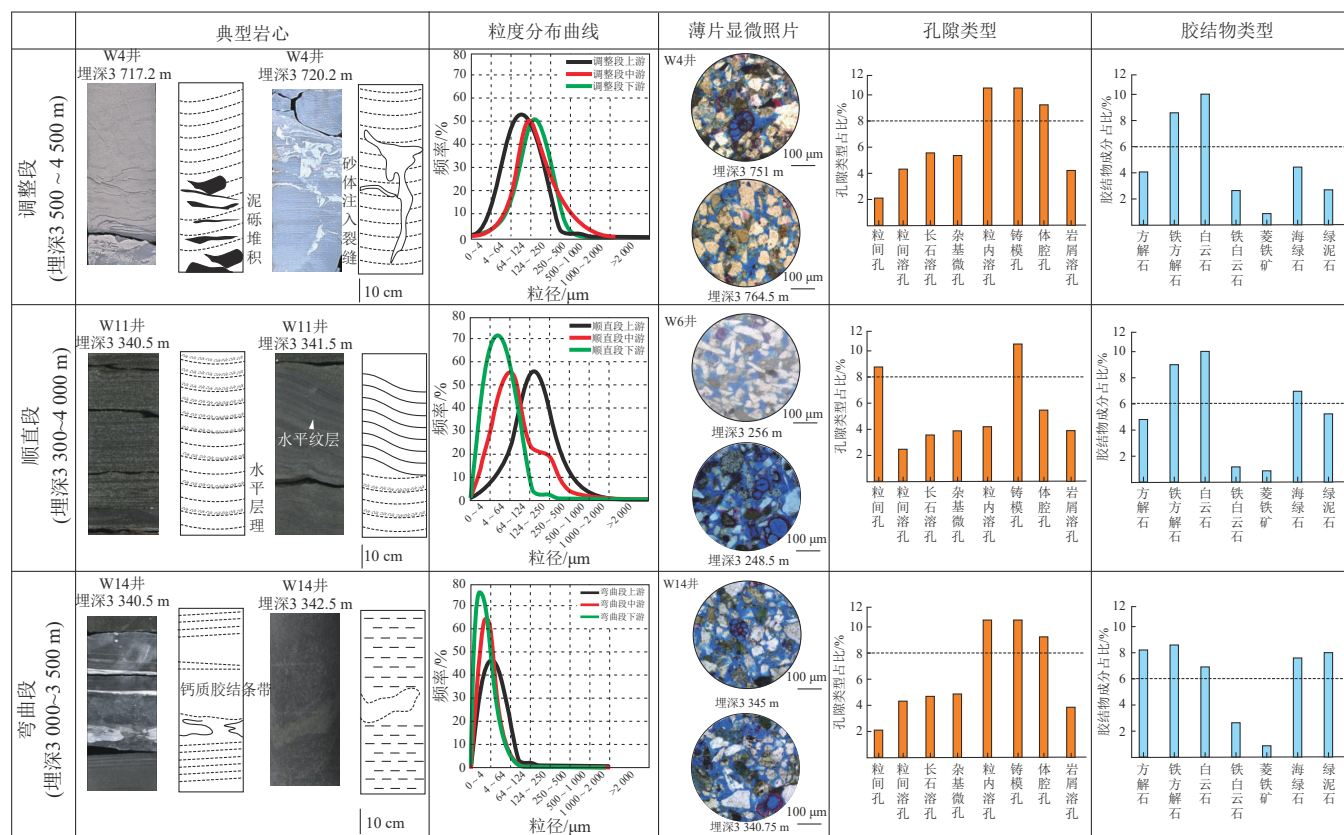


图3 琼东南盆地中央峡谷上游区域不同分段内岩相类型、粒度变化、对应矿物类型和孔隙结构

Fig. 3 Lithofacies types and grain sizes and corresponding mineral types and pore structures for different sections of the Central Canyon's upper reach, Qiongdongnan Basin

考Stow(2000)对深水浊积体系的分类^[27],指示细粒浊流流动过程。

上述3种类型的岩相类型占比在不同分段间存在一定的差异。①调整段内浊积砂体粒度较为均一,主要发育细-极细砂岩和极细砂质粉砂岩。②顺直段内浊积砂体粒度分选差异较大,粒度变化从细-极细砂岩浊积砂体相粉砂岩均有发育;同时该段内部沉积构造也存在变化,其上游区域主要发育水平纹层,其下游区域则可见大量滑塌变形构造。③弯曲段浊积砂体粒度较为均一,以极细砂岩和粉砂岩为主。

3.4 成岩作用与孔隙变化

1) 钙质胶结作用

研究区胶结作用以方解石钙质胶结为主(图4),局部可见少量石英次生加大胶结。深水浊积砂岩中有孔虫和钙质微古生物提供的 Ca^{2+} 离子进入相邻砂岩孔隙中,在碱性成岩环境下发生化学沉淀形成方解石胶结物,分布在原生粒间孔隙内,呈接触式或孔隙式胶结,导致储集层孔隙度减小。

研究区钙质胶结物含量平均值为8%,总体属于中等胶结类型(图3a)。储集层孔隙度及渗透率均与钙质含量呈明显负相关关系,钙质含量越高,孔隙度及渗透率越低。因此,钙质胶结是导致研究区储集层质量差异的重要成岩作用。

2) 压实作用

储集层埋深为海底以下2 500~4 500 m,处于中成岩演化阶段,机械压实作用较强,岩石颗粒主要呈点-线接触,压实率总体超过50%,属于中压实类型。机械压实作用导致储集层原生粒间孔隙体积损失超过50%,部分样品因早期钙质胶结作用抑制了机械压实作用,使得原生粒间孔隙体积的损失小于50%(图4a)。

3) 溶解作用

研究区砂岩储集层的长石含量较高,在成岩过程中容易发生溶解作用形成溶蚀孔隙,从而改善储集层质量。但是,本次研究目的层岩石组分中长石占比较小,溶解作用与该套储集层质量差异的关系较小。根据砂岩微观薄片的统计,储集层溶蚀孔隙体积比例为3%~5%,属于弱溶解类型。

