

琼东南盆地黄流组中央峡谷水道 储层特征及主控因素

钟佳^{1,2}, 代龙^{1,2}, 朱沛苑^{1,2}, 吴仕玖^{1,2}, 焦焱祺^{1,2}

1 中海石油(中国)有限公司湛江分公司; 2 中海石油(中国)有限公司海南分公司

摘要 琼东南盆地中央峡谷水道气田是我国海域自营勘探发现的第一个深水大气田,是南海西部油气田上产的重要支撑。为合理制定气田开发方案,基于岩心微观分析测试资料与工程测试数据,针对琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道开展储层岩石学、物性、孔隙结构特征研究,划分储层类别并探究储层特征差异性的控制因素。结果表明:① 峡谷水道储层以粉砂岩、细砂岩为主,储集空间以粒间孔为主,其次为粒间溶孔、粒内溶孔,喉道介于中—微喉。② 综合储层物性、流动性、产能(米无阻流量)、岩性及孔隙结构特征,可将峡谷水道储层划分为好、中等、差以及致密等4类。研究区峡谷水道自西向东储层品质逐渐变好:好储层分布于东部陵水X区、陵水ZX区,中等储层分布于陵水Z区,差储层分布于西部崖城A区、崖城B区,致密储层在以上区域均有少量分布。③ 峡谷水道的水动力条件是制约储层品质的基础因素,压实作用和碳酸盐胶结会缩小和堵塞孔喉,异常超压可延缓压实进程、保留粒间孔,这些因素共同决定了峡谷水道在不同区块的孔隙结构、储集物性差异明显。研究成果可为中央峡谷水道气田群下一步的油气勘探目标优选以及后续开发方案的优化提供依据。

关键词 孔隙结构; 储层; 中央峡谷水道; 黄流组; 乐东—陵水凹陷; 琼东南盆地

中图分类号: TE122.2 **文献标识码**: A

0 前言

近年来琼东南盆地中央峡谷水道的油气勘探取得了重大突破,2014年在中央峡谷水道的陵水凹陷段发现了陵水X大型气田^[1],随后又在邻近的乐东—陵水凹陷结合部发现了陵水Z中型气田。目前琼东南盆地天然气探明储量的约70%来自于中央峡谷水道,中央峡谷水道气田群已经逐步接替崖城13-1气田,成为琼东南盆地天然气主产区。

得益于高分辨率地震数据的获取,琼东南盆地中央峡谷水道在2009年左右被识别、发现^[2]。中央峡谷水道发育于中新统黄流组—上新统莺歌海组,西起莺歌海盆地,横穿琼东南盆地,向东进入南海西北次海盆,全长超过400 km,宽度可达10 km以上。前人主要基于地震资料开展了峡谷、水道内部形态、时空展布的精细雕刻和成因机制探讨,以及油气地质条件判别^[2-10]。中央峡谷水道存在多期活

动,具有相对复杂的物源体系:晚中新世存在越南东部陆架以及海南岛西部双重物源,上新世则转变为海南岛西南部物源。中央峡谷水道油气地质条件优越:崖城组煤系烃源岩有机质丰度高、成熟度高、生气能力强,古隆起或古潜山相关构造脊线有利于油气侧向运移,莺歌海组和乐东组巨厚的海相泥岩封盖能力强^[4-6,9-10]。然而,早期针对潜在目标的钻探效果并不理想,主要瓶颈之一就是中央峡谷水道的储层特征及控制因素不明确^[6]。

近年来琼东南盆地大量的深水油气钻井系统获取了中央峡谷水道岩心^[11-12],为充分揭示中央峡谷水道的储层特征提供了新的机遇。本文基于岩心微观分析测试(铸体薄片、常规压汞、扫描电镜)资料与工程测试(随钻测井测试(DST)、模块化地层测试(MDT))数据,针对乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道开展储层岩石学、物性、孔隙结构特征研究,划分储层类别,探究储层特征差异性的控制

收稿日期:2021-07-22; 改回日期:2022-02-22; 网络出版日期:2023-02-10

本文受“十三五”国家科技重大专项课题“琼东南盆地深水区大中型气田形成条件及勘探关键技术”(编号:2016ZX05026-002)、中海石油(中国)有限公司科技重大专项“南海西部深水气藏勘探开发技术及勘探新领域研究”(编号:CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 03 ZJ)联合资助

第一作者: 钟佳, 硕士, 工程师, 主要从事沉积储层研究。通信地址: 524057 广东省湛江市坡头区南油二区附楼5楼; E-mail: zhongjia2@cnooc.com.cn

因素,以期为中心峡谷水道气田群下一步的油气勘探目标优选以及后续开发方案优化提供依据。

1 地质背景

琼东南盆地位于南海西北缘,为新生代裂陷盆地。盆地构造演化主要经历了3个阶段:古近纪裂陷期,新近纪早期裂陷、后期热沉降,以及新近纪晚期以来的加速沉降。受新近纪晚期全球海平面大规模下降的影响,中央峡谷水道(简称峡谷水道)发育雏形;中新世黄流组沉积时期,在越南东部陆架物源和海南岛西部物源联合供给下,峡谷

水道从莺歌海盆地起源,向东沿中央坳陷带贯穿琼东南盆地,并继续向东延伸进入南海西北次海盆^[2-3,7-8](图1a)。琼东南盆地内峡谷水道按走向大致可以分为3段:西段呈NW—SE向,中段呈NE—SW向,东段呈近EW向、局部NE—SW向。本文主要研究乐东—陵水凹陷内的峡谷水道(图1b)。在勘探开发过程中,将峡谷水道分为多个开发区块,本文研究的砂岩岩心样品主要来源于崖城A区A-1井,崖城B区B-2井、B-1井,陵水Z区Z-1井,陵水ZX区ZX-1井,陵水X区X-7、X-8、Y-1、X-4、X-1、X-3、X-2等井(图1b)。

