

中-深层优质碎屑岩储层差异发育特征及其主控因素

——以琼东南盆地环崖南地区古近系崖城组—新近系三亚组为例

张学成¹,蔡全升^{1,2},王伟³,胡潜伟⁴,任丽娟⁴,苏奥¹,胡明毅^{1,2},胡忠贵¹,邓庆杰¹

[1. 长江大学 地球科学学院,湖北 武汉 430100;2. 南方复杂页岩油气地质与开发湖北省重点实验室,湖北 武汉 430100;3. 中海石油(中国)有限公司 上海分公司,上海 200335;4. 中海石油(中国)有限公司 海南分公司,海南 海口 570312]

摘要:为明确琼东南盆地环崖南地区古近系和新近系中-深层碎屑岩储层差异发育特征及其成因机制,利用大量分析测试资料对崖城凸起、崖城13-1低凸起与崖南低凸起的中-深层碎屑岩储层特征、成储环境以及储层发育主控因素进行了综合研究。结果表明:崖城凸起碎屑岩储层主要为新近系三亚组三角洲砂岩,岩性粒度细,埋深在2 800~3 100 m,常温、常压环境,颗粒以点-线接触为主,原生孔隙发育,储层平均孔隙度为17.1%,平均渗透率为 $494.317 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;崖城13-1低凸起主要为古近系崖城组与陵水组三角洲砂岩储层,中-粗砂岩为主,埋深在3 800~4 100 m,高温常压环境,颗粒多以线-凹凸状接触,溶蚀孔常见,陵水组平均孔隙度为13.5%,平均渗透率为 $285.661 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,崖城组平均孔隙度为9.2%,平均渗透率为 $49.158 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;崖南低凸起主要为古近系崖城组扇三角洲储层,岩性粒度粗,埋深在4 350~4 800 m,常温、高压环境,颗粒以点-线接触为主,溶蚀孔发育,见铁质胶结,平均孔隙度为15.8%,平均渗透率为 $107.435 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。环崖南地区中-深层碎屑岩储层沉积-成岩环境不同,是导致不同构造带储层物性差异发育的主要原因。浅埋藏背景下的弱压实作用是崖城凸起优质储层发育的主控因素,早溶蚀作用以及强压实作用是制约崖城13-1低凸起优质储层发育的破坏性因素,而晚期快速埋藏所形成的超压环境则是崖南低凸起深层优质储层发育的关键。

关键词:主控因素;成岩环境;超压;碎屑岩;中-深层储层;琼东南盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Differential development characteristics and main controlling factors of high-quality clastic reservoirs in the middle-deep strata: A case study on the Paleogene Yacheng Formation and Neogene Sanya Formation around Ya'nan area, Qiongdongnan Basin

ZHANG Xuecheng¹, CAI Quansheng^{1,2}, WANG Wei³, HU Qianwei⁴, REN Lijuan⁴, SU Ao¹, HU Mingyi^{1,2}, HU Zhonggui¹, DENG Qingjie¹

[1. School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. Hubei Key Laboratory of Complex Shale Oil and Gas Geology and Development in Southern China, Wuhan, Hubei 430100, China; 3. Shanghai Branch of CNOOC, Shanghai 200335, China; 4. Hainan Branch of CNOOC, Haikou, Hainan 570312, China]

Abstract: The study aims to clarify the reservoir development characteristics and genetic mechanisms of different zones. A batch of analytical data is applied to comprehensively investigate the medium-to-deep clastic reservoirs in the Yacheng uplift, Yacheng 13-1 low uplift, and Ya'nan low uplift, focusing on the reservoir characteristics and diagenetic environment, as well as the main factors controlling the high-quality reservoir development. The results indicate that the clastic reservoirs in Yacheng uplift mainly consist of the deltaic sandstone of the Neogene Sanya Formation, characterized by fine grain sizes. These reservoirs exhibit burial depths ranging from 2 800 to 3 100 m, suggesting a normal temperature and pressure (NTP) environment, and with grains predominantly in point-line contacts. Additionally, their primary pores are well-developed, with an average porosity of 17.1% and an average permeability of $494.317 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The Yacheng 13-1 low uplift primarily exhibits deltaic sandstone reservoirs of the Paleogene Yacheng Formation and the Lingshui

收稿日期:2025-01-14;修回日期:2025-05-16。

第一作者简介:张学成(2001—),男,硕士研究生,沉积与储层研究。E-mail:tszxc0612@163.com。

通信作者简介:蔡全升(1988—),男,副教授,硕士研究生导师,沉积地质学与非常规油气地质。E-mail:cqsh0713@163.com。

基金项目:“十四五”重大科技项目(CCL2022HNFN0434)。

Formation. These reservoirs are dominated by medium-to-coarse-grained sandstones, with burial depths ranging from 3 800 m to 4 100 m. They occur in a high-temperature, normal-pressure environment, with grain contacts dominated by linear and concave-convex types, and dissolution pores widely seen within. The Lingshui Formation has an average porosity of 13.5 % and an average permeability of $285.661 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, while the Yacheng Formation shows an average porosity of 9.2 % and an average permeability of $49.158 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The Ya'nan low uplift predominantly exhibits fan-delta reservoirs of the Paleogene Yacheng Formation, characterized by coarse-grained sediment and burial depths ranging from 4 350 m to 4 800 m. They occur in a normal-temperature, high-pressure environment, with grain contacts dominated by point and linear types. What's more, these reservoirs contain well-developed dissolution pores, with ferruginous cements observed, exhibiting an average porosity of 15.8 % and an average permeability of $107.435 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The discrepancies in sedimentary and diagenetic environments are identified as the primary reason for the differential physical properties among medium-to-deep clastic reservoirs across varying structural zones in the circum-Ya'nan area. Specifically, weak compaction under shallow burial conditions is the major factor contributing to the development of high-quality reservoirs in the Yacheng uplift. In contrast, in the Yacheng 13-1 low uplift, early-stage dissolution and strong compaction act as destructive factors that restrict the formation of high-quality reservoirs. Meanwhile, the overpressure environment resulted from rapid burial during the late stage is the key to the growth of deep, high-quality reservoirs in the low uplift.

Key words: major controlling factor, diagenetic environment, overpressure, clastic rock, medium-to-deep reservoir, Qiongdongnan Basin

引用格式:张学成,蔡全升,王伟,等. 中-深层优质碎屑岩储层差异发育特征及其主控因素——以琼东南盆地环崖南地区古近系崖城组一新近系三亚组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(3): 876–893. DOI: 10. 11743/ogg20250312.

ZHANG Xuecheng, CAI Quansheng, WANG Wei, et al. Differential development characteristics and main controlling factors of high-quality clastic reservoirs in the middle-deep strata: A case study on the Paleogene Yacheng Formation and Neogene Sanya Formation around Ya'nan area, Qiongdongnan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(3): 876–893. DOI: 10. 11743/ogg20250312.

随着油气勘探的进一步深入,中-深层碎屑岩储层已经成为中国海上油气勘探的重要领域^[1-5]。相较于常规中-浅层碎屑岩储层,中-深层碎屑岩储层不仅具有更大的埋藏深度、更复杂的构造演化历史,同时还经历了更为漫长的成岩作用过程,导致其储层的非均质性也更强^[6-8]。在此背景下,优质碎屑岩储层的发育特征、控制因素与形成机理已经成为中-深层油气勘探领域亟待解决的关键地质问题。

前人研究表明,优质碎屑岩储层的发育主要受到沉积环境与成岩作用的控制。其中,沉积环境对储层发育起到基础性控制作用^[9],但随着碎屑岩埋藏深度的增加,成岩作用的影响逐渐占据主导地位^[10-12]。对于中-深层碎屑岩储层而言,成岩作用、埋藏方式、地下流体类型、异常高压和油气充注等都可能成为制约中-深层优质碎屑岩储层发育的重要因素。例如,前人认为绿泥石薄膜可以抑制中-深层砂岩中的石英次生加大^[13-14];早期浅埋-晚期快速埋藏可以有效保护中-深层碎屑岩的原生孔隙^[15];异常高压与热流体可以有效改善深层储层物性^[16-18];烃类早期充注可以增加储层颗粒间的润湿性从而抑制胶结作用^[19]等。然而,对于任何一个沉积盆地,中-深层碎屑岩储层的发

育往往都受到多种因素的影响,而不是单一因素的结果,这也决定了中-深层优质碎屑岩储层形成和分布的复杂性与差异性。因此,深化中-深层优质碎屑岩储层发育的主控因素及耦合控储机理认识,对于准确预测优质碎屑岩储层分布,推动中-深层油气勘探至关重要。

琼东南盆地作为中国南海北部的复杂边缘海盆地,油气资源丰富^[20-23],但受差异构造活动的影响,盆地中-深层碎屑岩成储环境较为复杂,不同区带的碎屑岩储层埋深、温压场、成岩作用以及储层物性等均具有显著差别^[24-26]。以琼东南盆地西部的环崖南地区为例,该区北部的崖城凸起发育新近系三亚组碎屑岩储层,处于常温、常压的浅埋藏环境,储层物性最好;盆地南部的崖南低凸起发育古近系崖城组碎屑岩储层,处于常温、高压的深埋藏环境,储层物性次之;盆地西部崖13-1低凸起发育古近系崖城组与陵水组碎屑岩储层,处于高温、常压的中等埋深环境,储层物性却相对最差,显示出盆地中-深层碎屑岩储层发育的高度复杂性。目前,对于这些不同区块中-深层碎屑岩储层差异发育特征及形成机理还缺乏深入的认识,异常超压、埋藏方式、成岩作用和热流体等对储层的影响以及耦合控储机制尚不清楚,导致盆地中-深层优质碎屑

岩储层的发育和分布预测存在显著的不确定性,严重制约了中-深层碎屑岩储层勘探目标评价与优选。

为此,本文选择环崖南地区(崖南凹陷周缘)的3个代表不同地质条件的构造单元(崖南低凸起、崖13-1低凸起以及崖城凸起)的碎屑岩储层作为研究对象,综合岩心、测录井以及分析测试资料,开展不同区带中-深层碎屑岩储层的差异对比研究,分析不同区带储层成岩环境,探讨沉积-成岩作用对中-深层碎屑岩储层发育的影响,总结不同区带中-深层碎屑岩储层发育主控因素,揭示不同区带优质中-深层储层差异发育成因机制。研究成果对于深化中-深层碎屑岩差异成储机理认识和促进盆地中-深层碎屑岩储层油气勘探具有重要意义,同时也可作为相似地质背景的中-深层碎屑岩储层评价提供借鉴和参考。

1 区域地质概况

1.1 地质背景

琼东南盆地是发育在南海西北部陆架上的新生代沉积盆地,处于欧亚板块、太平洋板块和印度板块的交汇处^[27]。始新世,受印支地块顺时针旋转挤压的影响,盆地开始发生大规模裂陷;晚渐新世—中新世,随着南海的扩张,盆地由裂陷向坳陷转化,使得琼东南盆地形成了典型的断-坳双重结构^[28-30]。环崖南地区包括崖城凸起、崖13-1低凸起、崖南低凸起和崖南凹陷等4个次级构造单元(图1a),是琼东南盆地浅水区中-深层碎屑岩油气勘探的主要区域。