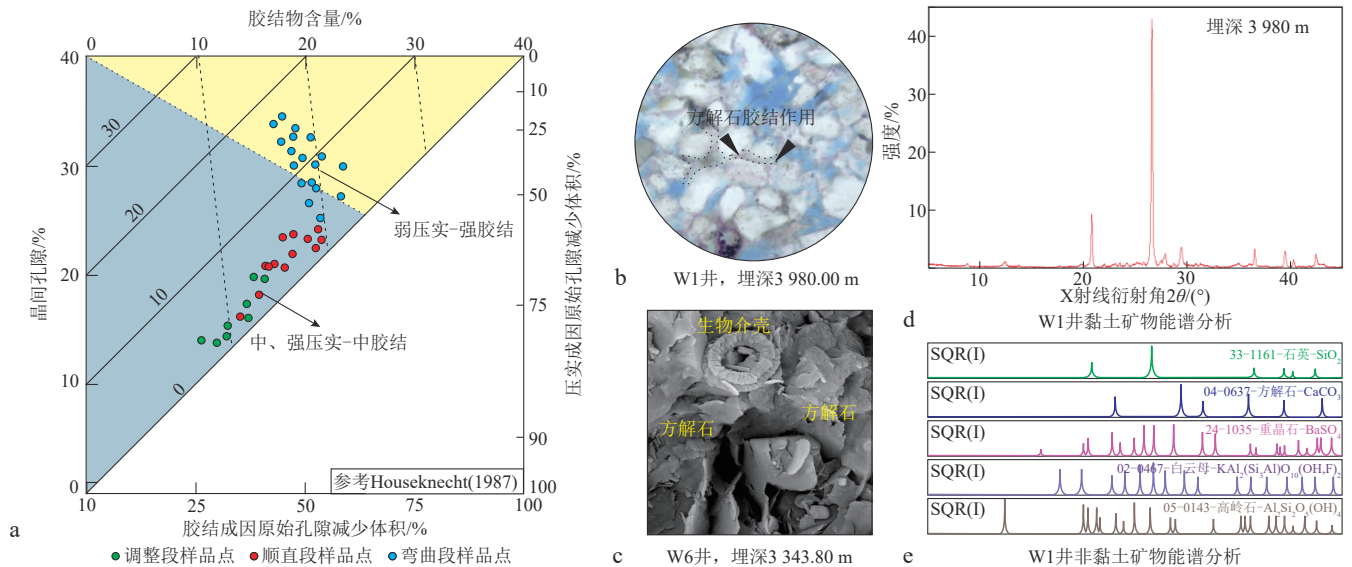


图4 琼东南盆地储层胶结与压实作用导致的减孔作用(a)与基于偏光镜(b)、扫描电镜(c)和黏土矿物(d)与非黏土矿物(e)能谱分析的填隙物分析

Fig. 4 Porosity reduction caused by cementation and compaction (a) and filling characteristics derived from polarizing microscopy (b), scanning electron microscopy (c), and energy spectrum analysis of clay mineral (d) and non-clay mineral (e) for reservoirs in the Qiongdongnan Basin

3.5 储层类型划分

综合上述的粒度和孔隙类型可以孔喉结构将陵水段储层分成3种类型(图5)。

1) I类:主要发育在厚层浊积砂岩层,从测井曲线上显示为低—高电阻率的特征。以石英粉砂质细—极细砂岩为主,平均孔径大于100.00 μm ,喉道宽度平均为9.94 μm ,压汞曲线表现出该类储层孔隙结构大小相对均匀,孔隙连通性较高。

2) II类:主要发育在向上快速变细的浊积砂岩层,以极细砂质粉砂岩为主,平均孔径为60.00 μm ,孔隙形状因子平均为0.58,喉道宽度平均为22.11 μm ,压汞曲线显示其排驱压力增加,但是孔隙的歪度较小,孔隙大小相对均一。

3) III类:主要发育在薄—厚交互的浊积砂岩层,粒度以粉砂岩为主,其平均孔径为7.11~60.00 μm ,喉道宽度较小(11.32 μm)。此类储层压汞曲线歪度较大,孔隙大小差异较大,储层压汞曲线歪度较大。

4 分区浊积砂岩储层质量变化规律

参考前人对于深水储层质量的研究,认为深水沉积过程、成岩作用和沉积组构(碎屑颗粒岩相类型、粒度、分选及泥质含量等)为控制储层质量的3个重要因素^[3, 28]。但是不同分段内储层岩石特征差异较大,本

次研究利用交汇图,通过分析储层物性(孔隙度和渗透率)之间的相互关系,推测其主控因素,并且通过连井分析不同类型储层分布规律(图6)。

4.1 调整段沉积—成岩过程与储层分布

依据上述恢复的地貌样式,调整段内部地形变化不剧烈(图2a,b),其中具有多条浊积水道汇入。其造成浊积砂体在调整区上游发生汇聚,随着搬运过程在调整区下游发生充分混合。对应储层孔隙度相对稳定,而渗透率则快速上升(平均值由 $15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 上升至 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)(图7a,b)。

1) 沉积过程对于沉积组构的影响

峡谷早期,峡谷内部充填滑塌体,大量块状滑塌堆积从峡谷两侧汇入(图2a,b),粗粒滑塌体携带大量半远洋细粒沉积,造成泥质杂基含量较高。峡谷晚期,随着峡谷形态的逐渐稳定,地震剖面(图2e,f)中可以识别大量的侧积成因浊积水道复合体。

依据壁心样品(图7c),该区域主要发育中细浊积砂岩,粒径中值范围0.06~0.20 mm。通过将粒度中值、分选系数和泥质含量与孔—渗数据进行交汇(图6d—i),结果显示:①调整段上游,孔隙度与粒度中值相关性较低(相关系数 $R^2 > 0.4$),与分选系数相关性次之($R^2 \approx 0.3$),与泥质含量相关性同样较差($R^2 < 0.3$)。而渗透率则表现出不同的相关性,其与泥质含量相关度较高($R^2 > 0.7$);与粒度中值和分选系数的相关性 R^2 均

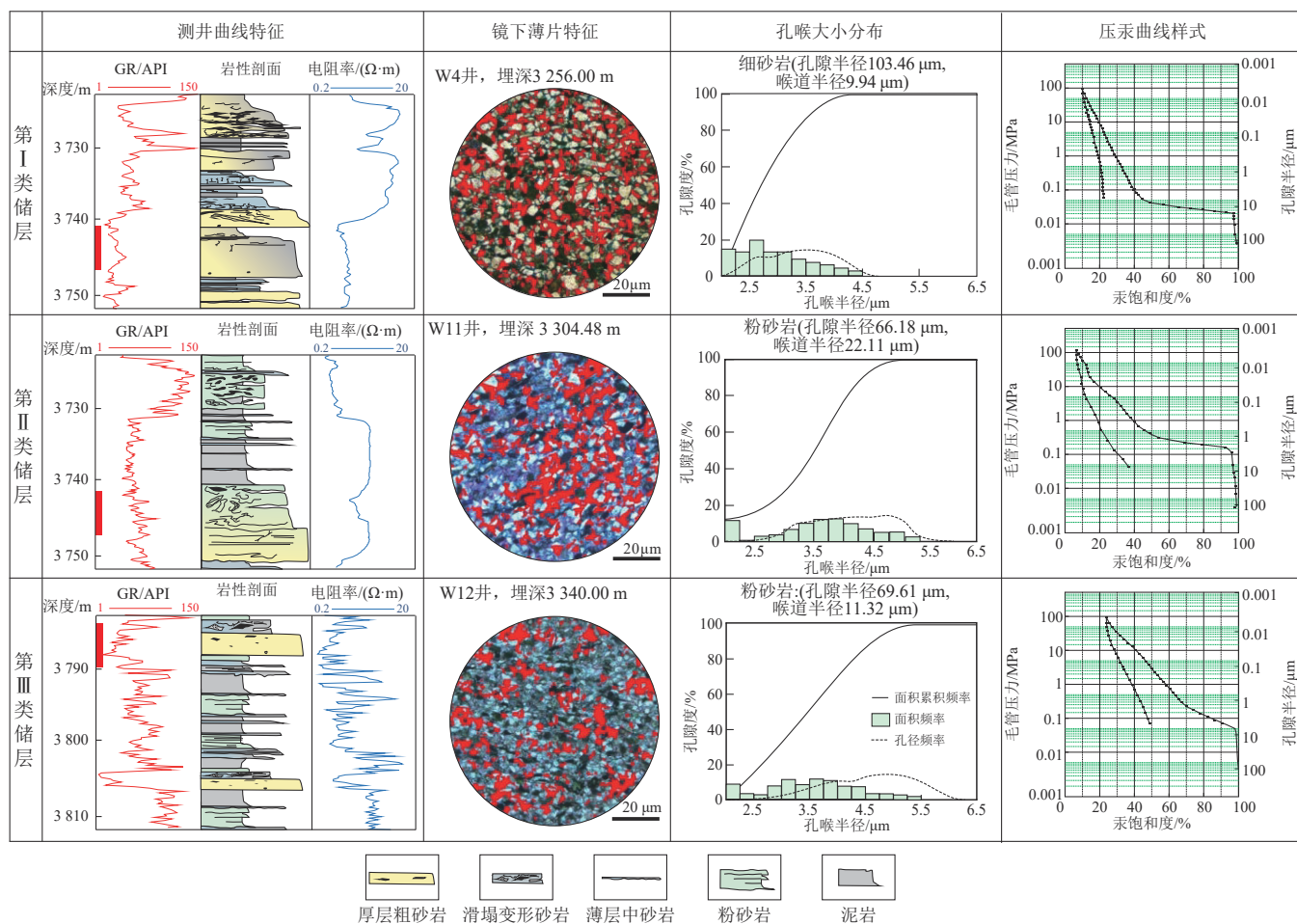


图5 琼东南盆地研究区3种类型储层对应的测井曲线特征、薄片显微特征、孔喉大小分布和压汞曲线样式

Fig. 5 Logging curves, thin section images, grain size vs. pore throat radius curves, and mercury injection curves of the three types of reservoirs in the study area of the Qiongdongnan Basin