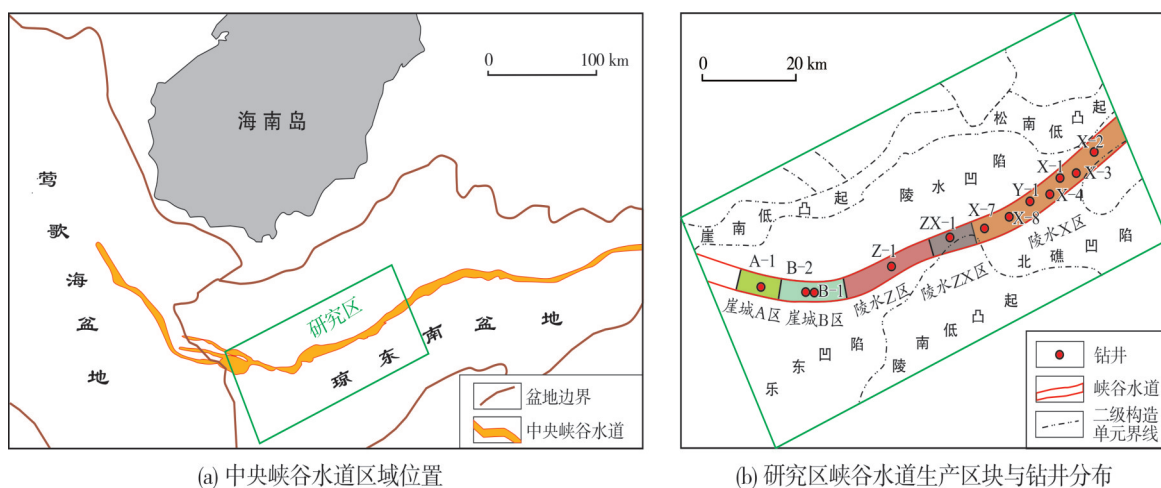


图1 琼东南盆地乐东—陵水凹陷中央峡谷水道开发区块分布图

Fig. 1 Distribution of the Central Canyon-Channel development blocks in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

2 储层岩石学及物性特征

峡谷水道岩性以粉砂岩、细砂岩为主,含少量中砂岩和含砾砂岩。崖城B区与陵水Z区总体以细砂岩、中砂岩为主,发育少量含砾砂岩,崖城A区和陵水X区具有更粗的碎屑颗粒粒度。峡谷水道岩石类型以岩屑石英砂岩和长石岩屑砂岩为主(图2)。石英颗粒以单晶石英居多,长石颗粒主要为钾长石,岩屑多为变质岩岩屑;相对而言,崖城B区具有更高的岩屑含量(图2)。碎屑颗粒总体分选中等—好,部分表现为差—中等,可能与局部水动力减弱有关^[11];碎屑颗粒多呈次棱—次圆状,颗粒间以点—线接触为主。填隙物主要为泥质杂基、有孔虫、铁方解石和海绿石。胶结物类型主要有硅质胶结和碳酸盐胶结两类,其中,硅质胶结主要为石英加大,碳酸盐胶结主要为较强的铁方解石胶结和较弱的白云石胶结。

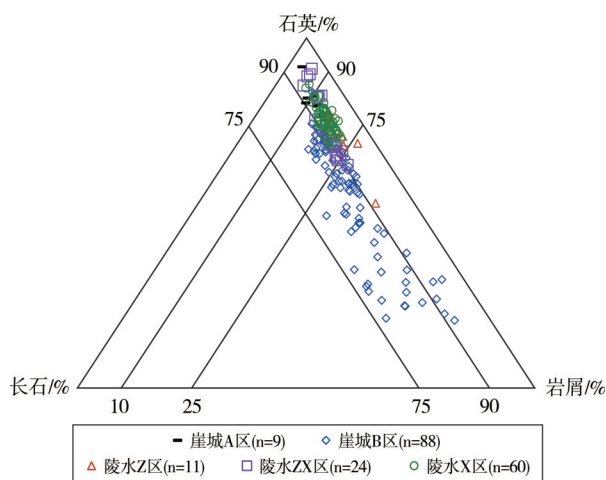


图2 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道砂岩类型三端元图

Fig. 2 Triangular diagram of sandstone type of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

峡谷水道储层物性整体较好：岩心孔隙度、渗透率分别为5%~30%、 $(1\sim1\,000)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，属于中—高孔、中—高渗储层。不同开发区块间物性存在显著差异(表1,图3)。这种储层物性的平面差异与垂向

分带相耦合：随着埋深变浅，压实减弱，物性呈变好趋势——3 500 m以浅为高—特高孔、高—特高渗，3 500~4 000 m区间为中—高孔、中—高渗，4 000 m以深为中—低孔、中—低渗。

表1 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道储层参数对比表

Table 1 Reservoir parameters of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

| 开发区块 | 井名 | 深度/m | 岩性 | 样品数量 | 孔隙度/% | 渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 储集性评价 |
|-------|-------|------------------|-----------------|------|-----------------|-----------------------------|-----------------|
| 崖城A区 | A-1井 | 4 261~4 393 | 粉—细砂岩 | 9 | (4.6~22.1)/17.1 | (0.05~8.95)/2.8 | 低—中孔、 低—中渗 |
| 崖城B区 | B-1井 | 4 654.3~4 835.1 | 细砂岩为主、少量粗砂岩或砂砾岩 | 88 | (1.5~19.1)/11.9 | (0.012~26.5)/2.6 | |
| 陵水Z区 | Z-1井 | 3 569~3 938 | 细砂岩 | 11 | (5.8~24.8)/18.6 | (0.1~136.0)/40.2 | 中孔、中渗 |
| 陵水ZX区 | ZX-1井 | 3 466.8~3 530 | 粉—细砂岩 | 24 | (8.0~28.9)/24.9 | (0.05~350.0)/145.2 | 特高—高孔、 特高—高渗 |
| 陵水X区 | X-1井 | 3 303.98~3 478.5 | 粉—细砂岩 | 60 | (8.1~35.9)/30.2 | (0.1~2 195.7)/520.4 | |