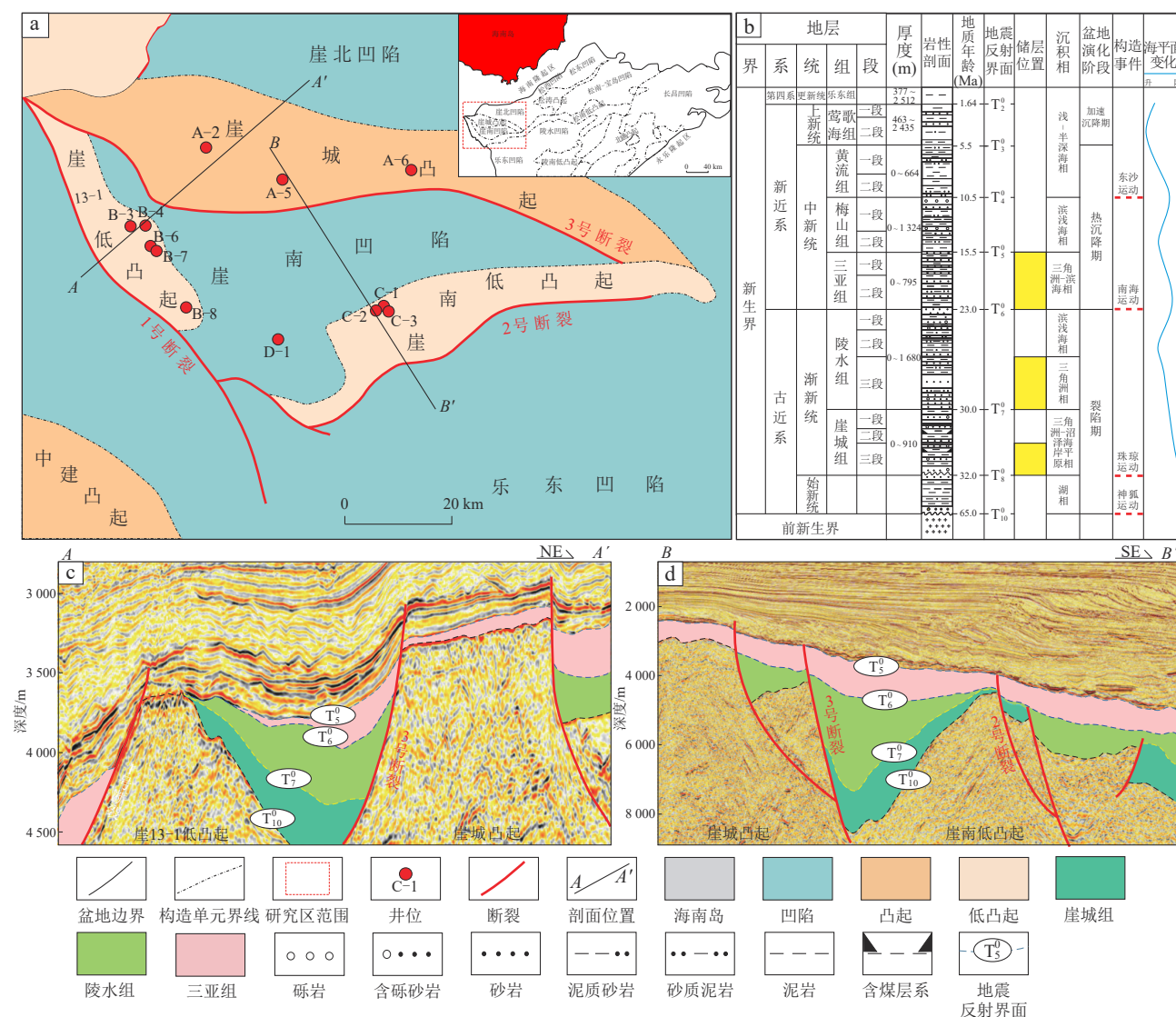


图1 琼东南盆地环崖南地区构造区划(a)、古近系-新近系地层综合柱状图(b)及地层格架(c,d)

Fig. 1 Structural division (a), composite stratigraphic column of the Paleogene-Neogene strata (b), and stratigraphic framework profiles (c, d), of the circum-Ya'nan area, Qiongdongnan Basin

盆地在新生界基底之上依次沉积了始新统,渐新统崖城组 and 陵水组,中新统三亚组、梅山组 and 黄流组,上新统莺歌海组以及更新统乐东组(图1b)。其中,渐新统崖城组与陵水组形成于强烈断陷期,主要为扇三角洲-辫状河三角洲-滨浅海沉积,断裂体系发育,地层分割特征明显,厚度差异大;三亚组、梅山组 and 黄流组形成于拗陷期,主要发育陆架边缘三角洲-海底扇沉积,稳定的区域性沉降使得断裂发育较少,地层多连片分布^[31]。受差异构造活动及沉积环境的影响,研究区不同构造带中-深层碎屑岩储层及其埋深存在较大差异,其中崖城凸起碎屑岩储层为三亚组三角洲砂体,埋深最小(2 800 ~ 3 100 m);崖13-1低凸起碎屑岩储层为崖城组-陵水组三角洲砂体,埋深中等(3 800 ~ 4 100 m);崖南低凸起碎屑岩储层为崖城组三角洲砂体,埋深最大(4 350 ~ 4 800 m)(图1c)。目前,针对崖13-1低凸起的天然气勘探已经取得了重大突破,崖城凸起及崖南低凸起也发现了良好的油气显示,它们已成为环崖南地区中-深层碎屑岩勘探的重点目标区。

1.2 古近系-新近系碎屑岩储层沉积环境

研究区中-深层碎屑岩储层的发育明显受构造活动控制(图2)。崖城组沉积时期,研究区处于初始裂陷期,发育典型的扇三角洲-辫状河三角洲沉积体系,其中崖13-1低凸起辫状河三角洲规模大、延伸远、粒度较粗;崖南低凸起发育扇三角洲沉积,以砂砾岩为主;而此时的崖城凸起仍处于暴露环境。陵水组沉积期,盆地进入强烈断陷阶段,沉积范围逐渐扩大并连为一体。受海平面显著上升及构造活动引起的物源体系调整影响,崖13-1低凸起三角洲规模明显减小,崖南低凸起转为以碳酸盐岩滩坝沉积为主,崖城凸起仅局部接受少量沉积。随着盆地由断陷转为拗陷,区域发生整体沉降,盆地沉积范围迅速扩大,陆架坡折体系逐步形成,导致研究区三亚组以发育三角洲-海底扇沉积体系为特征。此时崖城凸起才开始接受大范围三角洲沉积,而崖13-1低凸起及崖南低凸起皆因远离物源,砂体发育较差。三亚组沉积之后,研究区沉积了厚层的梅山组浅海相泥岩,形成了研究区中-深层碎屑岩储层的区域性盖层。

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

2.1.1 岩石类型

基于石英、长石和岩屑的砂岩三端元分类方案,环

崖南地区不同构造带古近系-新近系碎屑岩储层岩石类型存在明显差异。崖城凸起三亚组三角洲储层以长石质石英砂岩和岩屑质长石砂岩为主,含少量长石质岩屑砂岩(图3);崖13-1低凸起崖城组和陵水组三角洲储层主要发育长石质岩屑砂岩和岩屑质长石砂岩,其次为岩屑砂岩;崖南低凸起崖城组扇三角洲储层则以长石质岩屑砂岩和岩屑砂岩为主。不同凸起石英含量差异显著:崖城凸起由于搬运距离较远,成分成熟度高,石英含量高达51.54%,而崖13-1低凸起和崖南低凸起石英含量仅约25.00%。值得注意的是,崖13-1低凸起长石含量最高,可达22.48%。3个凸起的岩屑组成相似,均以多晶石英为主,花岗岩、变质岩和喷出岩岩屑次之,沉积岩岩屑含量最低。

2.1.2 粒度特征

碎屑岩的粒度分布及分选性是判别沉积环境及水动力条件的良好标志^[31-32]。基于粒度累积概率曲线和粒度参数分析,环崖南地区砂岩碎屑颗粒粒度特征表现出明显的区域差异。崖城凸起典型粒度累积概率曲线为“一跳一悬夹过渡”式(图4a),跳跃组分约占55%,悬浮组分含量高于崖13-1低凸起,整体粒度较细,粒径 Φ 值大于0.25,平均值为2.10;标准偏差和分选系数分别为1.72与1.65,分选中等,为稳定水流进入湖盆后能量降低的三角洲前缘沉积^[33]。崖13-1低凸起典型粒度累积概率曲线呈两段式(图4b),跳跃组分含量高(>80%)且粒度较粗,粒径 Φ 值在-1.00 ~ 2.00,平均值为0.49;标准偏差和分选系数分别为0.79与1.39,分选较好,反映了水动力较强的三角洲平原沉积环境。崖南低凸起典型粒度累积概率曲线呈宽缓上拱形(图4c),曲线斜率逐渐变小,无明显粗、细截点,粒度粗且分布范围广,粒径 Φ 值可达-1.68,平均值为1.69,标准偏差和分选系数分别为2.13与2.23,分选差,反映了扇三角洲重力流沉积特征。

2.2 物性特征

环崖南地区2195块样品的物性统计分析结果表明,崖城凸起三亚组储层孔隙度为5.0% ~ 24.6%(平均值为17.1%),渗透率为 $(0.070 \sim 3\,055.210) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $494.317 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),属于中孔-中渗储层;崖13-1低凸起陵水组储层孔隙度为0.7% ~ 23.7%(平均值为13.5%),渗透率为 $(0.007 \sim 5\,895.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $285.661 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),属于低孔-中渗储层;崖13-1低凸起崖城组储层孔隙度为0.2% ~ 17.4%(平均值为9.2%),渗透率为 $(0.002 \sim 2\,432.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $49.158 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),属于特低孔-

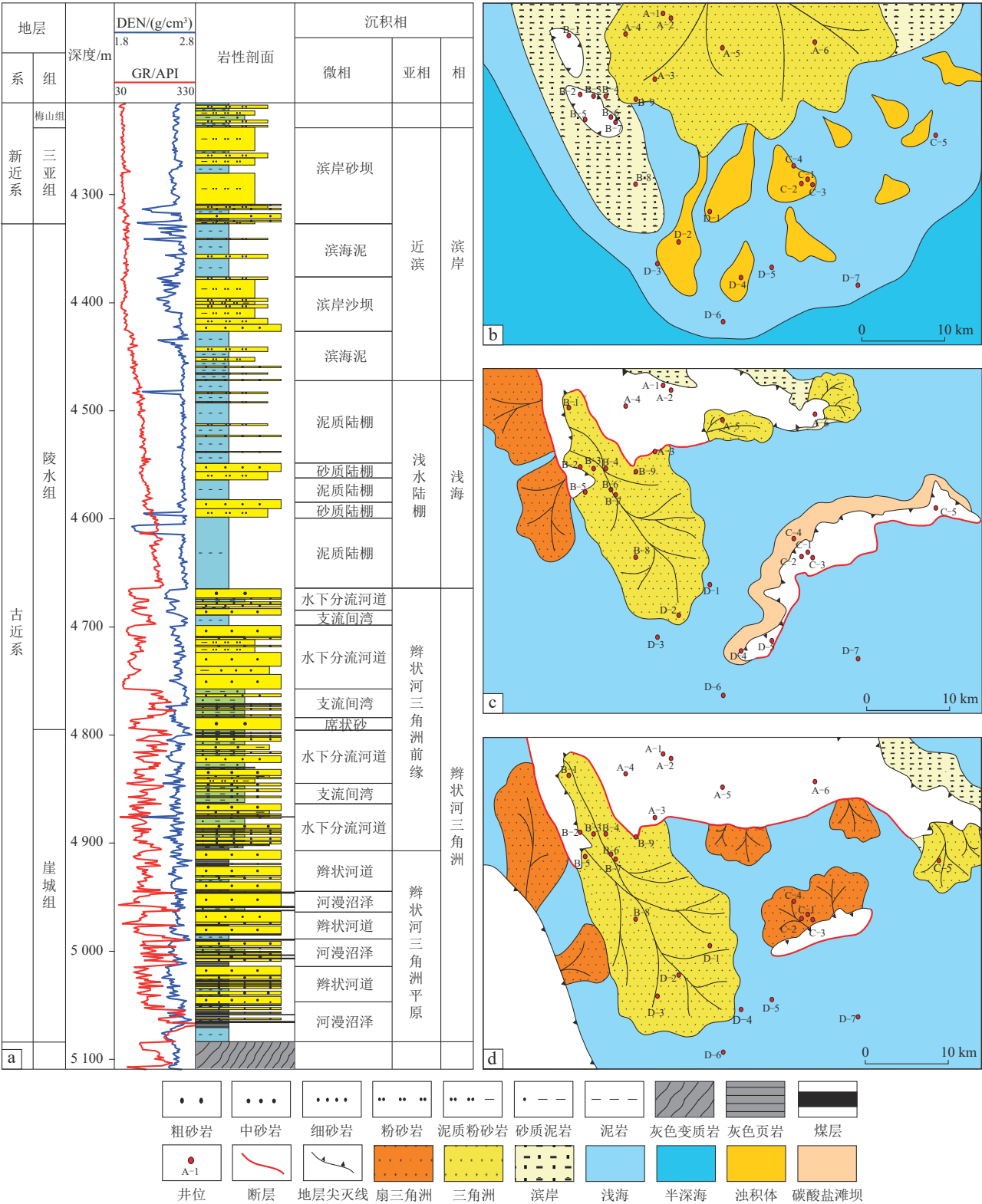


图2 环崖南地区古近系-新近系沉积特征
Fig. 2 Sedimentary characteristics of the Paleogene-Neogene system in the circum-Ya'nan area

a. 环崖南地区古近系-新近系综合柱状图;b. 三亚组沉积相平面分布;c. 陵水组沉积相平面分布;d. 崖城组沉积相平面分布

低渗储层;崖南低凸起崖城组储层孔隙度为12.4%~24.3%(平均值为15.8%),渗透率为(0.260~1962.516)×10⁻³μm²(平均值为107.435×10⁻³μm²),