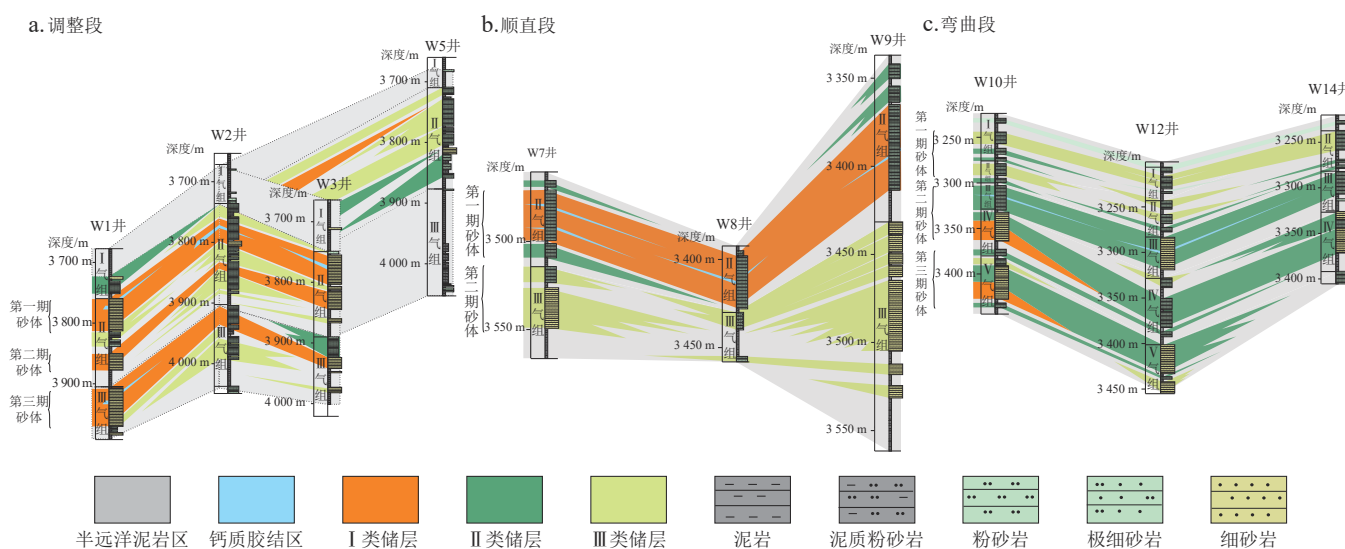


图6 琼东南中央峡谷不同分段内连井剖面与储层分布规律

Fig. 6 Profiles showing cross-well correlations and reservoir distribution patterns in adjustment, low-tortuosity and curved sections of the Central Canyon's upper reach, Qiongdongnan Basin

为0.4。②调整段下游,孔隙度与粒度中值和分选系数相关性逐渐增加($R^2 \approx 0.7$),其与泥质含量相关性仍较高($R^2 > 0.7$);渗透率与储层物性参数也表现出同样的趋势(图7d—i)。

综上所述,该区域浊流沉积物供给速度较快,快速堆积速率过程导致调整段颗粒粒度分选较差,较大颗粒中的细粒泥质杂基降低了有效孔隙度的发育,在调整段上游孔隙度与泥质含量表现出较好相关性,但孔隙度与粒度中值和分选系数相关度较低。随着浊积流体的快速密度分异^[29-30],在调整段下游区域粒度相对均一,粒度中值与孔隙度表现较高的相关性。此外,泥质杂基通过堵塞孔喉的方式降低了储层的渗透率,其泥质含量超过90%后,渗透率降至 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。

2) 成岩作用对于储层物性的影响

依据Houseknecht(1987)提出的成岩作用对孔隙结构影响因素分析图版^[31],调整段储层主要表现为中压实-强胶结特征(图4a)。该区域埋深相对较大(>3

500 m),受后期构造压实和埋藏的影响,但是该区域较粗粒的骨架砂体降低了压实影响。颗粒中的泥质杂基降低了储层物性。

除此之外,水道底部发育大量的有孔虫聚集^[32-33],大量钙质介壳的富集使区域钙质胶结作用较强。同时,泥岩受压实作用后产生的 Ca^{2+} 离子在浊积砂体构型界面处(单期浊积砂体底部)同样形成较强钙质胶结作用(图4c),形成局部低渗条带。

3) 储层分布

选取调整段4口井进行连井剖面对比(图6a),剖面显示Ⅱ类储层主要发育在调整段上游轴部区域(图6a W1井附近),单井上表现出正韵律特征,下部为中-细粒细砂岩,孔隙度范围0.20%~0.33%,渗透率范围 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;该类型浊积砂体延伸距离较远,大于井间距离(1 500 m),但是局部由于胶结作用形成致密层从而造成储层垂向上存在较强的非均质性^[17]。依据其沉积成因推断在该区域,受近源物源浊流和滑塌体的影响,总体以中-粗粒沉