注：孔隙度、渗透率数据为(最小值~最大值)/平均值。

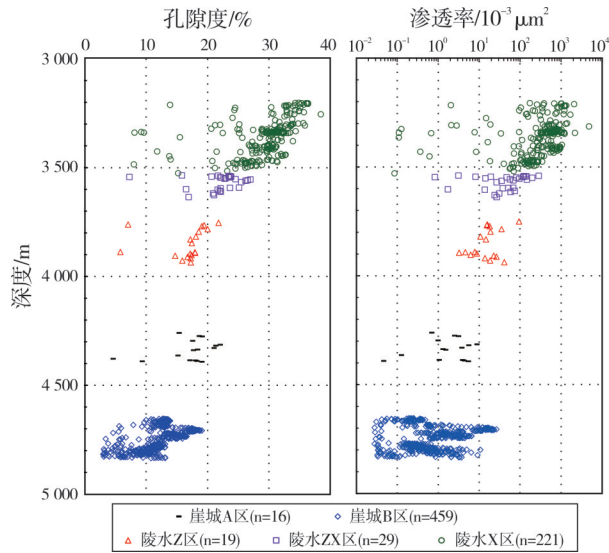


图3 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道储层物性与埋深关系

Fig. 3 Relationship between reservoir physical property and burial depth of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

3 孔隙结构特征

3.1 孔隙类型

岩心薄片与扫描电镜观察显示，峡谷水道砂岩孔隙类型丰富，主要有原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、生物体腔孔等。崖城A区、崖城B区、陵水Z区、陵水ZX区以及陵水X区等5个开发区块的砂岩铸体薄片面孔率统计分析显示(图4)：原生粒间孔平均值为6.37%，粒间溶孔平均值为2.01%，

粒内溶孔平均值为1.91%，铸模孔平均值为0.25%，生物体腔孔平均值为1.07%。原生粒间孔未被溶蚀或胶结作用显著破坏，孔隙边缘较为清晰，孔隙多呈三角形、近圆形、多边形等(图5a)。随着埋深加大与受压实作用影响，原生粒间孔总体逐渐减小。粒间溶孔主要出现在石英颗粒之间、石英或长石颗粒与胶结物之间，其形状不规则、大小不一、分布不均，并且在颗粒边缘可见港湾状的溶蚀边(图5b, 5c)。粒内溶孔主要是长石、石英颗粒内部发生不规则溶解形成的无规则边缘形态的溶孔(图5d)，但在长石颗粒中常常出现沿解理缝溶蚀的现象(图5e)。铸模孔多为长石颗粒铸模孔(图5f)、石英颗粒铸模孔(图5g)。生物体腔孔骨架多为碳酸盐胶结物，具有明显的轮廓(图5h)。

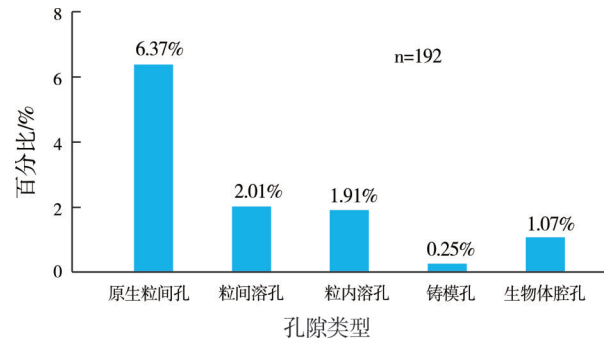


图4 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道砂岩不同孔隙类型面孔率直方图

Fig. 4 Histogram of surface porosity of sandstone with different pore types of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

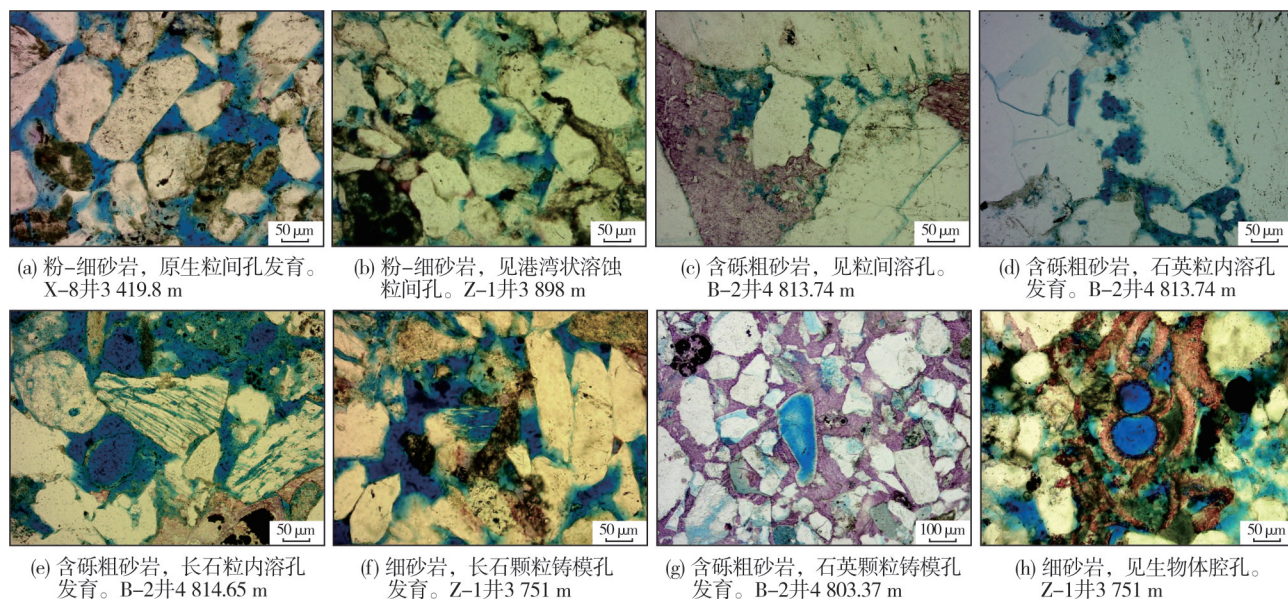


图5 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道储层孔隙类型显微照片(铸体薄片,单偏光)