属于中孔-中渗储层。孔渗数据显示研究区中-深层碎屑岩孔隙度与渗透率呈正相关性,其中崖城凸起和崖南低凸起孔隙保存较好,中孔储层分别占70.1%和

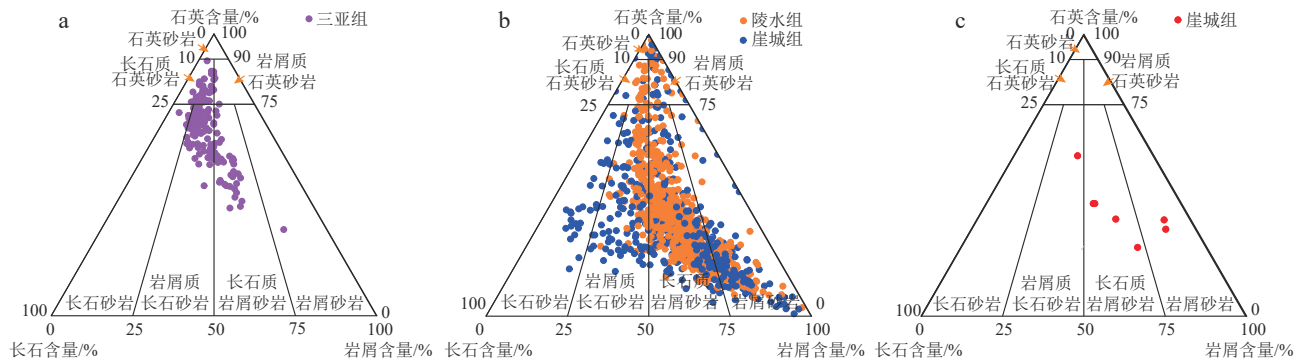


图3 环崖南地区古近系-新近系储集砂岩类型特征三角图

Fig. 3 Ternary diagram showing sandstone classification of the Paleogene-Neogene reservoirs in the circum-Ya'nan area

a. 崖城凸起; b. 崖13-1低凸起; c. 崖南低凸起

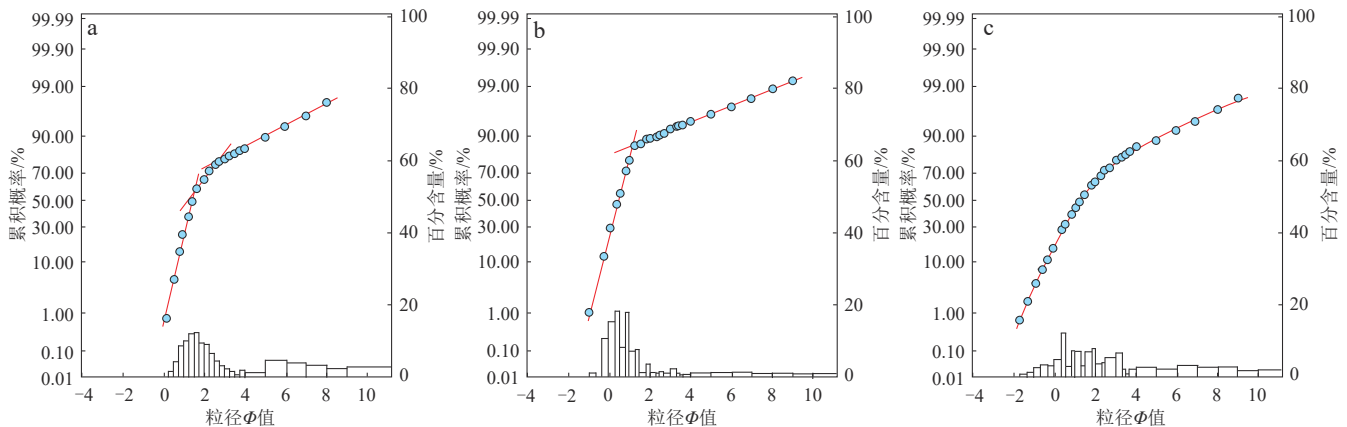


图4 环崖南地区古近系-新近系储层典型粒度累积概率曲线

Fig. 4 Typical grain-size cumulative probability curves of the Paleogene-Neogene reservoirs in the circum-Ya'nan area

a. 崖城凸起, A-2井, 埋深2 763. 62 m, 三亚组, 中砂岩; b. 崖13-1低凸起, B-4井, 埋深4 033. 30 m, 陵水组, 粗砂岩; c. 崖南低凸起, C-3井, 埋深4 636. 10 m, 崖城组, 含砾砂岩

(图中蓝点为不同粒径对应的累积概率; 红线为趋势线; 柱状图为不同粒径对应的百分含量。)

76.9%, 崖13-1低凸起中孔储层仅占24.1%, 整体表现为崖城凸起和崖南低凸起储层物性好于崖13-1低凸起(图5)。

同时, 通过分析不同沉积相带砂体的储层物性特征可以发现(图5c): 河口坝、分流河道和水下分流河

道砂体的孔、渗较高, 河口坝砂体孔隙度为7.6%~22.9%(平均值为15.7%), 渗透率为 $(0.430 \sim 4\,808.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $803.183 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); 分流河道砂体孔隙度为1.4%~24.6%(平均值为15.0%), 渗透率为 $(0.035 \sim 5\,895.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均

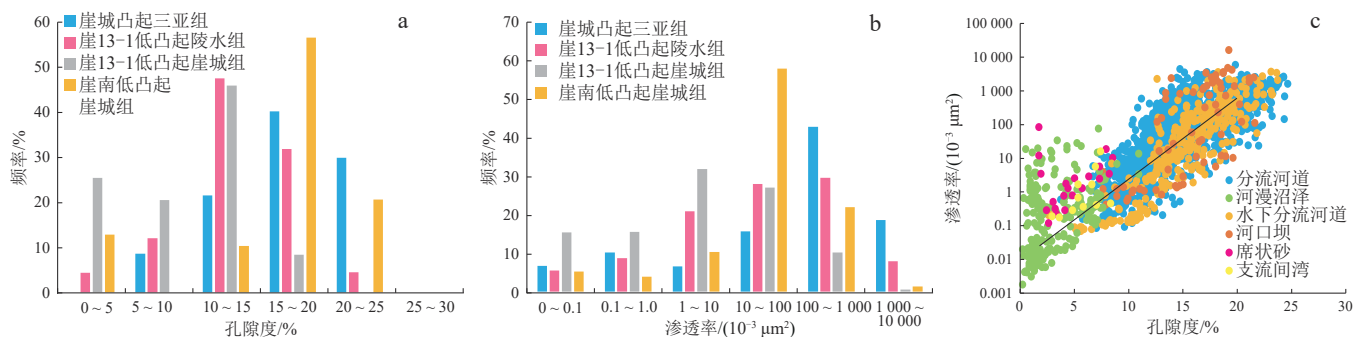


图5 环崖南地区不同构造带碎屑岩储层物性特征

Fig. 5 Physical properties of clastic reservoirs across varying structural zones of the circum-Ya'nan area

a. 孔隙度频率分布直方图; b. 渗透率频率分布直方图; c. 沉积微相控制下的储层物性相关性特征

值为 $292.745 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); 水下分流河道砂体孔隙度为 $2.6\% \sim 23.7\%$ (平均值为 14.5%), 渗透率为 $(0.070 \sim 3\,737.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $249.539 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。席状砂、支流间湾和河漫沼泽砂体的孔、渗较低, 席状砂孔隙度为 $1.7\% \sim 8.4\%$ (平均值为 6.1%), 渗透率为 $(0.190 \sim 85.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $5.521 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); 支流间湾砂体孔隙度为 $2.9\% \sim 8.3\%$ (平均值为 5.8%), 渗透率为 $(0.180 \sim 16.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $2.526 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); 河漫沼泽砂体孔隙度为 $0.2\% \sim 10.9\%$ (平均值为 3.2%), 渗透率为 $(0.002 \sim 76.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $1.953 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。由此可见, 在稳定的强水动力条件下发育的砂体储层物性最好。

2.3 储集空间类型及其特征

环崖南地区古近系-新近系中-深层碎屑岩储层主要发育孔隙型储层(图5c), 其储集空间可分为原生孔隙和次生孔隙两大类。原生孔隙以残余粒间孔为主(图6a), 镜下孔隙边缘多较平直, 颗粒之间以点-线接触为主, 在崖城凸起三亚组原生孔隙保存较好, 但随着埋深的增加, 古近系中的原生孔隙发育程度减弱, 其中在崖13-1低凸起崖城组发育最少。次生孔隙主要包括粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔和杂基溶孔等。粒间溶孔最为常见, 边缘常呈锯齿状或港湾状(图6b), 是流体对原始碎屑颗粒以及早期胶结物差异性溶蚀的结果, 可以使得残余原生孔隙扩大, 该类孔隙在崖南低凸起崖城组以及崖13-1低凸起崖城组、陵水组碎屑岩储

层中普遍发育。粒内溶孔主要是颗粒内部组分部分溶解形成, 研究区可见典型的岩屑粒内溶孔和长石粒内溶孔(图6c,d)。当长石和岩屑等颗粒彻底溶解仅保留原有矿物框架时, 则形成铸模孔。此类铸模孔与颗粒形态大小一致, 但在研究区发育较少(图6e)。杂基溶孔呈斑状分布, 孔径微小, 通常由杂基部分溶蚀形成(图6f)。

3 成岩环境及成岩作用特征

3.1 埋藏演化史

根据地层剥蚀量, 结合镜质体反射率(R_o)和古地温数据, 应用Basinmod软件对环崖南地区进行了埋藏史-热演化史模拟(图7)。模拟结果显示, 环崖南地区中-深层碎屑岩储层在莺歌海组沉积之前长期处于浅埋藏环境(整体埋深 $< 2\,000\text{ m}$)。随着盆地大规模沉降开始(5 Ma), 研究区碎屑岩储层经历了快速深埋过程, 整体表现出“早期持续浅埋、晚期快速深埋”的演化特征。受差异沉降的影响, 不同构造单元储层埋藏特征存在显著差异: 崖南低凸起储层埋深最大、温度最高, 其4 616.2 m深度处钻井中途钻杆地层测试(DST)实测地温可达 $198.0\text{ }^\circ\text{C}$; 崖13-1低凸起储层在3 962.4 m深度处DST实测温度为 $173.0\text{ }^\circ\text{C}$; 崖城凸起储层在2 823.5 m深度处DST实测温度仅为 $120.4\text{ }^\circ\text{C}$ 。