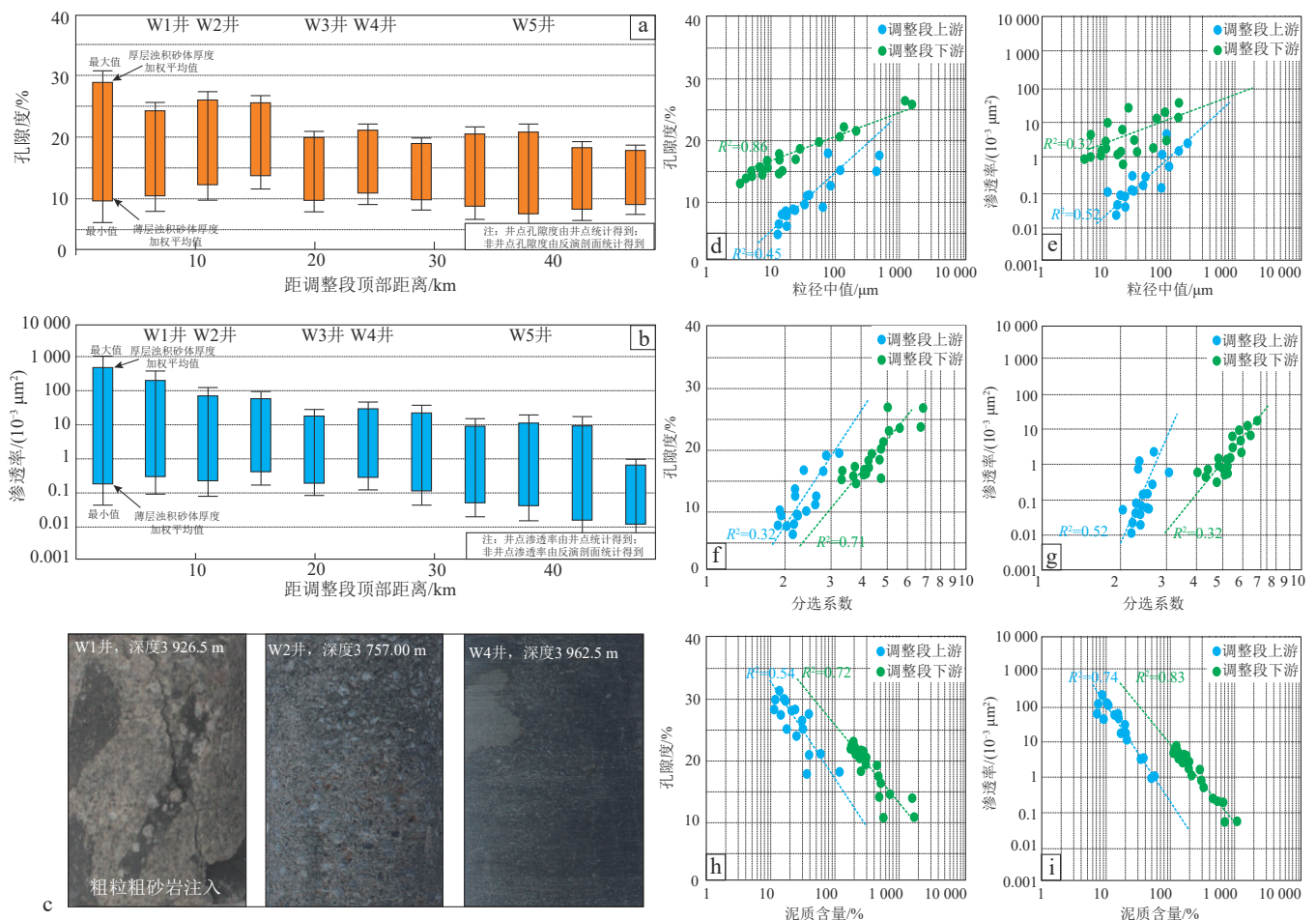


图7 琼东南中央峡谷调整段孔隙度-渗透率随搬运距离变化(a,b)、典型岩心样品照片(c)和物性参数交汇图(d—i)

Fig. 7 Variations in porosity and permeability with transport distance (a, b), typical core samples (c), and cross plots of petrophysical parameters (d—i) for the adjustment section of the Central Canyon's upper reach, Qiongdongnan Basin

积为主,颗粒间充填的大量细粒物质降低其储层物性。随着搬运过程,在中央峡谷调整段下部(W5井附近),受控于浊积流体的密度分异作用,造成粗粒浊流和细粒浊流的分层。致使在调整段下游发育Ⅱ类储层和Ⅲ类储层互层,其中细砂岩为主的层段对应Ⅰ类储层,孔隙度范围0.02%~0.33%,渗透率范围 $5 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;而粉砂岩层段对应Ⅲ类储层,孔隙度范围0.20%~0.33%,渗透率范围 $40 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4.2 顺直段沉积-成岩过程与储层分布

顺直段内部地形变化剧烈(图2a,b),整体以限制型峡谷发育为主,峡谷内浊积水道在构型样式上表现为多期叠置特点^[34]。不同于调整段上、下游储层物性发生快速变化,顺直段内部孔-渗关系相对稳定(孔隙度范围0.15%~0.30%,渗透率范围 $0.01 \times 10^{-3} \sim 150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)(图8a,b)。

1) 沉积过程对于沉积组构的影响

顺直段储层多以厚层块状细-粉砂岩为主,粒径中值范围0.01~0.30 mm。受快速坡降影响,峡谷早期,浊流流速较快^[24],在壁心上可以观察到少量变形构造(图8c),推断该时期在峡谷内部存在小规模峡谷内部滑塌;峡谷晚期,伴随浊积流体的快速堆积,复合浊积水道以厚层箱状砂体发育为主,同时局部受到底流改造作用。依据标定的壁心样品(图8c),该段主要为细-粉浊积砂岩,粒径中值范围0.02~0.10 mm。

同样分别绘制粒度中值、分选系数和泥质含量与孔-渗数据的交汇图(图8),其结果显示:①顺直段上游与下游,储层孔-渗值与粒度中值和分选系数相关性较高($R^2 \approx 0.9$),但是散点图中存在中孔-低渗异常值;②顺直段中游,储层孔-渗值与粒度中值和分选系数相关性仍较高($R^2 \approx 0.8$),但是局部点表现出较大的偏差,其表现出中孔-极高渗的特征(图8)。由于该段内整体泥质含量较低($V_{sh} < 35\%$),因此相关系数不具有代表性。

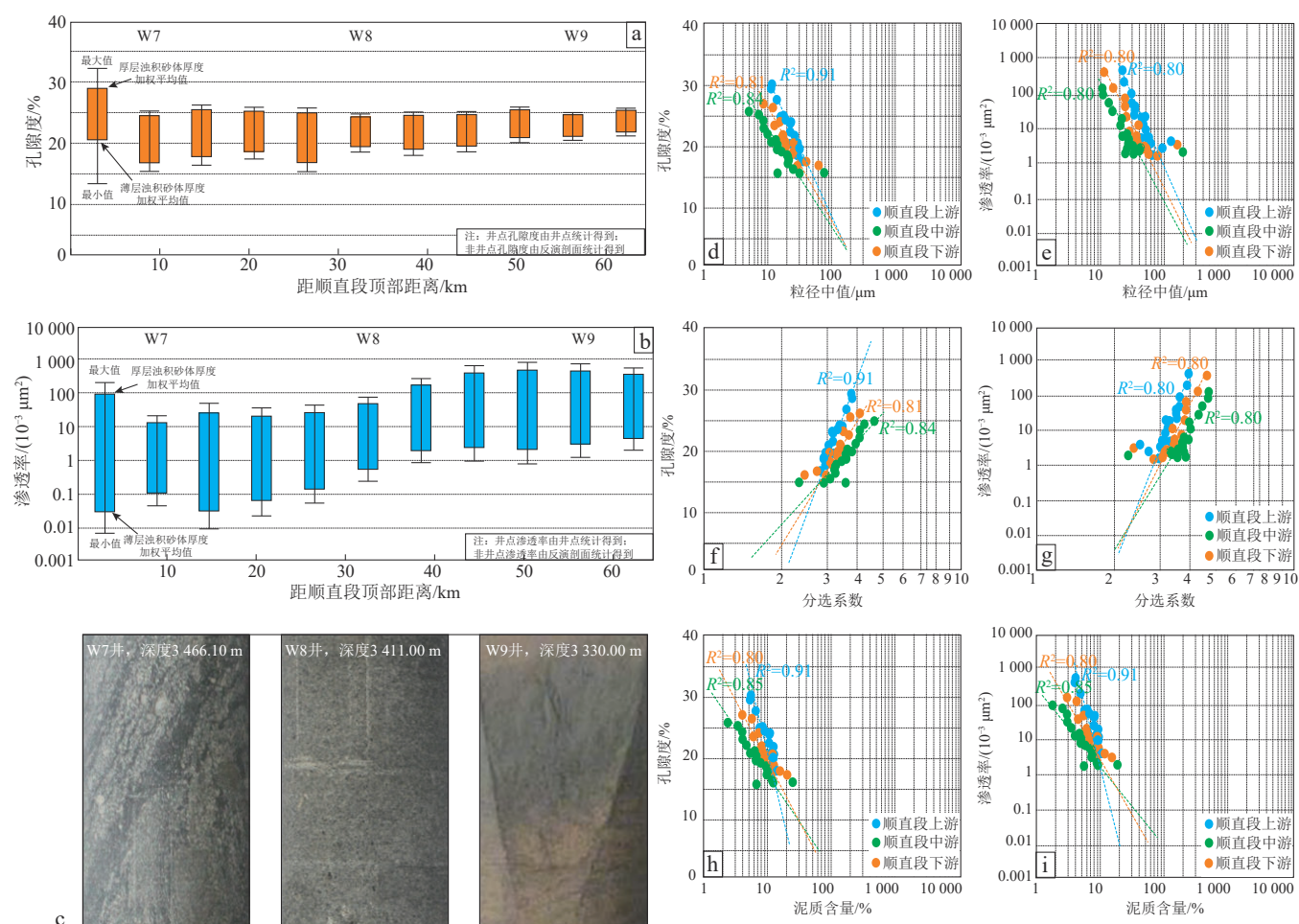


图8 琼东南中央峡谷顺直段孔隙度-渗透率随搬运距离变化(a,b)、典型岩心样品照片(c)和物性参数交汇图(d—i)