Fig. 5 Microphotos showing reservoir pore types of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin (cast thin section, single polarized light)

3.2 孔喉结构

峡谷水道砂岩压汞曲线具有较好的平坦段(图6a),反映颗粒分选较好,孔喉大小较均一,歪度偏细;排驱压力小于1 MPa(平均为0.18 MPa),毛管压力中值较低(介于0.08~3 MPa,平均为2.0 MPa)。选取有代表性的样品统计孔喉半径分布(图6b):孔

喉半径较小,多数小于5 μm ,平均为4.3 μm 。总体上,峡谷水道砂岩孔渗、连通性较好。

统计发现峡谷水道砂岩渗流能力与喉道半径分布具有较好的对应关系:渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层以5~20 μm 的中—较细喉占主导,仅有少量细喉与微喉;渗透率介于 $(5 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层则以1~5 μm 的细喉为主,仅有部分微喉;而渗透率低于

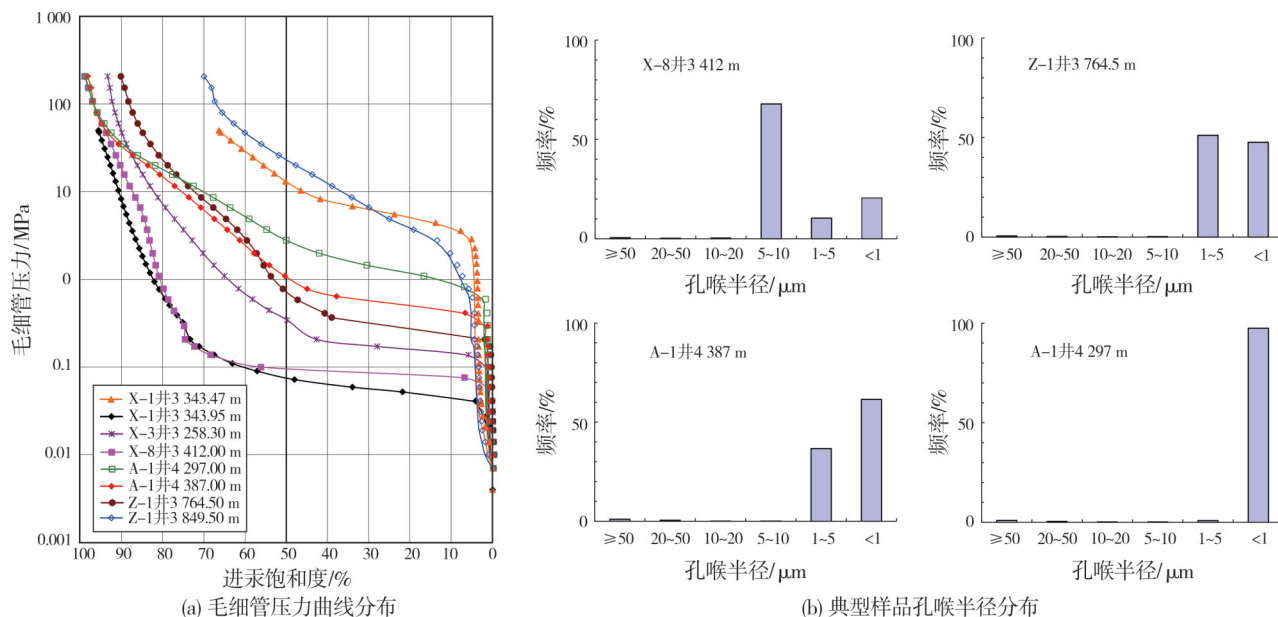


图6 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道压汞曲线与孔喉分布

Fig. 6 Mercury injection curves and pore throat distribution of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

$5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层基本以小于 $1 \mu\text{m}$ 的微喉为主,仅有极少量的其他类型喉道。

3.3 储层分类

综合储层物性、流动性(流度)、产能(米无阻流量)、岩性及孔隙结构特征,可将峡谷水道砂岩储层划分为4大类(表2),分别为Ⅰ类好储层(包括Ⅰ_a、Ⅰ_b、Ⅰ_c)、Ⅱ类中等储层(包括Ⅱ_a、Ⅱ_b)、Ⅲ类差储层、Ⅳ类致密储层。

Ⅰ类好储层 物性最好,渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要以高孔、高渗储层为主。孔喉分选好,喉道半径大,多属于中—较细喉,排驱压力值低。粒度相对较粗,以中—细砂岩、粉细砂岩为主。测压流度在 50 mD/cP 以上,米无阻流量在 $25 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 以上。Ⅰ类储层可进一步细分为3小类:Ⅰ_a类,主要为陵水X区的细—中砂岩,渗透率、流度、米无阻流量分别达到 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $1\,000 \text{ mD/cP}$ 、 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 以上,属偏中喉、特高孔型储层;Ⅰ_b类,主要为陵水X区的细砂岩,渗透率、流度、米无阻流量分别达到 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 400 mD/cP 、 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 以上,属中—较细喉、特高孔型储层;Ⅰ_c类,主要为陵水X区、陵水ZX区的粉—细砂岩,对应储层参数要低于Ⅰ_a、Ⅰ_b类,但仍具特高