晚期快速埋藏导致有机质热演化呈现明显的阶段

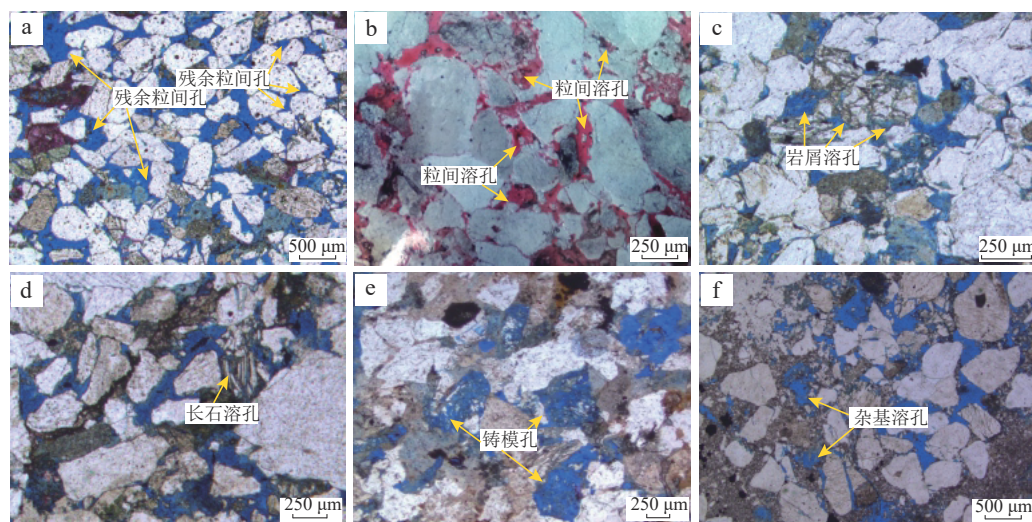


图6 环崖南地区古近系-新近系储层孔隙类型显微照片

Fig. 6 Micrographs showing the pore types in the Paleogene-Neogene reservoirs in the circum-Ya'nan area

a. 中-粗砂岩, 残余粒间孔发育, A-2井, 埋深2 764.00 m, 三亚组, 铸体薄片, 单偏光; b. 含砾中-粗砂岩, 粒间溶孔和粒内溶孔发育, B-7井, 埋深3 978.00 m, 崖城组, 染色薄片, 单偏光; c. 中-细砂岩, 岩屑颗粒溶蚀, B-3井, 埋深3 806.43 m, 陵水组, 铸体薄片, 单偏光; d. 中-粗砂岩, 长石颗粒被溶蚀, B-3井, 埋深3 797.20 m, 陵水组, 铸体薄片, 单偏光; e. 中-粗砂岩, 铸模孔发育, 少量溶解残余, 颗粒黏土化较重, C-5井, 埋深4 381.00 m, 崖城组, 铸体薄片, 单偏光; f. 中-粗砂岩, 可见杂基溶孔, A-2井, 埋深2 797.00 m, 三亚组, 铸体薄片, 单偏光

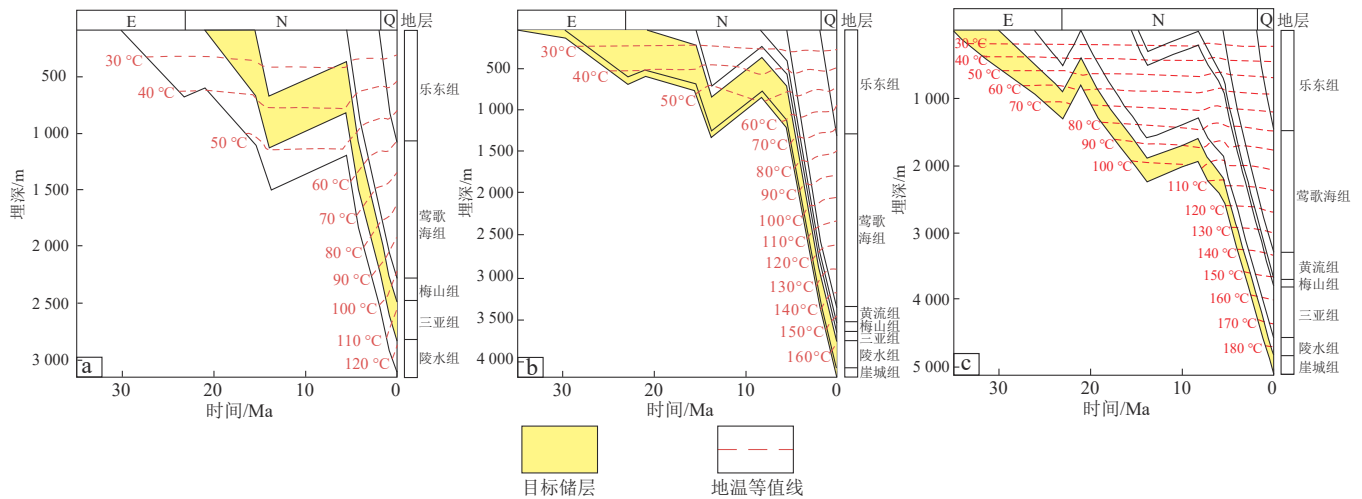


图7 环崖南地区古近系-新近系储层埋藏演化史

Fig. 7 Burial histories of the Paleogene-Neogene reservoirs in the circum-Ya'nan area

a. 崖城凸起; b. 崖13-1低凸起; c. 崖南低凸起

性特征。模拟结果显示,古近系有机质直到黄流组沉积期才进入早成熟阶段($R_0 = 0.5\%$),并开始大规模释放有机酸;至莺歌海组沉积期,伴随地层快速深埋,有机质热演化进程显著加速,在5 Ma内由早成熟阶段快速演化至高成熟阶段。同样受构造差异沉降的影响,不同构造带有机质热演化程度也存在差异:崖南低凸起崖城组泥岩 R_0 在4 755.5 m深度处为1.51%,崖13-1低凸起崖城组泥岩 R_0 在3 975.4 m深度处为1.11%,崖城凸起三亚组泥岩 R_0 在2 862.1 m深度处仅为0.54%。

3.2 压力场特征

环崖南地区压力系统较为复杂,不同构造带压力特征具有明显差异,同一层位埋深越大,压力系数越大。实测压力数据及钻井泥浆资料分析表明,崖城凸起埋深较浅,地层压力约27 MPa,压力系数在1.00~1.30(图8),处于常压区;崖13-1低凸起埋深加大,地层压力增至约34 MPa,但压力系数仍在1.20左右;崖南低凸起埋深最大,地层压力在纵向上表现出分带性,

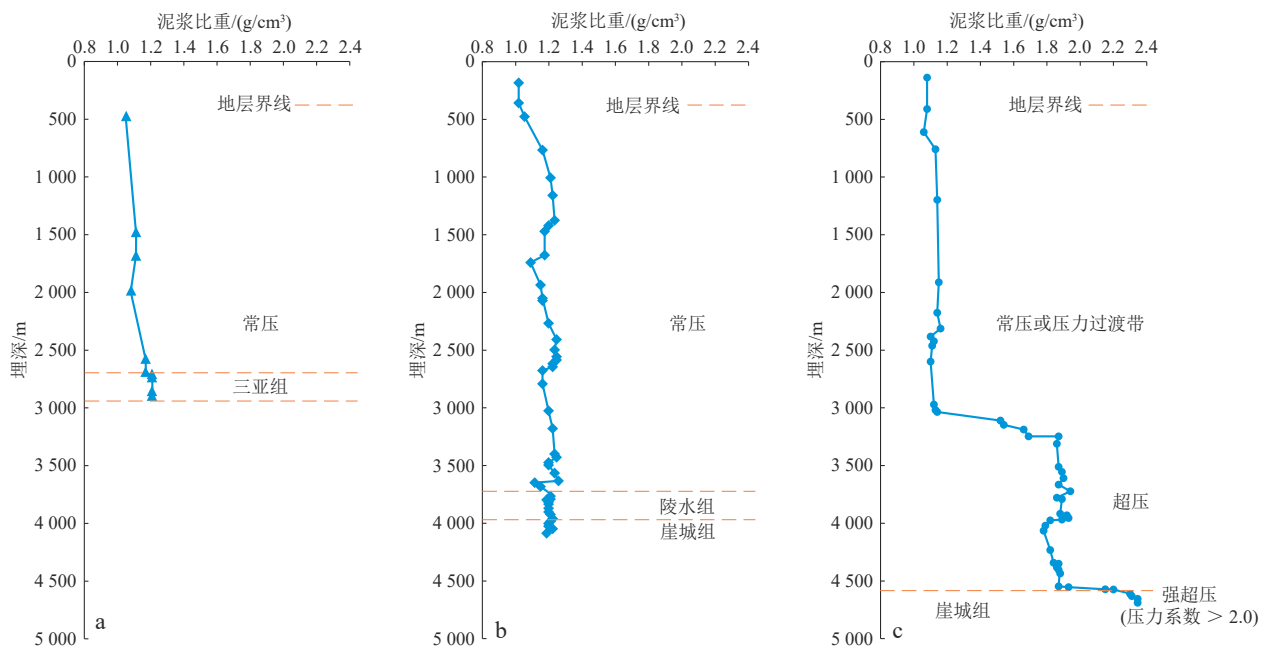


图8 环崖南地区不同构造带碎屑岩储层压力特征

Fig. 8 Pressure characteristics of clastic reservoirs across varying structural zones of the circum-Ya'nan area

a. 崖城凸起, A-2井; b. 崖13-1低凸起, B-7井; c. 崖南低凸起, C-3井

上部层系为常压或超压过渡带,随着深度加大,生烃增压(更高温度)和欠压实超压(更快埋藏速率)强度增加,超压开始出现,导致崖南低凸起崖城组深层碎屑岩储层地层压力高达110 MPa左右,压力系数普遍超过2.00,在C-3井4 688.65 m深度处压力系数高达2.35。

3.3 成岩作用类型

通过薄片鉴定及黏土矿物X射线衍射分析,揭示研究区中-深层碎屑岩储层经历了多种成岩作用类型,其中压实作用、胶结作用和溶蚀作用最为普遍,对储层物性的影响也最为显著。

3.3.1 压实作用

在早成岩阶段,压实作用是影响储层质量最主要的成岩作用类型。压实作用的微观表现主要为颗粒接触方式,随着埋深加大,碎屑颗粒间由点接触变为线接触,再到凹凸接触,储层物性往往也逐渐变差。崖城凸起三亚组储层埋深较浅(2 800~3 100 m),机械压实作用相对较弱,颗粒多以点-线接触为主,原生孔隙发育(图9a)。崖13-1低凸起陵水组及崖城组储层埋深加大(3 800~4 100 m),以线接触为主,可见部分凹凸接触和缝合线接触(图9b),孔隙大幅减少。而崖南低凸起崖城组储层埋深最大(4 350~4 800 m),颗粒以点-线接触为主(图9c),孔隙保存较好。尽管埋深最大,压实作用强度反而减弱,表明该区碎屑岩储层很可能受到了超压的保护。

3.3.2 胶结作用

随着埋深的不断增大,胶结作用呈现逐渐增强的趋势。环崖南地区主要发育碳酸盐胶结和硅质胶结2种类型,胶结方式以孔隙式和接触式为主。硅质胶结物包括石英和长石,主要表现为石英的Ⅰ级次生加大,加大边宽窄不一(图9b),常发生在有机酸大量溶蚀不稳定组分之后。

碳酸盐胶结较常见,胶结物类型主要为方解石、铁方解石、白云石和铁白云石,早期形成的泥晶方解石和白云石等碳酸盐胶结物主要发育于溶蚀作用之前。随着埋深和温压条件的增大,由黏土矿物与暗色矿物反应产生的 Fe^{2+} 与 CO_3^{2-} 结合,最终形成晚期的铁方解石胶结和铁白云石胶结(图9d),并充填次生孔隙,使得铁质碳酸盐岩胶结成为深层储层物性变差的主要成岩作用。崖城凸起三亚组由于埋藏浅,胶结作用相对较弱,对储层破坏作用较小。崖13-1低凸起崖城组及陵水组胶结作用随着埋深的增加有所增强,镜下观察可见硅质胶结现象,且局部开始出现铁质方解石胶结物。相比之下,崖南低凸起崖城组胶结作用最强,部分镜下薄片显示铁方解石胶结物极为发育(图9d)。