Fig. 8 Variations in porosity and permeability with transport distance (a, b), typical core samples (c), and cross plots of petrophysical parameters (d—i) for the low-tortuosity section of the Central Canyon's upper reach, Qiongdongnan Basin

结合沉积过程推测,该区域浊流沉积流速较快。①顺直段上游和下游区域,可形成厚层浊积砂体储层,其厚层的浊积砂体储层为多期砂体叠置,由于较快的浊流流速,因此整体分选较好,储层质量整体受控于粒度中值;局部异常点为钙质/泥质胶结条带^[17, 35]。②顺直段中游中部,由于较陡的地形坡度,沉积物难以有效保存,因此局部砂体厚度减薄(W8井附近);与顺直段上、下游相似,储层质量整体受控于粒度中值。其中局部异常点,依据该点所对应岩心上可识别较明显的交错层理,推测其为底流改造致使局部细粒沉积物被侵蚀,储层质量改善。参考前人对于底流改造储层的认识,认为底流作用通过增加分选程度,进而改善顺直段储层质量^[36-41]。

2) 成岩作用对于储层物性的影响

同样依据前述 Houseknecht (1987) 建立的图版,顺直段储层减孔成因主要为中弱压实-强胶结作用(图 5a)。顺直段埋深范围为 3 000 ~ 3 500 m,压实作用对储层物性的影响弱于调整段,主要由于胶结作用造成的原生孔隙减少。根据王敏(2021)对浊积砂体构型样式和胶结作用的认识,在不同级次构型界面处和水道-天然堤溢岸区域胶结作用较强^[13],造成储层内部物性变差。同时,结合前述的沉积过程,该区域浊积储层受底流作用较强,因此颗粒间杂基含量较小,为钙质胶结提供了足够的空间。

3) 储层分布样式

选取顺直段从上游至下游 3 口井进行对比(图 6b),从单井上可以识别出 2 套全区可对比的储层,从其垂向韵律来看,可以划分为 2 期正韵律砂体,水道轴部(W8井)为复合正韵律,底部滑塌体为复合反韵律特征(图 6b)。对于第二期砂体,以 I 类储层以峡谷中、晚期厚层细-粉砂岩储层叠置发育为主,从单井上表现出正韵律特征,孔隙度范围 0.20 % ~ 0.33 %,渗透率范围 $0.01 \times 10^{-3} \sim 150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;该类型浊积砂体储层,在顺直段中均有发育,并且延伸距离较远,大于井间距离(1 500 m)。对于第一期砂体,II 类和 III 类储层以峡谷早期厚层细-粉砂岩储层叠置发育为主,其在顺直段上游和下游堆积。该类储层孔隙度范围 0.20 % ~ 0.33 %,渗透率范围 $0.1 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,延伸距离有限。

4.3 弯曲段沉积-成岩过程与储层分布

弯曲段(图 2a, b),地形坡度逐渐平坦,浊积砂体在峡谷末端快速卸载形成中薄层状储层。伴随浊积流体向下游流动过程中大量细粒泥质沉积混入,造成弯

曲段储层质量向下游逐渐变差,(孔隙度由 0.3 % ~ 0.4 % 快速降至 0.2 %,渗透率由 $50 \times 10^{-3} \sim 1\,000 \mu\text{m}^2$ 变为 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)(图 9a, b)。

1) 沉积过程对于沉积组构的影响

弯曲段储层多以中薄层块状粉砂岩为主,粒径中值范围 0.01 ~ 0.30 mm。该区域坡形较为平缓,为沉积体系末梢区域。峡谷早期,该区域沉积物主要为上游浊积流体滑塌或者搬运沉积。主要以厚层泥岩沉积为主。峡谷晚期,浊积流体在该区域流速下降,出现溢岸和边缘朵体沉积。此外,在弯曲段,伴随流速下降,浊积流体下切侵蚀基底,形成混杂泥质沉积物的储层。并且伴随搬运距离的增加,其泥质含量逐渐增加。分别绘制粒度中值、分选系数和泥质含量与孔渗数据的交汇图(图 9),其结果显示弯曲段样品点中泥质含量与孔隙度相关性较高($R^2 \approx 0.85$),高于粒度中值($R^2 \approx 0.6$)和分选系数($R^2 \approx 0.55$)。并且随着搬运距离的增加,其相关系数变化不大。

2) 成岩作用对于储层物性的影响

该区域埋深深度小于 2 500 m,按照 Houseknecht (1987) 建立的图版,该区域储层受中压实-中弱胶结作用,其储层物性整体受到后期成岩作用影响较小。主要影响该区域的成岩作用为胶结作用,通过 Anjos (2000) 对于海相浊积砂岩研究,认为在水道末端泥岩中释放的钙离子容易进入相邻的(中)细砂岩相中发生钙质胶结,导致其钙质胶结物含量较高,增强其钙质胶结作用^[42]。此外,造成弯曲段向下游储层质量变差的原因,除了上述的沉积搬运过程外,较强的胶结作用也会加剧储层物性变差。

3) 储层分布样式

选取弯曲段从上游至下游 3 口井进行对比(图 6c),该区域主要发育 II 类储层。由于弯曲扩散段成岩作用较弱,因此不发育 III 类储层。同时该区域整体粒度为粉砂岩沉积,缺少粗粒浊积供给,因此整体 I 类储层发育较为有限,仅在 W14 井附近发育局限的 I 类储层。对于 II 类储层的发育范围,受上述的沉积成因和成因作用的共同影响,其中弯曲段上游部分 II 类储层占比为 30 %,至弯曲段下游(W14 井区)降至 15 %。