孔、高渗、高产特点。

Ⅱ类中等储层 物性较好,渗透率为 $(5 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要以中孔、中渗储层为主。孔喉分选较好,喉道半径多属细喉,排驱压力值较低。砂岩粒度从极细到中砂不等。流度在 $2 \sim 50 \text{ mD/cP}$ 之间,米无阻流量在 $(10 \sim 25) \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 之间。Ⅱ类储层可进一步划分为2小类:Ⅱ_a类,以陵水Z区、陵水ZX区的细砂岩为代表,渗透率、流度、米无阻流量分别达到 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 20 mD/cP 、 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 以上,属较细喉、中孔型储层;Ⅱ_b类,主要为陵水Z区极细—细—中砂岩,对应储层参数低于Ⅱ_a类,具有以细喉、中孔、中渗为主的特点。

Ⅲ类差储层 物性较差,渗透率为 $(1 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要以中孔、低渗储层为主。孔喉分选差,喉道半径多属细喉,排驱压力值较高。以粉—细砂岩为主。流度在 $0.4 \sim 2 \text{ mD/cP}$ 之间,米无阻流量在 $(2 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 之间。以崖城A区岩心为代表。

Ⅳ类致密储层 渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要为低孔—特低孔、特低渗储层。孔隙喉道分选极差,喉道基本为细—微喉,排驱压力值高。非均质性比较强,主要包括高泥质或高钙质砂岩。流度小于 0.4 mD/cP ,米无阻流量小于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。致

表2 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道储层分类表

Table 2 Reservoir classification of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

| 储层类型 | | 孔喉结构 | | | | | | | | 岩性 | 典型分布区 | 综合评价 |
|------|----------------|-------|---------------------------------|---|--|--------------|---------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|----------|
| 大类 | 小类 | 孔隙度/% | 渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | 流度/ $(\text{mD} \cdot \text{cP}^{-1})$ | 米无阻流量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{m}^{-1})$ | 排驱压力/ MPa | 最大孔喉 半径/ μm | 孔喉 结构类型 | 压汞 曲线特征 | | | |
| | Ⅰ _a | ≥33 | ≥1 000 | ≥1 000 | ≥100 | <0.06 | ≥12.6 | 中—大孔, 中喉 | 平台段长, 坡度缓 | 细—中砂岩 | 陵水X区 | |
| Ⅰ | Ⅰ _b | 33~28 | 500~1 000 | 400~1 000 | 50~100 | 0.06~0.08 | 10.1~12.6 | 中—大孔, 中—较细喉 | 平台长, 坡度缓 | 细砂岩 | 陵水X区 | 好储层 |
| | Ⅰ _c | 28~25 | 100~500 | 50~400 | 25~50 | 0.08~0.11 | 7.2~10.1 | 中—大孔, 较细喉 | 平台较长, 坡度较缓 | 粉—细砂岩 | 陵水X区 陵水ZX区 | |
| Ⅱ | Ⅱ _a | 25~23 | 50~100 | 20~50 | 20~25 | 0.11~0.14 | 5.3~7.2 | 中孔,较细喉 | 平台较短, 坡度较缓 | 细砂岩 | 陵水Z区 陵水ZX区 | 中等 储层 |
| | Ⅱ _b | 23~18 | 5~50 | 2~20 | 10~20 | 0.14~0.37 | 2.5~5.3 | 中孔,细喉 | | 细—中砂岩 极细砂岩 | 陵水Z区 | |
| Ⅲ | | 18~15 | 1~5 | 0.4~2 | 2~10 | 0.37~0.62 | 1.1~2.5 | 中孔,细喉 | 平台段较长, 坡度较陡 | 粉—细砂岩 | 崖城A区 | 差储层 |
| Ⅳ | | <15 | <1 | <0.4 | <2 | ≥0.62 | <1.1 | 微—小孔, 微喉 | 平台较长, 坡度平缓 | 高泥质或高 钙质砂岩 | 陵水X区 陵水Z区 | 致密 储层 |

注:米无阻流量指单井日产气量与气层厚度之比。

密储层在峡谷水道岩心样品中比重不高,但分布范围较广,在各区钻井中均有出现。

4 储层品质差异的成因

4.1 沉积水动力

乐东—陵水凹陷内黄流组中央峡谷水道存在多期重力流沉积^[11-14]。不同期次沉积过程的水动力背景差异,可造成不同生产区块峡谷水道砂岩的粒度与分选性差异,从而导致其储层物性不同^[11]。峡谷水道在崖城A区、崖城B区的岩性差异较大:崖城A区岩心以细砂岩为主,而崖城B区岩心多为细砂岩,部分为中砂岩、含砾砂岩。峡谷水道在崖城B区的走向由NW向逐步转变为NWW—SEE(图1b)。峡谷水道弯曲后,对堤岸的侧向侵蚀有所加强,从

而导致砂岩分选以差或差—中等占主导(图7a, B-1井),结构成熟度低,储层物性相对较差(图7b, B-1井);而峡谷水道在崖城A区总体在NW—SE走向保持顺直,受轴向牵引流改造,储层分选性及物性要明显优于崖城B区块^[11-12, 14](图7, A-1井)。峡谷水道在陵水Z区、陵水ZX区、陵水X区总体在NE—SW走向保持顺直,受轴向牵引流改造的影响,粒度明显变细,由细砂岩逐渐变为粉砂岩,储层物性相应呈现一定差异。总体上,分选好的储层其物性明显更优^[12, 14](图7)。虽然峡谷水道砂岩储层品质由西往东呈明显变好的趋势,但无论西段还是中段内部仍然存在较为明显的差别:峡谷水道走向顺直、轴向物源供给充足、水动力强的部位,储层物性更优。