3.3.3 溶蚀作用

溶蚀作用是改善环崖南地区中-深层储层物性的主要成岩作用类型,其溶蚀流体主要包括有机酸和深部热流体等^{[24],[34-35]}。镜下观察发现,研究区古近系-

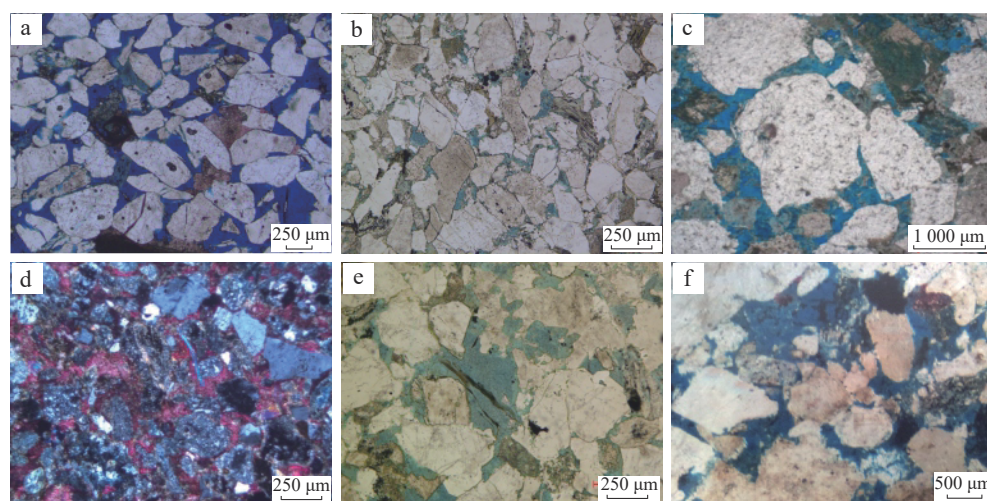


图9 环崖南地区古近系-新近系储层成岩作用类型显微照片

Fig. 9 Micrographs showing the diagenetic types of the Paleogene-Neogene reservoirs in the circum-Ya'nan area

a. 颗粒间呈点-线接触,A-2井,埋深2 764.77 m,三亚组,铸体薄片,单偏光;b. 颗粒间以线接触为主,局部凹凸接触,石英加大胶结明显,B-4井,埋深4 030.40 m,陵水组,铸体薄片,单偏光;c. 颗粒间呈点-线接触,C-1井,埋深4 399.00 m,崖城组,铸体薄片,单偏光;d. 铁质方解石胶结,C-5井,埋深4 345.00 m,崖城组,染色薄片,正交光;e. 溶蚀作用发育,颗粒边缘呈港湾状,B-7井,埋深3 846.00 m,崖城组,铸体薄片,单偏光;f. 溶蚀作用发育,颗粒边缘呈锯齿状,C-3井,埋深4 636.80 m,崖城组,铸体薄片,单偏光

新近系中-深层碎屑岩储层的溶蚀作用主要发育于长石、岩屑和碳酸盐胶结物等溶蚀组分,其中长石溶蚀最为普遍且对储层物性的影响最为显著^[36]。溶蚀形成的孔隙形态多不规则,边缘呈港湾状或锯齿状(图9e, f)。有机酸生成是导致岩石溶蚀的主要因素,干酪根在半成熟-成熟演化阶段能够产生大量有机酸和CO₂,降低了孔隙流体的pH值^[37]。崖城凸起储层R₀介于0.5%~0.7%,处于有机酸大量释放阶段,长石及岩屑不完全溶蚀显示该区三亚组储层仍处于活跃的溶蚀作用过程中。崖13-1低凸起陵水组及崖城组储层受超压泄压引起的热流体影响显著^[38],这些热流体不仅携带大量热能,还富含酸性组分且具有较强运移能力,导致该区储层段中长石和碳酸盐胶结物发生强烈溶蚀。此外,崖南低凸起的溶蚀作用也较为发育,超压使有机酸释放延缓至更深层,崖城组储层中可见大量溶蚀孔隙。

3.4 不同区带成岩特征及其差异

基于环崖南地区岩石样品铸体薄片观察与鉴定,根据自生矿物间的交代、切割以及溶解-充填关系,并综合扫描电镜、X射线衍射、阴极发光和包裹体测温等储层分析测试资料,参照《碎屑岩成岩阶段划分标准》(SY/T5477—2003)^[39],确定了研究区不同构造带碎屑岩储层成岩特征及演化阶段(图10)。

崖城凸起三亚组储层埋深较浅(2 800~3 100 m),颗粒以点-线接触为主,R₀介于0.4%~0.7%,孢粉颜色以橘黄为主,伊/蒙混层含量较高,伊/蒙混层中蒙脱石含量小于50%,高岭石含量高,伊利石含量低,石英为Ⅰ级次生加大,方解石胶结较弱,整体上处于中成岩A期。崖13-1低凸起崖城组和陵水组储层埋深有所增加(3 800~4 100 m),颗粒以线接触为主,局部凹凸接触,R₀介于0.8%~1.3%,孢粉以橘黄-棕色为主,伊/蒙混层、伊/蒙混层中蒙脱石以及高岭石含量均较崖城凸起大幅减少,伊利石含量增加,石英为Ⅱ级次生加大,整体上处于中成岩B期。崖南低凸起崖城组储层埋深最大(4 350~4 800 m),颗粒以点-线接触为主,R₀介于1.2%~1.7%,孢粉以棕-棕黑色为主,伊/蒙混层、高岭石和绿泥石含量低,伊利石含量最高,石英为Ⅰ级次生加大,方解石胶结作用最强,以铁质方解石胶结为主,表明该区崖城组储层总体上也处于中成岩B期。

4 优质储层发育控制因素

前人研究表明,优质储层的形成受沉积作用、成岩

作用、构造作用、烃类充注、异常高压、埋藏方式、热流体、砂-泥岩互层状况、大气淋滤作用和构造裂缝等多种因素影响^[40-43],不同因素之间相互作用、相互耦合(如构造抬升促进大气淋滤作用^[44],超压可以抑制有机酸生成^[45])。综合分析表明,水动力条件、成岩作用、埋藏过程和流体超压等是控制环崖南地区不同区带储层发育的主要因素。

4.1 水动力条件

沉积水动力条件决定了碎屑岩沉积物的粒度、分选和泥杂基含量,进而影响储层后期成岩及物性演化^[46-48]。环崖南地区岩心和铸体薄片观察及物性资料分析显示,砾岩孔隙度在1.4%~17.8%(平均值为10.2%),渗透率在 $(0.017 \sim 4\,461.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $133.049 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);含砾粗砂岩孔隙度在4.8%~21.1%(平均值为13.2%),渗透率在 $(0.790 \sim 3\,458.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $733.996 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);粗砂岩孔隙度在1.1%~17.4%(平均值为12.0%),渗透率在 $(0.008 \sim 3\,517.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $186.407 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);中砂岩孔隙度在1.4%~21.8%(平均值为11.3%),渗透率在 $(0.037 \sim 509.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $36.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);细砂岩孔隙度在0.6%~16.4%(平均值为8.4%),渗透率在 $(0.007 \sim 89.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $5.569 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);粉砂岩孔隙度在0.7%~10.2%(平均值为2.3%),渗透率在 $(0.004 \sim 20.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $1.856 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。整体上,碎屑颗粒粒径越大,储层孔隙度越大,连通性越好,表明强水动力条件下的沉积物储层物性较好。沉积环境分析结果同样印证了这一规律:高能环境下的河口坝与河道砂体储层物性优于低能环境下的支流间湾与河漫沼泽薄层砂体(图5c)。但值得注意的是,水动力不稳定时,沉积物储层物性也会有所变差,如分选差的砾岩,颗粒间孔隙常被细粒颗粒充填,储层物性反而低于粗砂岩。结合崖13-1低凸起储层物性与粒度中值及泥质杂基相关性图发现(图11),粒度越粗、分选越好、泥质杂基越少,储层物性通常越好,表明稳定的强水动力条件是优质储层形成发育的基础,其中河口坝与分流河道是最有利的沉积相带。

4.2 成岩作用

成岩作用是影响碎屑岩储层物性的一个重要因素。为表征不同区带不同成岩作用类型对中-深层碎屑岩储层物性的影响,基于Scherer和Beard^[49-50]提出的原始孔隙度恢复公式,定量恢复了不同构造带碎屑

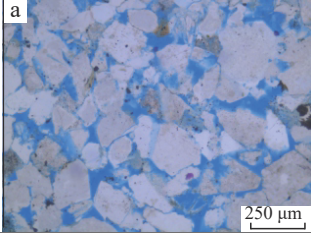
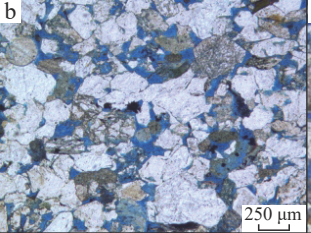
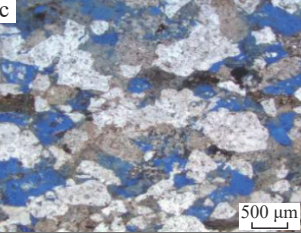
构造区带	崖城凸起	崖13-1低凸起	崖南低凸起
储层层位	三亚组 (埋深2 800 ~ 3 100 m)	崖城组、陵水组 (埋深3 800 ~ 4 100 m)	崖城组 (埋深4 350 ~ 4 800 m)
R_0 /%	0.4 ~ 0.7/0.5	0.8 ~ 1.3/1.1	1.2 ~ 1.7/1.5
孢粉颜色	橘黄	橘黄-棕	棕-棕黑
颗粒接触关系	点-线接触	线接触为主, 可见凹凸接触	点-线接触
I/S混层含量/%	25.0 ~ 48.0/39.0	1.6 ~ 55.1/19.6	5.8 ~ 23.0/11.9
I/S中S的含量/%	20.0 ~ 50.0/34.0	4.0 ~ 24.0/10.8	12.0 ~ 17.0/15.8
高岭石含量/%	14.0 ~ 23.0/17.6	3.0 ~ 17.0/11.6	0 ~ 2.2/0.4
伊利石含量/%	24.0 ~ 33.0/26.8	5.6 ~ 99.2/55.2	77.0 ~ 94.2/85.9
绿泥石/%	12.0 ~ 19.0/16.2	0.1 ~ 92.3/27.0	0 ~ 9.7/2.4
石英加大	I 级加大	II 级加大	I 级加大
方解石含量/%	0 ~ 22.0/2.1	0 ~ 36.0/3.4	0 ~ 10.0/3.6含铁
溶蚀作用	较强	中等	较强
压力环境	常压	常压	超压
孔隙类型	原生孔隙发育	原生孔隙不发育	原生孔隙和次生孔隙均发育
镜下特征			

图10 环崖南地区不同构造区带储层成岩特征

Fig. 10 Diagenetic characteristics of reservoirs across varying structural zones of the circum-Ya'nan area

a. 中-细砂岩, A-5井, 埋深3 475 m, 三亚组, 铸体薄片, 单偏光; b. 中-粗砂岩, B-3井, 埋深3 806 m, 陵水组, 铸体薄片, 单偏光; c. 中-粗砂岩, C-5井, 埋深4 383 m, 崖城组, 铸体薄片, 单偏光
(R_0 代表镜质体反射率; I/S中的I代表伊利石; S代表蒙皂石; 图中数据格式为最小值 ~ 最大值/平均值。)

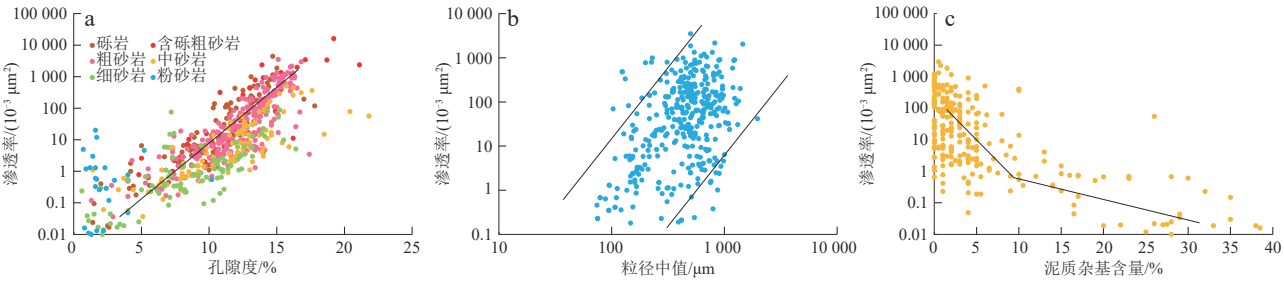


图11 环崖南地区崖13-1低凸起古近系-新近系储层物性特征

Fig. 11 Physical properties of the Paleogene-Neogene reservoirs in the Yacheng 13-1 low uplift, circum-Ya'nan area

a. 孔隙度与渗透率相关性; b. 粒度与渗透率相关性; c. 泥质杂基含量与渗透率相关性

岩储层的原始孔隙度,同时结合前人研究^[51-53]定量表征了成岩作用强度,计算公式如下:

$$S_0 = (Q_{25}/Q_{75})^{1/2} \tag{1}$$

$$\Phi_1 = 20.91 + 22.90/S_0 \tag{2}$$

$$\Phi_2 = P_M(P_1 + P_2)/P_T + C \tag{3}$$

$$\Phi_3 = \Phi_1 - \Phi_2 \tag{4}$$

$$\Phi_4 = P_M P_1 / P_T \tag{5}$$

$$\Phi_5 = \Phi_2 - \Phi_4 \tag{6}$$

$$\Phi_6 = P_M P_3 / P_T \tag{7}$$

式中: S_0 为Trask分选系数,无量纲; Q_{25} 和 Q_{75} 分别为粒度累积概率曲线中25%和75%处对应的粒径大小,

mm; Φ_1 为原始孔隙度,%; Φ_2 为压实作用后剩余孔隙度,%; Φ_3 为压实作用损失孔隙度,%; Φ_4 为胶结作用后剩余孔隙度,%; Φ_5 为胶结作用减少的孔隙度,%; Φ_6 为溶蚀作用后增加的孔隙度,%; P_M 为实测孔隙度,%; P_1 为剩余粒间孔面孔率,%; P_2 为胶结物溶孔面孔率,%; P_T 为总面孔率,%; C 为胶结物质量分数,%; P_3 为溶蚀孔面孔率,%。