5 深水峡谷上游区域储层发育模式

从沉积组构来看,浊积水道储集层的原始孔隙度和渗透率分别受控于岩石分选和泥质含量。不同岩相的沉积组构与胶结强度的差别:①对于调整段,其

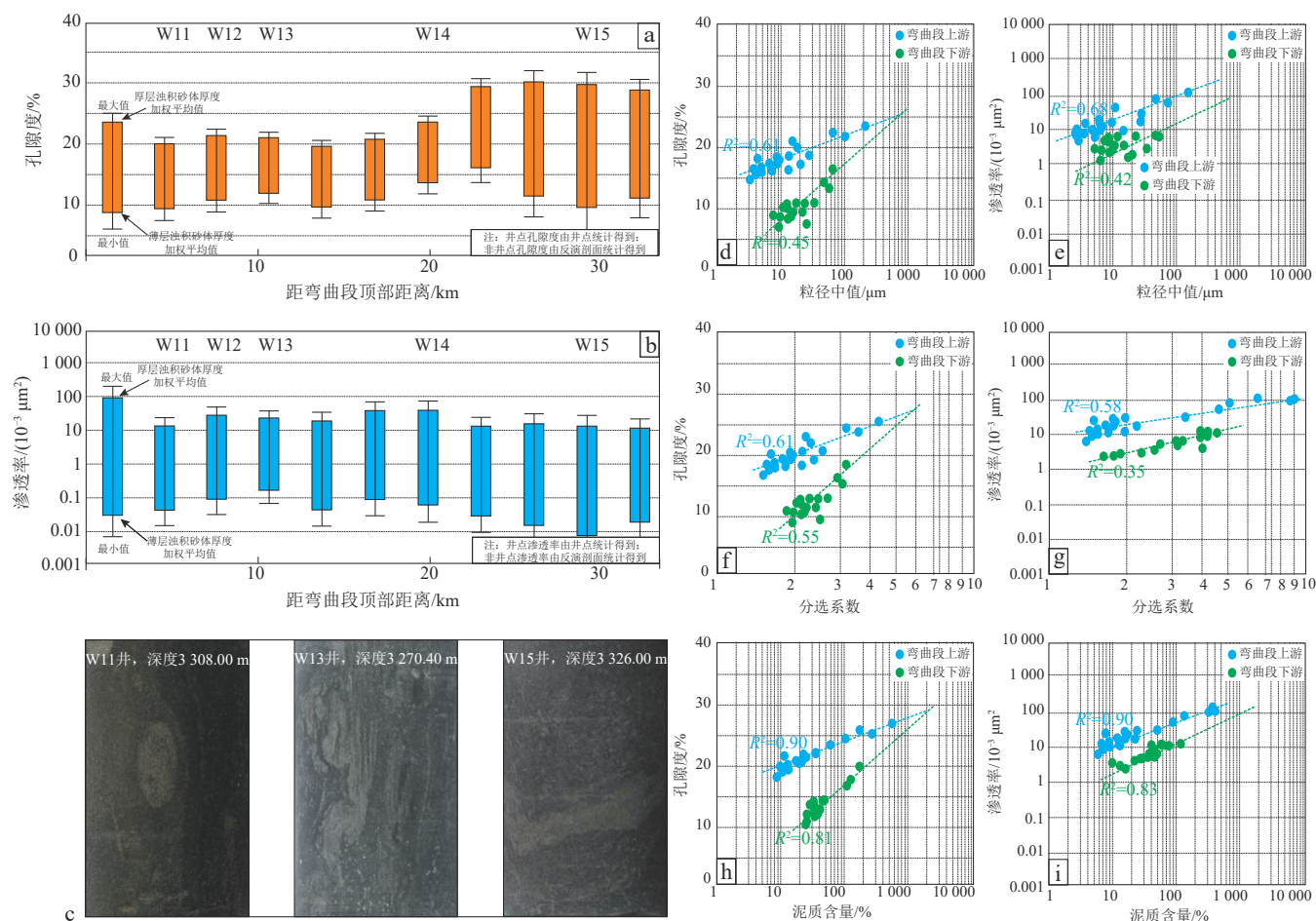


图9 琼东南中央峡谷弯曲段孔隙度-渗透率随搬运距离变化(a,b)、典型岩心样品照片(c)和物性参数交汇图(d—i)

Fig. 9 Variations in porosity and permeability with transport distance (a, b), typical core samples (c), and cross plots of petrophysical parameters (d—i) for the curved section of the Central Canyon's upper reach, Qiongdongnan Basin

内部主要以中-粗砂岩为主,滑塌和粗粒浊流提供了主要的沉积物,因此该类储层骨架颗粒粒度较粗。但是,伴随浊积流体的密度分异作用,沉积物在搬运过程中,颗粒间杂基含量逐渐减少,其造成调整段上游储层物性差于调整段中部;调整段下游随着搬运距离的增加,颗粒粒度快速变细,因此储层物性逐渐变差。总之,该区域储层沉积组构变化较大,因此其对于储层物性变化具有较明显的作用。②对于顺直段和弯曲段,其浊积砂体粒度分异不明显,水道表现出底部细砂岩浊积水道,上部粉砂岩溢岸或天然堤的两层结构。其沉积组构变化不明显,储层质量主要受控于胶结作用。此外,该区域受底流作用明显,浊积水道存在明显的迁移^[24]。局部强底流改造形成的具有层理构造的中-粗砂岩或中-细砂岩,其沉积组构与孔隙结构得到极大改善储集层物性明显好于块状构造的同一岩性。

王敏等(2022)对于深水水道的研究指出,不同次级浊积砂体内部储层质量存在差异^[13]。对于琼东南

盆地不同分段来说,不同叠置样式下的浊积砂体内部储层物性差异较大。①调整段,滑塌体和粗粒积水道轴部发育厚层的富砂型岩相组合,钙质胶结总体较弱,储集层平均物性较好,仅水道底部下切面及水道内部砂岩界面附近存在相对低渗的钙质胶结条带(图10)。故该区域调整段中、下游区域浊积砂体中部为有利储层富集区域。②顺直段和弯曲段,浊积砂体同样表现出两种类型的叠置样式:侧积型和加积型,其中坡度变化区域主要加积型,其余区域主要发育侧积型。对于加积型浊积砂体,水道间相切割,少隔夹层发育,整体物性较好;对于侧积型浊积砂体其中道侧向叠置边界处容易形成相对富泥的岩相组合,物性变差,成为水道复合体内部的侧向渗流屏障。

总之,对于深水浊积砂体内部甜点区预测,可基于其沉积模式和主控成因进行预测。例如对于调整段,其储层受控与浊流流动过程中的粒度分异,并且排除上述描述的高值低渗条带。可推测该区域有利储层主要富集在调整段中下游的厚层砂岩区域;对于顺直段

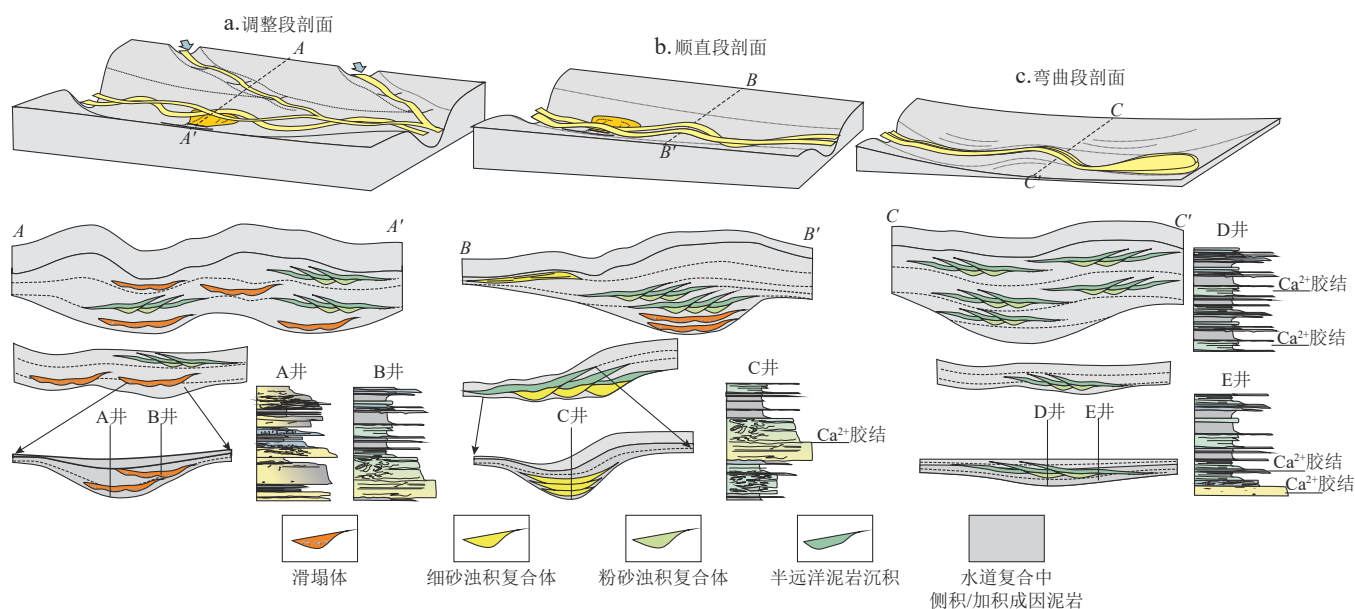


图10 深水峡谷上游复合浊积砂岩差异沉积物输送体系对应的储层发育模式

Fig. 10 Reservoir development models corresponding to the differential sediment transport systems of complex turbidite sandstones in the upper reach of the deep-water canyon