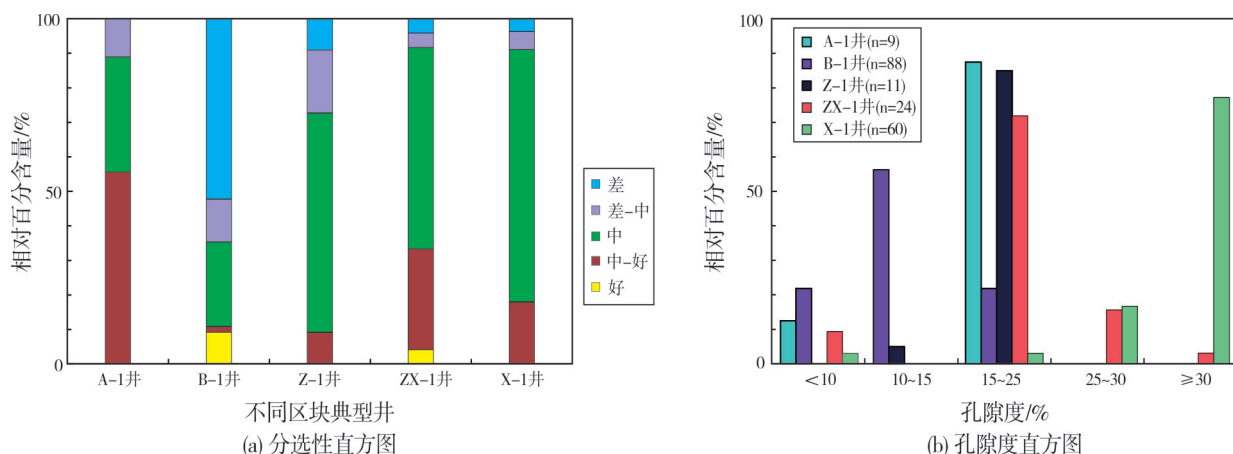


图7 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道储层分选性及孔隙度直方图

Fig. 7 Sortability and porosity histograms of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

4.2 成岩作用

压实作用与胶结作用是控制峡谷水道储层物性的重要成岩作用^[14-18]。峡谷水道储层孔隙类型以原生粒间孔为主,强烈的压实作用是导致原生孔隙大量减少的主要原因。而胶结作用特别是碳酸盐胶结物在孔隙流体介质中析出后充填于孔隙之中,会降低孔隙之间的连通性,导致储集性能变差。峡谷水道储层物性受埋深影响在纵向上具有明显分带性(图3):陵水Z区、陵水ZX区、陵水X区黄流组埋深均在4 000 m以浅,压实中等,储层物性为中—高孔、中—高渗;崖城A区、崖城B区埋深均在4 100 m以深,压实较强—强,储层表现为中—低孔、中—低渗。峡谷水道储层由西往东实际埋深变

浅,压实减弱,物性呈变好趋势。峡谷水道储层碳酸盐胶结物以铁方解石为主,含少量铁白云石和菱铁矿^[11-12]。铁方解石存在充填生物体腔和嵌晶充填颗粒间隙两种类型。值得注意的是,较大埋深下的较高地层温度也促进了化学压实作用。峡谷水道储层碳酸盐胶结物含量自西往东呈减小趋势,崖城A区、崖城B区岩心受碳酸盐胶结的影响要强于陵水Z区、陵水ZX区、陵水X区^[11, 16]。因此,埋藏浅—适中、弱胶结的峡谷水道砂岩,其储集空间和孔隙结构类型更为优越。

4.3 异常超压

超压抑制孔隙压实是影响中央峡谷储层物性的另一重要因素^[15-16]。在埋深过程中,受厚层泥岩

的压实不均衡及烃源岩生烃作用等因素影响,地层孔隙流体压力会超过静水压力,从而产生异常高压。异常高压支撑了部分埋藏负载,可以抑制上覆地层和周围的压力对岩石的压实作用,使原生粒间孔得以保存下来。自崖城A区、崖城B区向陵水Z区、陵水ZX区、陵水X区,峡谷水道的地层压力系数由强超压向中—弱超压或常压逐渐过渡。从测井孔隙度和声波时差对应关系(图8)来看,峡谷水道

在崖城A区(A-1井)埋深4 400~4 500 m处出现明显高孔隙、声波时差增大段,在崖城B区(B-2井)埋深4 400~4 600 m处出现相对高孔隙度带,说明峡谷水道西段崖城A区、崖城B区强超压在一定程度上保护了孔隙。陵水Z区(Z-1井)的峡谷水道总体处于超压—常压过渡带,受深部高压传递影响,峡谷水道砂岩的压力系数为1.8,其孔隙度在最深部位仍能保持平均18%,说明该区同样存在超压保孔。

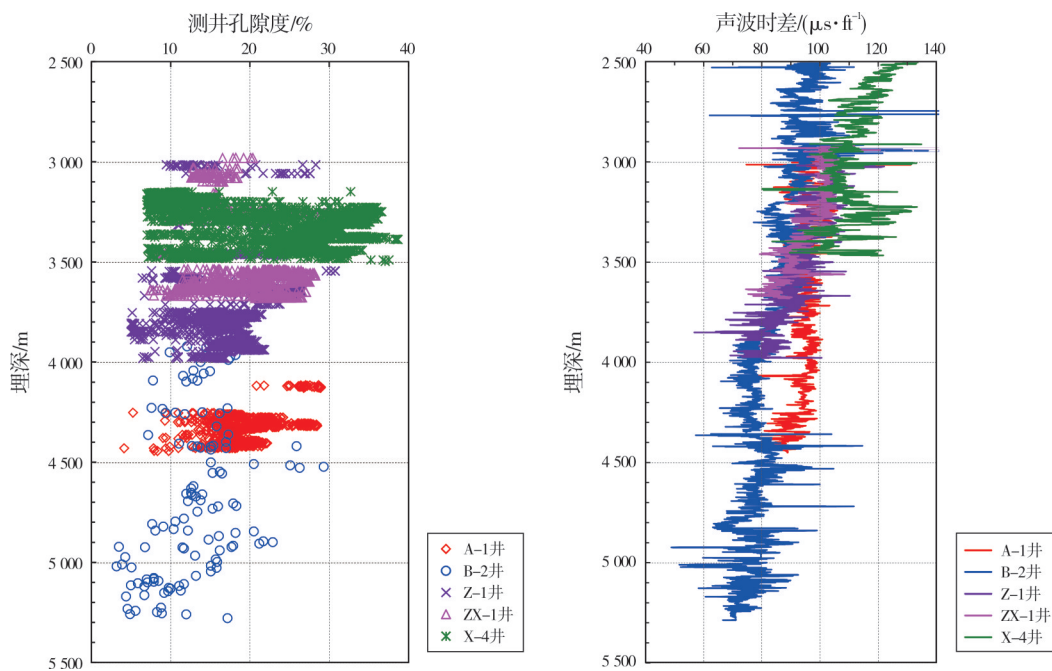


图8 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道储层测井孔隙度、声波时差与埋深关系图

Fig. 8 Relationship between logging porosity, interval transit time and burial depth of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Ledong Sag-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