结果显示,环崖南地区古近系-新近系储层分选系数为1.32 ~ 3.36,原始孔隙度在27.73% ~ 38.26%,不同构造区带成岩环境差异较大,成岩作用对储层的影响也有所不同(表1)。崖城凸起三亚组储层埋藏浅,

压实作用和胶结作用对储层破坏最弱,溶蚀作用较强。崖13-1低凸起陵水组和崖城组储层埋深加大,压实作用最为显著,胶结作用中等,溶蚀作用较弱,溶蚀孔隙受到了强压实作用的破坏。崖南低凸起储层埋深最大,压实作用中等,胶结作用和溶蚀作用最强。崖南低凸起崖城组储层埋深大于崖13-1低凸起,压实作用却更弱,表明超压显著抑制了压实作用对储层的破坏。

4.3 埋藏过程

前人研究表明,不同的埋藏方式对碎屑岩储层物性具有显著影响,主要通过控制成岩作用强度和超压发育程度来制约储层质量(图12)。其中,压实作用强

度可通过埋藏史曲线与时间轴所围成的面积进行量化评估,面积越大代表压实作用越强,对储层的破坏最为明显^[54-55]。综合前人研究成果发现,早期快速埋藏型碎屑岩储层由于经历的深埋时间长,压实作用最强,并且由于早期深埋,导致烃源岩过早成熟和有机酸提前释放,使得早期溶蚀孔隙在后续长期强压实作用下遭受严重破坏,因此这种埋藏方式对储层物性的破坏性通常最强。恒速埋藏型压实作用强度中等,储层质量介于早期和晚期快速埋藏之间。晚期快速埋藏对储层有3个方面的积极意义:①经历深埋时间短,压实作用弱;②由于快速深埋抑制了流体压力的消散,往往容易形成超压^[56],超压的形成也可以减弱压实作用对于储层孔隙的破坏;③有利于微裂缝的形成^[57]。研究区属于晚期快速埋藏型,新近纪晚期之前一直以浅埋为主,到莺歌海组沉积期(约5 Ma),地层快速沉降,超压开始发育。崖南低凸起崖城组超压储层埋深在4 350~4 800 m,颗粒接触方式却以点-线接触为主,表明超压极大减缓了压实作用对孔隙的破坏,保护了原生孔隙^[58]。此外,研究区天然气充注时间与晚期快速埋藏形成的微裂缝发育期高度吻合^[57],这些微裂缝不仅增强了储层渗流能力^[59],还促进了有机酸溶蚀作用的发展,进一步改善了储层质量。

4.4 流体超压

流体超压可以通过抑制压实作用、胶结作用和有

表1 环崖南地区不同构造带成岩作用对储层物性的影响
Table 1 Impacts of diagenesis on the physical properties of reservoirs across varying structural zones of the circum-Ya'nan area

构造区带	崖城凸起	崖13-1低凸起	崖南低凸起
岩性	中砂岩	粗砂岩	含砾中-粗砂岩
分选系数	1.65	1.45	2.07
初始孔隙度/%	34.8	36.7	31.9
压实作用损失孔隙度/%	21.0	27.7	23.6
胶结作用损失孔隙度/%	3.0	5.1	7.3
溶蚀作用增加孔隙度/%	10.2	9.0	14.3
分析孔隙度/%	21.0	12.9	15.3
实测孔隙度/%	22.3	13.7	16.9
误差/%	1.3	0.8	1.6

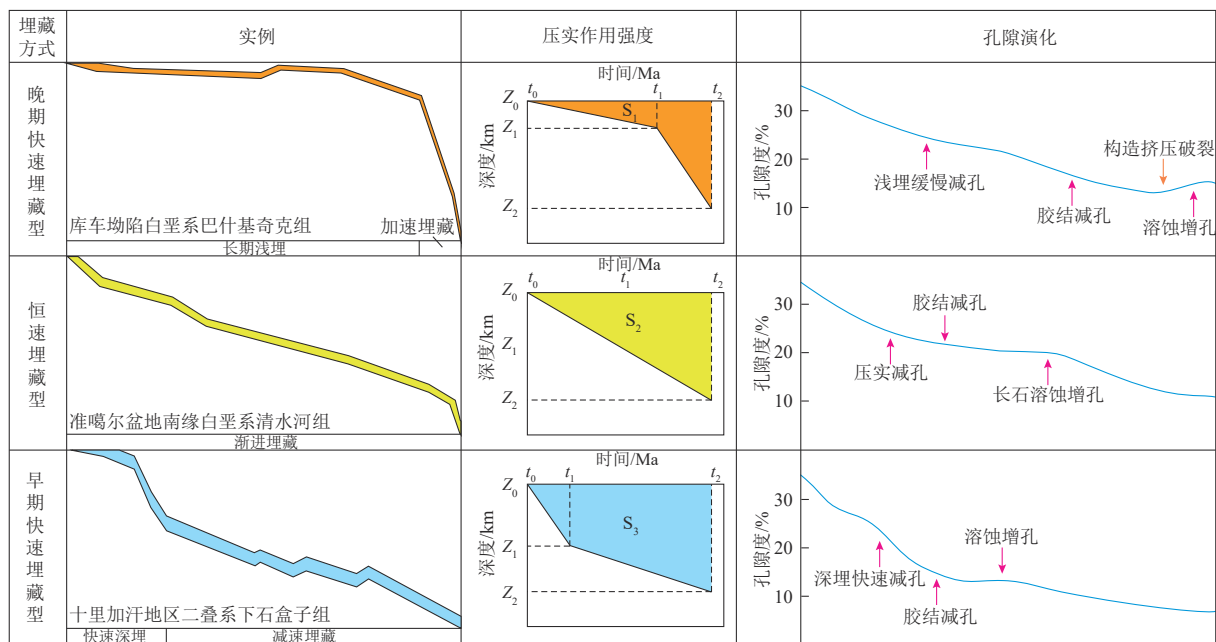


图12 碎屑岩储层埋藏过程与孔隙演化对应关系(据文献[54-55,60-61]修改)

Fig. 12 Relationships between the burial process and pore evolution of clastic reservoirs (modified from references [54-55,60-61])

(t_i 为地层经历的埋藏时间, Ma; Z_i 为埋藏深度, km; S_i 为埋藏史曲线与时间轴围成的封闭区面积。)

机质热演化来改善碎屑岩储层物性,是优质储层发育的有利因素。流体超压最主要贡献在于减少了地层的有效应力,抵抗压实作用,有效保存孔隙^[56]。同时,流体超压还能够减缓胶结作用对储层的破坏:①通过抑制石英的发育来减缓硅质胶结作用^[62-63];②增强了蒙脱石层间水的稳定性,间接抑制蒙脱石向伊/蒙混层或伊利石的转变过程^[64],有利于降低晚期黏土矿物胶结对原生孔隙的破坏;③增加了碳酸盐在水溶液中的溶解度,碳酸盐胶结受到抑制^[65]。更重要的是,超压环境能够延缓有机质热成熟过程,使得有机酸持续释放并作用于更深的层位,从而在深层形成规模化的次生溶蚀孔隙。与崖13-1低凸起崖城组碎屑岩储层相比,崖南低凸起崖城组储层虽埋深更大,但颗粒间仍保持点-线接触特征。根据Julie Kupecz的研究,10Ma超压相当于减少800 m埋深^[66],崖南低凸起崖城组在4 754 m埋深处压力系数高达2.39(图13),DST实测地层最大压力超出静水压力50 Ma。这些证据充分表明,崖南低凸起存在的强超压环境有效抑制了压实效应,为深层储层孔隙的保存提供了关键保障。

5 不同区带优质储层形成机理

研究表明,碎屑岩储层的发育主要受到沉积与成岩2大因素的控制,其中沉积环境对储层的发育起到基础性的控制作用。沉积环境不仅决定了沉积物的粒度,也控制了沉积物的分选性。大量实际资料证实,稳定的强水动力环境通常是最有利于优质储层发育的沉积相带。钻井资料揭示,环崖南地区3个凸起带的有效储层均发育于(扇)三角洲平原-前缘沉积体

系,其中以水下分流河道与河口坝微相最为发育。原始孔隙度恢复数据也显示了这些优势相带沉积砂体具有较高的初始孔隙度。然而,原始孔隙的保存与演化还受到后期成岩作用的强烈改造,不同构造带因成岩环境和成岩演化过程的差异,最终储层物性表现显著不同。

以崖城凸起三亚组储层为例,其主要为三角洲水下分流河道及砂坝砂体,尽管粒度相对较细,但由于埋藏较浅(埋深2 800~3 100 m),碎屑颗粒多呈点-线接触,原生粒间孔隙保存良好。同时, R_o 介于0.5%~0.7%(图13),正处于有机酸大量生成的窗口期,有机酸进入碎屑岩储层使得长石、岩屑等颗粒大量溶蚀,地层水矿化度明显升高。崖城凸起异常高孔隙度带正好对应高矿化度区,也证明了崖城凸起优质储层的形成与有机酸溶蚀作用有关(图14)。

与崖城凸起相比,崖13-1低凸起陵水组和崖城组储层虽然同样发育分流河道、水下分流河道及砂坝砂体,且粒度较粗,但由于埋深明显增加(3 800~4 100 m),压实作用显著增强。碎屑颗粒间多以线接触为主,局部呈现凹凸接触,原生孔隙快速减少。同时, R_o 与地温梯度显示,崖13-1低凸起碎屑岩储层温度偏离了正常地温环境,证实存在热流体活动的影响。这种异常热事件导致有机质过早成熟以及有机酸提前释放,而缺乏超压保护的早期溶蚀孔隙在强压实作用下难以保存,最终造成崖13-1低凸起储层物性相对较差。

相对于崖13-1低凸起,崖南低凸起崖城组储层以分流河道砂体为主,粒度更粗,埋深更大(4 350~4 800 m),且超压普遍发育。崖南低凸起碎屑岩储层颗粒间多呈点-线接触关系,可见到大量的次生溶蚀孔隙,显示强超压环境显著降低了压实作用对储层物性的破坏。此外,超压还减弱了硅质胶结对崖南低凸起深层碎屑岩储层的影响,镜下石英Ⅰ级加大更为常见,Ⅱ级加大相对少见。同时,超压作用延缓了有机酸的生成与影响深度,使得次生溶蚀孔隙的形成深度更大、时间更晚,更有利于孔隙保存。

由此可见,中-深层碎屑岩储层的发育受到多种因素的控制,有利的沉积相带是优质储层发育的基础,但后期的成岩作用及成岩过程对深层储层的改造更为显著,这也是不同构造带储层差异发育的主要原因。因此,在确定优势相带的基础上,明确有利的成岩因素及其影响范围,对于准确预测不同区带优质储层的空间分布具有重要指导意义。

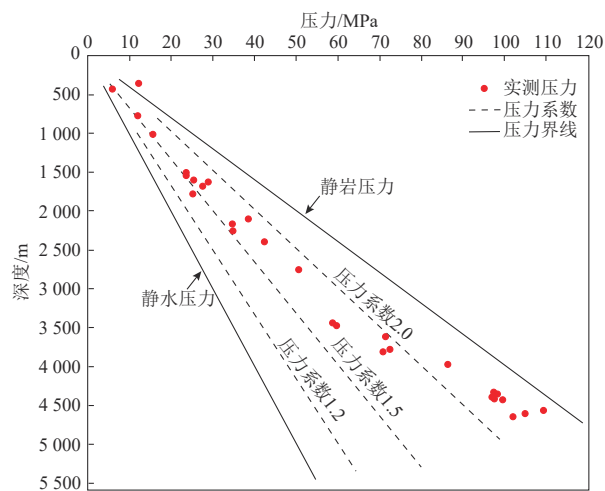


图13 环崖南地区崖南低凸起流体超压强度特征

Fig. 13 Intensity of fluid overpressures in the Ya'nan low uplift of circum-Ya'nan area