和弯曲段,其储层主要受控于成岩作用中胶结作用和压实作用,故其中隔夹层发育较少区域与埋深相对适中区域可作为油气勘探开发的甜点区域。

6 结论

1) 按照峡谷形态和浊积砂体埋深等将陵水气田浊积砂岩储层划分为调整段、顺直段和弯曲段。其中,调整段发育大量滑塌体堆积,顺直段浊积流体快速搬运,在弯曲段可以形成朵体堆积。

2) 陵水气田浊积体以细砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩为主,孔隙以粒间孔、粒间溶孔和铸模孔为主。结合粒度分布特征和孔隙结构,将储层划分为3种类型。

3) 针对调整段,指出峡谷受早期大范围滑塌体作用影响,浊积水道不同分段内部泥质和钙质填隙物含量差异较大。依据其沉积参数与物性参数交汇分析,明确该区域以晶间孔发育为主,受胶结作用影响较小,有利储层主要发育在沉积物通量较大的块状浊积砂岩区域。

4) 针对顺直段和弯曲段,粒度顺峡谷流动方向存在小幅变化,胶结作用对于薄-厚互层砂岩储层具有一定影响,储层质量主要同时受控于沉积物通量与地形坡度,表现为不同浊积砂体叠置样式对应的储层质量存在差异。有利储层发育在隔夹层发育较少区域与埋深相对适中区域。

参 考 文 献

- [1] 吴克强,解习农,裴健翔,等. 超伸展陆缘盆地深部结构及油气勘探意义——以琼东南盆地为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(3): 651-661.
WU Keqiang, XIE Xinong, PEI Jianxiang, et al. Deep architecture of hyperextended marginal basin and implications for hydrocarbon exploration: A case study of Qiongdongnan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(3): 651-661.
- [2] 谢玉洪. 莺琼盆地区中央峡谷源头沉积特征及油气勘探前景[J]. 地质科技通报, 2020, 39(5): 69-78.
XIE Yuhong. Sedimentary characteristics and hydrocarbon exploration potential of the upstream of the central canyon in the Yinggehai and Qiongdongnan basins [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(5): 69-78.
- [3] 蒋恕,王浩,郭涛,等. 渤海湾盆地辽东湾坳陷盆中隆起缓坡带重力流沉积形态及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(4): 823-832.
JIANG Shu, WANG Hao, GUO Tao, et al. Geomorphology of gravity flow deposits in the gentle slope zone of intra-basinal high in the Liaodong Bay Depression, Bohai Bay Basin and its controlling factors [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(4): 823-832.
- [4] 李华,何幼斌,谈梦婷,等. 深水重力流水道-朵叶体系形成演化及储层分布——以鄂尔多斯盆地西缘奥陶系拉什仲组露头为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(4): 917-928.
LI Hua, HE Youbin, TAN Mengting, et al. Evolution of and reservoir distribution within deep-water gravity flow channel-lobe system: A case study of the Ordovician Lashenzhong Formation outcrop at western margin of Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(4): 917-928.

- [5] 胡德胜, 宫立园, 满晓, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷雁列断层变换带发育特征及其控储作用——以古近系流沙港组一段重力流沉积为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1359–1369.
- HU Desheng, GONG Liyuan, MAN Xiao, et al. Development pattern of en echelon fault transition zone in Weixi'nan Sag, Beibu Gulf Basin and its control on hydrocarbon accumulation[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1359–1369.
- [6] LIEN T, MIDTBØ R E, MARTINSEN O J. Depositional facies and reservoir quality of deep-marine sandstones in the Norwegian Sea[J]. Norwegian Journal of Geology, 2006, 86(2): 71–92.
- [7] LI Qing, JIANG Zaixing, LIU Keyu, et al. Factors controlling reservoir properties and hydrocarbon accumulation of lacustrine deep-water turbidites in the Huimin Depression, Bohai Bay Basin, East China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 57: 327–344.
- [8] KHAN A S, KELLING G, UMAR M, et al. Depositional environments and reservoir assessment of Late Cretaceous sandstones in the south central Kirthar foldbelt, Pakistan[J]. Journal of Petroleum Geology, 2002, 25(4): 373–406.
- [9] LI Zhen, WU Shenghe, XIA Dongling, et al. Diagenetic alterations and reservoir heterogeneity within the depositional facies: A case study from distributary-channel belt sandstone of Upper Triassic Yanchang Formation reservoirs (Ordos Basin, China)[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 950–971.
- [10] 孙辉, 范国章, 邵大力, 等. 深水局限制型水道复合体沉积特征及其对储层性质的影响——以东非鲁武马盆地始新统为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1440–1450.
- SUN Hui, FAN Guozhang, SHAO Dali, et al. Depositional characteristics of locally restricted channel complex in deep water and its influence on reservoir properties: A case study of the Eocene series, Rovuma Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1440–1450.
- [11] HANSEN L A S, CALLOW R H T, KANE I A, et al. Genesis and character of thin-bedded turbidites associated with submarine channels[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 67: 852–879.
- [12] 林煜, 吴胜和, 王星, 等. 尼日尔三角洲盆地深水油田A海底扇储层质量差异[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(4): 494–502.
- LIN Yu, WU Shenghe, WANG Xing, et al. Reservoir quality differences of submarine fans in deep-water oilfield A in Niger Delta Basin, West Africa[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4): 494–502.
- [13] 王敏, 张佳佳, 王瑞峰, 等. 东非鲁伍马盆地深水海底扇储集层质量差异及主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 491–501.
- WANG Min, ZHANG Jiajia, WANG Ruifeng, et al. Quality variations and controlling factors of deepwater submarine-fan reservoirs, Rovuma Basin, East Africa[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 491–501.
- [14] 陈飞, 范洪军, 范廷恩, 等. 西非尼日尔三角洲盆地A油田深水浊积水道沉积体系沉积特征[J]. 地学前缘, 2023, 30(4): 209–217.
- CHEN Fei, FAN Hongjun, FAN Ting, et al. Sedimentary architecture of the deep-water turbidite system in A oil field, Nigeria Delta, West Africa[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(4): 209–217.
- [15] ANSCHUTZ P, JORISSEN F J, CHAILLOU G, et al. Recent turbidite deposition in the eastern Atlantic: Early diagnosis and biotic recovery[J]. Journal of Marine Research, 2002, 60(6): 835–854.
- [16] SYLVESTER Z, LOWE D R. Textural trends in turbidites and slurry beds from the Oligocene flysch of the East Carpathians, Romania[J]. Sedimentology, 2004, 51(5): 945–972.
- [17] 付超, 谢玉洪, 王晖, 等. 深水峡谷复合浊积砂体内隔夹层发育类型与沉积成因——以琼东南盆地中央峡谷为例[J]. 天然气工业, 2023, 43(5): 23–33.
- FU Chao, XIE Yuhong, WANG Hui, et al. Types and sedimentary genesis of barriers and interlayers in the composite turbidite sand bodies of deep-water canyon: A case study of the Central Canyon in the Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(5): 23–33.
- [18] 谢玉洪, 李绪深, 范彩伟, 等. 琼东南盆地上中新统黄流组轴向水道源汇体系与天然气成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 521–528, 549.
- XIE Yuhong, LI Xushen, FAN Caiwei, et al. The axial channel provenance system and natural gas accumulation of the Upper Miocene Huangliu Formation in Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 521–528, 549.
- [19] 苏明, 张成, 解习农, 等. 深水峡谷体系控制因素分析——以南海北部琼东南盆地中央峡谷体系为例[J]. 中国科学(地球科学), 2014, 44(8): 1807–1820.
- SU Ming, ZHANG Cheng, XIE Xinong, et al. Controlling factors on the submarine canyon system: A case study of the Central Canyon System in the Qiongdongnan Basin, northern South China Sea[J]. Science China Earth Sciences, 2014, 44(8): 1807–1820.
- [20] 付超, 于兴河, 金丽娜, 等. 琼东南盆地莺歌海组重力流沉积演化过程[J]. 沉积学报, 2017, 35(3): 552–560.
- FU Chao, YU Xinghe, JIN Lina, et al. Sedimentary evolution of gravity flow disposition of Yinggehai Formation in Qiongdongnan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(3): 552–560.
- [21] FU Chao, LI Shenli, LI Shunli, et al. Spatial-temporal evolution of the source-to-sink system in the northwestern South China Sea from the Eocene to the Miocene[J]. Global and Planetary Change, 2022, 214: 103851.
- [22] 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.
- [23] LI Chao, CHEN Guojun, ZHOU Qianshan, et al. Multistage