5 结 论

(1) 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组中央峡谷水道岩性以粉砂岩、细砂岩为主,含少量中砂岩和含砾砂岩;岩石类型主要为岩屑石英砂岩和长石岩屑砂岩;储层物性整体较好,并由西向东呈变好趋势;储集空间以原生粒间孔为主,其次为粒间溶孔和粒内溶孔,含少量铸模孔和生物体腔孔。

(2) 峡谷水道储层喉道以中喉—较细喉—细喉—微喉不等,不同区块的孔喉类型差异明显。综合物性、流动性、产能(米无阻流量)、岩性及孔隙结构特征,可将峡谷水道储层划分为4大类:Ⅰ类好储层分布于陵水X区、陵水ZX区,Ⅱ类中等储层分布于陵水Z区,Ⅲ类差储层分布于崖城A区、崖城B

区,Ⅳ类致密储层(受局部高泥质或钙质影响)在以上区块均有少量分布。

(3) 不同区块的沉积水动力条件不同,这是造成峡谷水道砂岩孔隙结构差异的基础。峡谷水道走向顺直、轴向水动力强的部位孔隙更为发育、储层品质更好。压实作用和碳酸盐胶结是峡谷水道储层孔隙结构变差的重要原因。异常超压延缓了峡谷水道储层的压实进程,保留了大量粒间孔,对于孔隙品质起到了一定的建设性作用。

参 考 文 献

- [1] 谢玉洪. 南海北部自营深水天然气勘探重大突破及其启示[J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 1-8.
XIE Yuhong. A major breakthrough in deepwater natural gas ex-

- ploration in a self-run oil/gas field in the northern South China Sea and its enlightenment[J]. Natural gas industry, 2014, 34(10): 1-8.
- [2] 袁圣强. 南海北部陆坡区深水水道沉积体系研究[D]. 青岛: 中国科学院研究生院(海洋研究所), 2009.
- YUAN Shengqiang. Sedimentary system of deepwater channel, the slope area of northern South China Sea [D]. Qingdao: Chinese Academy of Sciences (Institute of Oceanology), 2009.
- [3] 苏明, 姜涛, 张翠梅, 等. 琼东南盆地中央峡谷体系东段形态充填特征及其地质意义[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2014, 44(6): 1805-1815.
- SU Ming, JIANG Tao, ZHANG Cuimei, et al. Characteristics of morphology and infillings and the geological significances of the central canyon system in eastern Qiongdongnan Basin [J]. Journal of Jilin University (earth science edition), 2014, 44(6): 1805-1815.
- [4] 许怀智, 张迎朝, 林春明, 等. 琼东南盆地中央峡谷天然气成藏特征及其主控因素[J]. 地质学报, 2014, 88(9): 1741-1752.
- XU Huaizhi, ZHANG Yingzhao, LIN Chunming, et al. Characteristics and key controlling factors of natural gas accumulation in the central submarine canyon, Qiongdongnan Basin [J]. Acta geologica sinica, 2014, 88(9): 1741-1752.
- [5] 张迎朝, 徐新德, 甘军, 等. 琼东南盆地深水大气田地质特征、成藏模式及勘探方向研究[J]. 地质学报, 2017, 91(7): 1620-1633.
- ZHANG Yingzhao, XU Xinde, GAN Jun, et al. Study on the geological characteristics, accumulation model and exploration direction of the giant deepwater gas field in the Qiongdongnan Basin [J]. Acta geologica sinica, 2017, 91(7): 1620-1633.
- [6] 施和生, 杨计海, 张迎朝, 等. 琼东南盆地地质认识创新与深水领域天然气勘探重大突破[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(6): 691-698.
- SHI Hesheng, YANG Jihai, ZHANG Yingzhao, et al. Geological understanding innovation and major breakthrough to natural gas exploration in deep water in Qiongdongnan Basin [J]. China petroleum exploration, 2019, 24(6): 691-698.
- [7] HE Yunlong, XIE Xinong, KNELLER B C, et al. Architecture and controlling factors of canyon fills on the shelf margin in the Qiongdongnan Basin, northern South China Sea [J]. Marine and petroleum geology, 2013, 41: 264-276.
- [8] 刘睿, 周江羽, 张莉, 等. 南海西北次海盆物源供给模式及油气勘探前景[J]. 地质学报, 2012, 86(11): 1826-1832.
- LIU Rui, ZHOU Jiangyu, ZHANG Li, et al. Provenance supply model and exploration prospect of the northwestern sub-basin, South China Sea [J]. Acta geologica sinica, 2012, 86(11): 1826-1832.
- [9] 王振峰, 孙志鹏, 张迎朝, 等. 南海北部琼东南盆地深水中央峡谷大气田分布与成藏规律[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(4): 54-64.
- WANG Zhenfeng, SUN Zhipeng, ZHANG Yingzhao, et al. Distribution and hydrocarbon accumulation mechanism of the giant deepwater Central Canyon gas field in Qiongdongnan Basin, northern South China Sea [J]. China petroleum exploration, 2016, 21(4): 54-64.
- [10] 龚再升, 李思田, 谢泰俊, 等. 南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚焦[M]. 北京: 科学出版社, 1997.
- GONG Zaisheng, LI Sitian, XIE Taijun, et al. Dynamic research of oil and gas accumulation in northern margin basins of South China Sea [M]. Beijing: Science Press, 1997.
- [11] 尤丽, 王振峰, 钟佳, 等. 乐东—陵水凹陷黄流组峡谷水道储层特征及影响因素[J]. 天然气工业, 2015, 35(10): 31-38.
- YOU Li, WANG Zhenfeng, ZHONG Jia, et al. Reservoir characteristics and influential factors of the Huangliu Formation canyon channel in the Ledong-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin [J]. Natural gas industry, 2015, 35(10): 31-38.
- [12] 钟佳, 杨希冰, 朱沛苑, 等. 琼东南盆地宝岛—长昌凹陷陵水组储层差异演化特征[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2665-2676.
- ZHONG Jia, YANG Xibing, ZHU Peiyuan, et al. Porosity evolution differences of the Lingshui Formation reservoir between Baodao and Changchang Sag, Qiongdongnan Basin [J]. Earth science, 2019, 44(8): 2665-2676.
- [13] 何士斌, 张功成, 米立军, 等. 南海北部大陆边缘盆地深水区储层类型及沉积演化[J]. 石油学报, 2007, 28(5): 51-56.
- HE Shibin, ZHANG Gongcheng, MI Lijun, et al. Reservoir type and sedimentary evolution in the continental margin deepwater area of the northern South China Sea [J]. Acta petrolei sinica, 2007, 28(5): 51-56.
- [14] 钟佳, 尤丽, 张迎朝, 等. 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组峡谷水道储层成岩作用与孔隙演化[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(5): 708-718.
- ZHONG Jia, YOU Li, ZHANG Yingzhao, et al. Diagenesis and porosity evolution of the Huangliu Formation canyon-channel reservoir in Ledong-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin [J]. Natural gas geoscience, 2018, 29(5): 708-718.
- [15] 谢玉洪, 李绪深, 童传新. 莺琼盆地高温超压天然气成藏理论与勘探实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
- XIE Yuhong, Li xushen, Tong Chuanxin. Accumulation theory and exploration practice of high temperature and overpressure natural gas in Ying Qiong Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [16] 尤丽, 招湛杰, 代龙, 等. 莺-琼盆地中新统高温超压储层特征及形成机制[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2654-2664.
- YOU Li, ZHAO Zhanjie, DAI Long, et al. Reservoirs characteristics and formation mechanism of high temperature and overpressure reservoirs from Miocene in Ying-Qiong Basin [J]. Earth science, 2019, 44(8): 2654-2664.
- [17] 袁玉松, 胡文瑄, 陈书平, 等. 超深层油气保存主控因素及评价思路[J]. 海相油气地质, 2019, 24(4): 47-56.