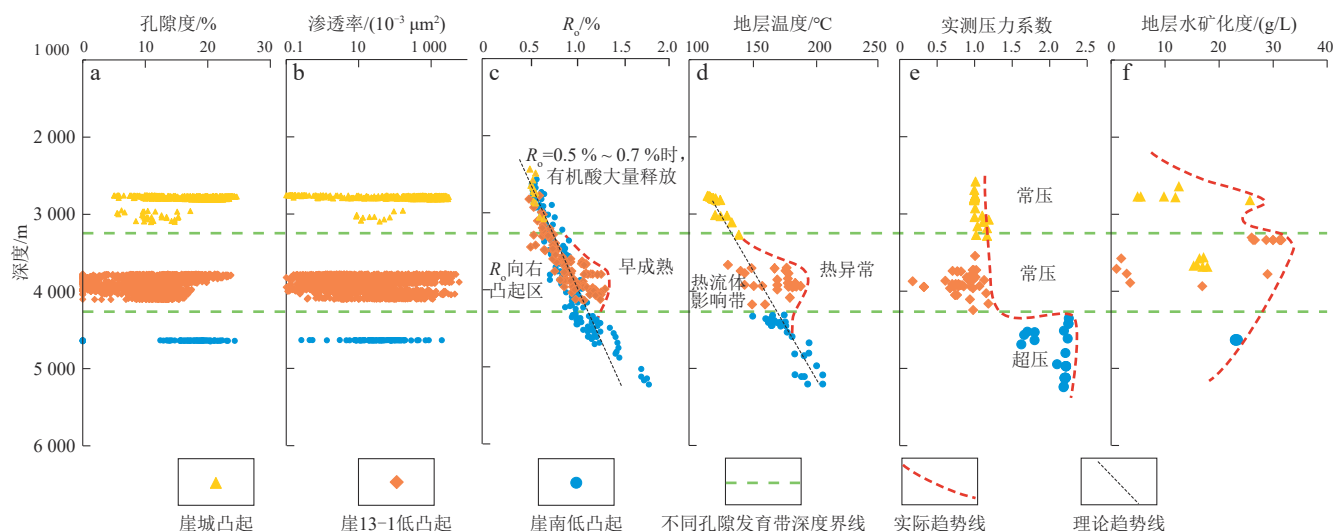


图14 环崖南地区储层深度与物性(a,b)、 R_o (c)、温-压条件(d,e)及地层水矿化度(f)相关性

Fig. 14 Correlations of reservoir depth with physical properties (a, b), R_o (c), temperature and pressure (d, e), and formation water salinity (f) in the circum-Ya'nan area

6 结论

1) 琼东南盆地环崖南地区不同构造带碎屑岩储层发育特征具有明显差异。其中,崖城凸起储层主要发育于三亚组,埋藏浅,岩性以长石石英砂岩为主,粒度细,为中孔-中渗储层;崖13-1低凸起储层主要发育于崖城组和陵水组,埋深中等,岩性以长石岩屑砂岩为主,粒度较粗,属于低孔-中渗储层;崖南低凸起储层位于崖城组,埋深最大,主要发育长石岩屑砂岩,粒度粗,储层类型以中孔-中渗为主。

2) 环崖南地区不同构造带中-深层碎屑岩储层成岩环境与成岩特征差异明显。崖城凸起三亚组以常压环境为主,压实作用弱,颗粒多呈点-线接触,原生粒间孔隙发育,处于中成岩A期;崖13-1低凸起储层埋深加大,处于常压异常高温环境,储层压实作用显著加强,颗粒以线接触为主,局部见凹凸接触,处于中成岩B期;崖南低凸起储层尽管埋深最大,但处于超压环境,碎屑颗粒之间多以点-线接触为主,同时也可见明显的铁质方解石胶结,整体处于中成岩B期。

3) 环崖南地区中-深层碎屑岩优质储层的发育主要受水动力条件、成岩作用、埋藏过程和流体超压等多种因素的控制,不同构造带优质储层发育机理有所区别。其中,浅埋藏条件下的弱压实作用是崖城凸起三亚组优质储层发育的主要因素,过早溶蚀以及强压实作用是制约崖13-1低凸起优质储层发育的主要破坏

性因素,而强超压的存在则是崖南低凸起深层优质碎屑岩储层形成的关键原因。

参 考 文 献

- [1] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发: 研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 655-672, 683.
MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: Advances, technological bottlenecks and basic scientific problems [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655-672, 683.
- [2] 操应长,远光辉,杨海军,等. 含油气盆地深层-超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 112-140.
CAO Yingchang, YUAN Guanghui, YANG Haijun, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 112-140.
- [3] 谢玉洪,袁全社. 中国近海深水深层油气地球物理勘探实践与展望[J]. 石油物探, 2023, 62(2): 183-193.
XIE Yuhong, YUAN Quanshe. Practice and prospects of deep-water and deep-formation geophysical exploration [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2023, 62(2): 183-193.
- [4] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, ZHANG Kun, et al. The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction [J]. Earth System Science Data, 2020, 12(1): 577-590.
- [5] DUTTON S P, LOUCKS R G. Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultradeep (200~6 700 m) burial, Gulf of Mexico Basin, U. S. A. [J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(1): 69-81.

- [6] 蒲秀刚, 周立宏, 王文革, 等. 黄骅坳陷歧口凹陷斜坡区中深层碎屑岩储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 36-48.
PU Xiugang, ZHOU Lihong, WANG Wenge, et al. Medium-deep clastic reservoirs in the slope area of Qikou Sag, Huanghua depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 36-48.
- [7] 王恩泽, 刘国勇, 庞雄奇, 等. 南堡凹陷中深层碎屑岩储集层成岩演化特征及成因机制[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 321-333.
WANG Enze, LIU Guoyong, PANG Xiongqi, et al. Diagenetic evolution and formation mechanisms of middle to deep clastic reservoirs in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, East China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 321-333.
- [8] 罗晓容, 杨海军, 王震亮, 等. 深层—超深层碎屑岩储层非均质性特征与油气成藏模式[J]. 地质学报, 2023, 97(9): 2802-2819.
LUO Xiaorong, YANG Haijun, WANG Zhenliang, et al. Heterogeneity characteristics of clastic reservoirs and hydrocarbon accumulation mode in deep-ultradeep basins [J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(9): 2802-2819.
- [9] ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHANG Xiangxiang, et al. Geologic characteristics, controlling factors and hydrocarbon accumulation mechanisms of China's Large Gas Provinces of low porosity and permeability [J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2009, 52(8): 1068-1090.
- [10] MORAD S, AL-RAMADAN K, KETZER J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1267-1309.
- [11] 曹江骏, 王继平, 张道锋, 等. 深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山1段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 169-184.
CAO Jiangjun, WANG Jiping, ZHANG Daofeng, et al. Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs: A case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang gas field, southwestern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 169-184.
- [12] 李易隆, 贾爱林, 何东博. 致密砂岩有效储层形成的控制因素[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 71-82.
LI Yilong, JIA Ailin, HE Dongbo. Control factors on the formation of effective reservoirs in tight sands: examples from Guang'an and Sulige gasfields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 71-82.
- [13] 潘荣, 朱筱敏, 王星星, 等. 深层有效碎屑岩储层形成机理研究进展[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(4): 73-80.
PAN Rong, ZHU Xiaomin, WANG Xingxing, et al. Advancement on formation mechanism of deep effective clastic reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(4): 73-80.
- [14] QI Yukai, LUO Xiaorong, WANG Yi, et al. Mechanical study of the effect of fractional-wettability on multiphase fluid flow [J]. International Journal of Multiphase Flow, 2017, 93: 205-212.
- [15] 曾庆鲁, 莫涛, 赵继龙, 等. 7000m以深优质砂岩储层的特征、成因机制及油气勘探意义——以库车坳陷下白垩统巴什基奇克组为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 38-47.
ZENG Qinglu, MO Tao, ZHAO Jilong, et al. Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7000m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 38-47.
- [16] WILKINSON M, DARBY D, HASZELDINE R S, et al. Secondary porosity generation during deep burial associated with overpressure leak-off: Fulmar formation, united kingdom central graben [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(5): 803-813.
- [17] 张凤奇, 鲁雪松, 卓勤功, 等. 准噶尔盆地南缘下组合储层异常高压成因机制及演化特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1004-1016.
ZHANG Fengqi, LU Xuesong, ZHUO Qingong, et al. Genetic mechanism and evolution characteristics of overpressure in the lower play at the southern margin of the Junggar Basin, northwestern China [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1004-1016.
- [18] 苏奥, 杜江民, 陈红汉, 等. 控制异常孔隙带发育的成岩流体类型与活动历史——以琼东南盆地东部宝岛北缘储层为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(10): 1837-1847.
SU Ao, DU Jiangmin, CHEN Honghan, et al. Diagenetic fluid type and activity history of controlling the development of abnormal pore zone: Taking the North margin of Baodao Sag, Qiongdongnan Basin as an example [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(10): 1837-1847.
- [19] 曹斌风, 孙卫. 吴旗地区薛岔区块延长组长6砂岩储层成岩作用研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 951-960.
CAO Bin Feng, SUN Wei. Diagenesis of Chang 6 reservoir in Xuecha block of Wuqi area [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 951-960.
- [20] 朱伟林, 吴景富, 张功成, 等. 中国近海新生代盆地构造差异性演化及油气勘探方向[J]. 地学前缘, 2015, 22(1): 88-101.
ZHU Weilin, WU Jingfu, ZHANG Gongcheng, et al. Discrepancy tectonic evolution and petroleum exploration in China offshore Cenozoic basins [J]. Earth Science Frontiers, 2015, 22(1): 88-101.
- [21] 何家雄, 夏斌, 施小斌, 等. 世界深水油气勘探进展与南海深水油气勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(6): 747-752, 806.
HE Jiaxiong, XIA Bin, SHI Xiaobin, et al. Prospect and progress for oil and gas in deep waters of the world, and the potential and prospect foreground for oil and gas in deep waters of the South China Sea [J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(6): 747-752, 806.
- [22] 何家雄, 夏斌, 张启明, 等. 南海北部边缘盆地生物气和亚生物气资源潜力与勘探前景分析[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 167-174.