- geomorphic evolution of the Central Canyon in the Qiongdongnan Basin, NW South China Sea[J]. *Marine Geophysical Research*, 2021, 42(3): 27.
- [24] GONG Chenglin, LI Dongwei, QI Kun, et al. Flow processes and sedimentation in a straight submarine channel on the Qiongdongnan margin, northwestern South China Sea[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2020, 90(10): 1372–1388.
- [25] 张功成, 曾清波, 苏龙, 等. 琼东南盆地深水区陵水17-2大气田成藏机理[J]. *石油学报*, 2016, 37(增刊1): 34–46.
- ZHANG Gongcheng, ZENG Qingbo, SU Long, et al. Accumulation mechanism of LS 17-2 deep water giant gas field in Qiongdongnan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(S1): 34–46.
- [26] FU Chao, YU Xinghe, LI Shunli, et al. Multistage unidirectionally migrating canyons and the evolution of their trajectories in the canyon zone in the Baiyun Sag, northern South China Sea: Insights into canyon genesis[J]. *Interpretation*, 2021, 9(2): SB17–SB32.
- [27] STOW D A V, JOHANSSON M. Deep-water massive sands: Nature, origin and hydrocarbon implications[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2000, 17(2): 145–174.
- [28] MITCHELL W H, WHITTAKER A C, MAYALL M, et al. Quantifying structural controls on submarine channel architecture and kinematics[J]. *GSA Bulletin*, 2022, 134(3/4): 928–940.
- [29] MULDER T, ALEXANDER J. The physical character of subaqueous sedimentary density flows and their deposits[J]. *Sedimentology*, 2001, 48(2): 269–299.
- [30] KNELLER B C, BRANNEY M J. Sustained high-density turbidity currents and the deposition of thick massive sands[J]. *Sedimentology*, 1995, 42(4): 607–616.
- [31] HOUSEKNECHT D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(6): 633–642.
- [32] 李保华, 王晓燕, 龙江平. 海南岛近岸沉积物中的有孔虫特征与分布[J]. *微体古生物学报*, 2008, 25(3): 225–234.
- LI Baohua, WANG Xiaoyan, LONG Jiangping. Foraminiferal characteristics and distribution in the sea surface sediments near Hainan Island[J]. *Acta Micropalaeontologica Sinica*, 2008, 25(3): 225–234.
- [33] 马遵青, 陈国俊, 杨海长, 等. 大型有孔虫壳体对砂岩储集空间及物性的影响——以琼东南盆地松南凹陷三亚组一段为例[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(5): 712–720.
- MA Zunqing, CHEN Guojun, YANG Haichang, et al. Effects of large-foraminiferal shells on sandstone reservoir space and physical properties: Case study of the 1st member of Sanya Formation, Songnan Sag, Qiongdongnan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(5): 712–720.
- [34] 刘巍, 胡林, 廖仪, 等. 陵水凹陷中央峡谷水道砂体构型地震响应正演模拟及有利分布区预测[J]. *中国海上油气*, 2020, 32(6): 43–53.
- LIU Wei, HU Lin, LIAO Yi, et al. Forward simulation on seismic response of channel sand body architecture in central canyon of Lingshui Sag and favorable zone prediction[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2020, 32(6): 43–53.
- [35] 周展, 杨朝强, 洪楚侨, 等. 深水少井区重力流薄泥岩隔夹层预测方法[J]. *天然气工业*, 2020, 40(12): 52–58.
- ZHOU Zhan, YANG Chaoqiang, HONG Chuqiao, et al. A prediction method of thin mudstone interlayers with gravity flow in deep water areas with fewer wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(12): 52–58.
- [36] YU Xiaohang, STOW D, SMILLIE Z, et al. Contourite porosity, grain size and reservoir characteristics[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 117: 104392.
- [37] BRACKENRIDGE R E, HERNÁNDEZ-MOLINA F J, STOW D A V, et al. A Pliocene mixed contourite-turbidite system offshore the Algarve Margin, Gulf of Cadiz: Seismic response, margin evolution and reservoir implications[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 46: 36–50.
- [38] 王光绪, 吴伟, 林畅松, 等. 新西兰Taranaki盆地第四系深水水道迁移规律与沉积模式[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(3): 13–24.
- WANG Guangxu, WU Wei, LIN Changsong, et al. Migration rules and depositional model of Quaternary deep-water channel in Taranaki Basin, New Zealand[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(3): 13–24.
- [39] 单玄龙, 热西提·亚力坤, 刘培, 等. 珠江口盆地西江主洼珠江运动的沉积响应及构造意义[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2023, 53(2): 329–342.
- SHAN Xuanlong, YALIKUN·Rexiti, LIU Pei, et al. Sedimentary Response and Tectonic Significance of Zhuqiong Movement in Xijiang Main Sag, Pearl River Mouth Basin. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*[J]. 2023, 53(2): 329–342.
- [40] 田兵, 郑有伟, 赵俊梅. 南海白云凹陷渐新统珠海组沉积相及其演化[J]. *断块油气田*, 2022, 29(6): 800–806, 836.
- TIAN Bing, ZHENG Youwei, ZHAO Junmei. Sedimentary facies and evolution of Oligocene Zhuhai Formation in Baiyun Sag, South China Sea[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(6): 800–806, 836.
- [41] 陈奎, 王雯娟, 徐万兴, 等. 琼东南盆地中央峡谷“深海一号”大气田周缘成藏条件与滚动勘探成效[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(5): 994–1006.
- CHEN Kui, WANG Wenjuan, XU Wanxing, et al. Accumulation conditions and rolling exploration results in the periphery of “Deep Sea No. 1” giant gas field in central canyon of Qiongdongnan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(5): 994–1006.
- [42] DOS ANJOS S M C, DE ROS L F, DE SOUZA R S, et al. Depositional and diagenetic controls on the reservoir quality of Lower Cretaceous Pendencia sandstones, Potiguar Rift Basin, Brazil[J]. *AAPG Bulletin*, 2000, 84(11): 1719–1742.

(编辑 张亚雄)