- YUAN Yusong, HU Wenxuan, CHEN Shuping, et al. The main controlling factors and evaluation ideas of ultra-deep oil and gas preservation [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2019, 24(4): 47–56.
- [18] 魏丽, 马尚伟, 王震亮, 等. 碳酸盐岩储层微观孔隙结构静态表征与动态评价: 以鄂尔多斯盆地西北部马五段为例[J]. *海相油气地质*, 2021, 26(2): 131–140.
- WEI Li, MA Shangwei, WANG Zhenliang, et al. Static characterization and dynamic evaluation of micro pore structure of carbonate reservoir: a case study of Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2021, 26(2): 131–140.

编辑:董庸

Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Central Canyon–Channel of Huangliu Formation in Qiongdongnan Basin

ZHONG Jia, DAI Long, ZHU Peiyuan, WU Shijiu, JIAO Yaoqi

Abstract: The Central Canyon–Channel Gasfield in Qiongdongnan Basin is the first deep–water large–scale gas field discovered by self operated exploration in China sea area, which is an important support for the production of oil and gas fields in the western South China Sea. Influenced by the large–scale decline of global sea level, the basin had sufficient sediment sources during the deposition of the upper Miocene Huangliu Formation, and incised turbidity channels called the Central Canyon–Channel (CCC) developed through the whole basin. In order to reasonably formulate the gas field development plan, based on the core analysis data and engineering test data, the petrology, physical property, and pore structure of the CCC sandstone of Huangliu Formation in Ledong Sag–Lingshui Sag were revealed, and the reservoir types were classified and the control factors for the difference of reservoir characteristics were explored. The results show that: (1) The lithology of the CCC is dominated by siltstone and fine sandstone. The pore space is dominated by intergranular pores, followed by intergranular and intragranular dissolution pores. The pore throat size varies from medium to micro, being different among different development blocks. (2) Based on the physical property, fluidity, petrology, productivity, lithology and pore structure, the CCC reservoir can be divided into four types: good, medium, poor and tight. The quality of the CCC reservoir gradually improves from west to east: the good reservoir is distributed in the Lingshui X, ZX blocks, the medium reservoir is distributed in the Lingshui Z block, the poor reservoir is distributed in the Yacheng A, B blocks, and tight reservoir is distributed commonly in a small amount in all blocks. (3) Hydrodynamic conditions primarily control the CCC reservoir quality. Compaction and carbonate cementation reduce pore throat. Abnormal overpressure inhibit the compaction process and retain intergranular pores. These factors together determine the distinct variation in the pore structures among different development blocks. This research will provide a new visual angle that is beneficial for the optimization of exploration targets and development plans of the CCC Gasfield.

Key words: pore structure; reservoir; Central Canyon–Channel; Huangliu Formation; Ledong Sag–Lingshui Sag; Qiongdongnan Basin

ZHONG Jia, First author: MSc, Engineer, mainly engaged in sedimentology and reservoir geology. Add: Zhanjiang Branch of CNOOC China Ltd, Zhanjiang, Guangdong 524057, China