- HE Jiaxiong, XIA Bin, ZHANG Qiming, et al. Resources base and exploration potential of biogenic and sub-biogenic gas in marginal basin of the northern South China Sea [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(2): 167-174.
- [23] 杨宏宇, 胡明毅, 蔡全升, 等. 琼东南盆地乐东北坡梅山组海底扇沉积特征及沉积模式[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(2): 550-566.
- YANG Hongyu, HU Mingyi, CAI Quansheng, et al. Sedimentary characteristics and models of submarine fans in the Meishan Formation on the north slope of the Ledong Sag, Qiongdongnan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 550-566.
- [24] 苏奥, 陈红汉, 贺聪, 等. 控制储层中异常高孔带发育的成岩作用——以琼东南盆地西部崖城区为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(2): 345-355.
- SU Ao, CHEN Honghan, HE Cong, et al. Diagenesis controlling development of abnormal high porosity zones: A case from Yacheng area in the western Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(2): 345-355.
- [25] 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.
- [26] 李胜利, 于兴河, 姜平, 等. 琼东南盆地崖13-1气田陵三段沉积微相对储层非均质性及流动单元划分的影响[J]. *地学前缘*, 2010, 17(4): 160-166.
- LI Shengli, YU Xinghe, JIANG Ping, et al. The influence of depositional facies on reservoir heterogeneities and flowing zone division in the 3rd member of Lingshui Formation of Ya13-1 Gas Field in QDN Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2010, 17(4): 160-166.
- [27] 龚再升. 中国近海含油气盆地新构造运动与油气成藏[J]. *地球科学*, 2004, 29(5): 513-517.
- GONG Zaisheng. Neotectonics and petroleum accumulation in offshore Chinese basins [J]. *Earth Science*, 2004, 29(5): 513-517.
- [28] 张远泽, 漆家福, 吴景富. 南海北部新生代盆地断裂系统及构造动力学影响因素[J]. *地球科学*, 2019, 44(2): 603-625.
- ZHANG Yuanze, QI Jiafu, WU Jingfu. Cenozoic faults systems and its geodynamics of the continental margin basins in the northern of South China Sea [J]. *Earth Science*, 2019, 44(2): 603-625.
- [29] 徐长贵, 邓勇, 吴克强, 等. 南海北部强活动型被动陆缘盆地宝岛21-1大气田的发现及地质意义[J]. *石油学报*, 2023, 44(5): 713-729.
- XU Changgui, DENG Yong, WU Keqiang, et al. Discovery and geological significance of the large gas field Baodao 21-1 in a passive epicontinental basin with strong activity in the northern South China Sea [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(5): 713-729.
- [30] 李三忠, 索艳慧, 周洁, 等. 华南海陆过渡带构造演化: 特提斯构造域向太平洋构造域的转换过程与机制[J]. *地质力学学报*, 2022, 28(5): 683-704.
- LI Sanzhong, SUO Yanhui, ZHOU Jie, et al. Tectonic evolution of the South China Ocean-Continent Connection Zone: Transition and mechanism of the Tethyan to the Pacific tectonic domains [J]. *Journal of Geomechanics*, 2022, 28(5): 683-704.
- [31] XIE Xinong, MÜLLER R D, LI Sitian, et al. Origin of anomalous subsidence along the Northern South China Sea margin and its relationship to dynamic topography [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2006, 23(7): 745-765.
- [32] 孙国强, 谢梅, 张永庶, 等. 柴北缘马北地区下干柴沟组下段沉积特征及演化[J]. *岩性油气藏*, 2011, 23(6): 56-61.
- SUN Guoqiang, XIE Mei, ZHANG Yongshu, et al. Sedimentary characteristics and evolution of Paleogene Lower Xiaganchaigou Formation in northern Mahai area, northern margin of Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2011, 23(6): 56-61.
- [33] 袁静, 杜玉民, 李云南. 惠民凹陷古近系碎屑岩主要沉积环境粒度概率累积曲线特征[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(3): 103-106.
- YUAN Jing, DU Yumin, LI Yunnan. Probability cumulative grain size curves in terrigenous depositional environments of the Paleogene in Huimin Sag [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(3): 103-106.
- [34] 蔡全升, 胡明毅, 胡忠贵, 等. 东海盆地西湖凹陷中央隆起带古近系花港组储层特征及成岩孔隙演化[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(4): 733-740.
- CAI Quansheng, HU Mingyi, HU Zhonggui, et al. Reservoir characteristics and evolution of diagenetic porosity of Huagang Formation of Paleogene in the central anticlinal belt of Xihu Sag, Donghai Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 733-740.
- [35] BLOCH S, LANDER R H, BONNELL L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(2): 301-328.
- [36] 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理[J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(2): 220-223, 229.
- LI Wenguo, ZHANG Xiaopeng, ZHONG Yumei. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arcose [J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(2): 220-223, 229.
- [37] 张福顺, 朱允辉, 王芙蓉. 准噶尔盆地腹部深埋储层孔隙成因机理研究[J]. *沉积学报*, 2008, 26(3): 469-478.
- ZHANG Fushun, ZHU Yunhui, WANG Furong. Forming mechanism of secondary pores in deep buried reservoirs of Junggar Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(3): 469-478.
- [38] 苏奥, 陈红汉, 贺聪, 等. 琼东南盆地崖城区泄压带流体活动特征及成岩响应[J]. *石油学报*, 2016, 37(10): 1216-1230.
- SU Ao, CHEN Honghan, HE Cong, et al. The characteristic of fluid activities and diagenetic responses of the pressure discharging zone in Yacheng area, Qiongdongnan Basin, South

- China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(10): 1216–1230.
- [39] 中华人民共和国国家经济贸易委员会. 碎屑岩成岩阶段划分: SY/T 5477–2003[S]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- State Economic and Trade Commission of the People's Republic of China. The division of diagenetic stages in clastic rocks: SY/T 5477–2003[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [40] 钟大康, 朱筱敏, 王红军. 中国深层优质碎屑岩储层特征与形成机理分析[J]. 中国科学(D辑: 地球科学), 2008, 38(增刊1): 11–18.
- ZHONG Dakang, ZHU Xiaomin, WANG Hongjun. Analysis on reservoir characteristics and formation mechanism of deep high quality clastic rock in China[J]. *Science China Earth Sciences*, 2008, 38(S1): 11–18.
- [41] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1046–1063.
- SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics and controlling factors of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1046–1063.
- [42] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地异常压力特征及其对深层-超深层致密储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 350–365.
- SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 350–365.
- [43] 佟欢, 朱世发, 崔航, 等. 渤海湾盆地桩海地区古近系沙河街组一段-二段混积岩优质储层特征与控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1106–1120.
- TONG Huan, ZHU Shifa, CUI Hang, et al. Characteristics and controlling factors of high-quality reservoirs of mixed siliciclastic-carbonate sediments in the 1st to 2nd members of the Paleogene Shahejie Formation, Zhuanghai area, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1106–1120.
- [44] 陈思芮, 鲜本忠, 纪友亮, 等. 埋藏过程对深层-超深层碎屑岩成岩作用及优质储层发育的影响——以准噶尔盆地南缘下白垩统清水河组为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2): 323–336.
- CHEN Sirui, XIAN Benzong, JI Youliang, et al. Influences of burial process on diagenesis and high-quality reservoir development of deep-ultra-deep clastic rocks: A case study of Lower Cretaceous Qingshuihe Formation in southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(2): 323–336.
- [45] 孟元林, 李斌, 王志国, 等. 黄骅坳陷中区超压对有机酸生成和溶解作用的抑制[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 40–43.
- MENG Yuanlin, LI Bin, WANG Zhiguo, et al. Overpressure retardation of organic acid generation and clastic reservoirs dissolution in central Huanghua Depression[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(1): 40–43.
- [46] 叶素娟, 李嵘, 杨克明, 等. 川西坳陷叠覆型致密砂岩气区储层特征及定量预测评价[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1484–1494.
- YE Sujuan, LI Rong, YANG Keming, et al. Characteristics and quantitative prediction of tight sand gas reservoirs in superimposed tight sandstone gas-bearing area, western Sichuan depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(12): 1484–1494.
- [47] 史原鹏, 刘占国, 王少春, 等. 深层-超深层优质碎屑岩储层成因及主控因素——以河套盆地临河坳陷古近系渐新统临河组为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 478–489.
- SHI Yuanpeng, LIU Zhanguo, WANG Shaohun, et al. Genetic mechanism and main controlling factors of high-quality clastic rock reservoirs in deep and ultra-deep layers: A case study of Oligocene Linhe Formation in Linhe Depression, Hetao Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(3): 478–489.
- [48] 王宏博, 马存飞, 曹铮, 等. 基于岩相的致密砂岩差异成岩作用及其储层物性响应——以准噶尔盆地莫西庄地区下侏罗统三工河组为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 976–992.
- WANG Hongbo, MA Cunfei, CAO Zheng, et al. Differential diagenesis and reservoir physical property responses of tight sandstone based on lithofacies: A case study on the Lower Jurassic Sangonghe Formation in Moxizhuang area, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 976–992.
- [49] SCHERER M. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(5): 485–491.
- [50] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349–369.
- [51] 王峰, 陈蓉, 田景春, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长4+5油层组致密砂岩储层成岩作用及成岩相[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 199–206.
- WANG Feng, CHEN Rong, TIAN Jingchun, et al. Diagenesis and diagenetic facies of the Chang 4+5 tight sandstone reservoirs in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(2): 199–206.
- [52] 刘伟, 窦齐丰, 黄述旺, 等. 成岩作用的定量表征与成岩储集相研究——以科尔沁油田交2断块区九佛堂组(J_{3jt})下段为例[J]. 中国矿业大学学报, 2002, 31(5): 399–403.
- LIU Wei, DOU Qifeng, HUANG Shuwang, et al. Quantitative characterization of diagenesis and diagenesis reservoir facies——The case study of lower member of J_{3jt} of Jiao 2 block in Kerqin Oilfield[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2002, 31(5): 399–403.
- [53] 曹江骏, 罗静兰, 马迪娜·马吾提汗, 等. 差异性沉积-成岩演化过程对砂砾岩储层致密化的影响——以准噶尔盆地东部二叠系上乌尔禾组为例[J]. 中国矿业大学学报, 2022, 51(5): 923–940.
- CAO Jiangjun, LUO Jinglan, MADINA Mawutihan, et al. Influence of differential sedimentary-diagenetic evolution on the densification of the sandy conglomerate reservoir: A case study of

- the Permian Upper Wuerhe formation in eastern Junggar Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2002, 31(5): 923-940.
- [54] 何小胡, 刘震, 梁全胜, 等. 沉积地层埋藏过程对泥岩压实作用的影响[J]. *地学前缘*, 2010, 17(4): 167-173.
- HE Xiaohu, LIU Zhen, LIANG Quansheng, et al. The influence of burial history on mudstone compaction [J]. *Earth Science Frontiers*, 2010, 17(4): 167-173.
- [55] 夏鲁, 刘震, 李潍莲, 等. 砂岩压实三元解析减孔模型及其石油地质意义——以鄂尔多斯盆地十里加汗地区二叠系下石盒子组致密砂岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(2): 275-286.
- XIA Lu, LIU Zhen, LI Weilian, et al. Ternary analytic porosity-reduction model of sandstone compaction trend and its significance in petroleum geology: A case study of tight sandstones in Permian Lower Shihezi Formation of Shilijiahan area, Ordos Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(2): 275-286.
- [56] SATHAR S, JONES S. Fluid overpressure as a control on sandstone reservoir quality in a mechanical compaction dominated setting: Magnolia Field, Gulf of Mexico [J]. *Terra Nova*, 2016, 28(3): 155-162.
- [57] 靳军, 鲜本忠, 连丽霞, 等. 晚期快速埋藏过程中微裂缝对深层不同成岩强度碎屑岩储集层的改造作用——来自准噶尔盆地南缘白垩系清水河组成岩物理模拟的启示[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(2): 309-321.
- JIN Jun, XIAN Benzong, LIAN Lixia, et al. Reformation of deep clastic reservoirs with different diagenetic intensities by microfractures during late rapid deep burial: Implications from diagenetic physical simulation of Cretaceous Qingshuihe Formation in the southern margin of Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(2): 309-321.
- [58] 刘佳庚, 王艳忠, 操应长, 等. 渤海湾盆地东营凹陷民丰洼陷陡坡带深层-超深层碎屑岩优质储层控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1203-1217.
- LIU Jiageng, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Factors controlling the development of deep and ultra-deep coarse-grained siliciclastic reservoirs with high quality in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1203-1217.
- [59] 曾联波, 巩磊, 宿晓岑, 等. 深层-超深层致密储层天然裂缝分布特征及发育规律[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 1-14.
- ZENG Lianbo, GONG Lei, SU Xiaocen, et al. Natural fractures in deep to ultra-deep tight reservoirs: Distribution and development [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 1-14.
- [60] 胡宗全, 齐育楷, 张福顺, 等. 超深层碎屑岩有效储层成储机理与油气勘探前景[J]. *地质学报*, 2025, 99(2): 631-648.
- HU Zongquan, QI Yukai, ZHANG Fushun, et al. Formation mechanisms of effective ultra-deep clastic reservoirs and their oil and gas exploration prospects [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2025, 99(2): 631-648.
- [61] 郭华军, 司学强, 袁波, 等. 准噶尔盆地南缘中段超深层相对优质砂岩储层发育特征及主控因素[J]. *海相油气地质*, 2022, 27(3): 313-324.
- GUO Huajun, SI Xueqiang, YUAN Bo, et al. The characteristics and main controlling factors of ultra-deep sandstone reservoir in the middle part of the southern margin of Junggar Basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2022, 27(3): 313-324.
- [62] OSBORNE M J, SWARBRICK R E. Diagenesis in North Sea HPHT clastic reservoirs—consequences for porosity and overpressure prediction [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16(4): 337-353.
- [63] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and reality [J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(8): 1093-1132.
- [64] COLTEN-BRADLEY V A. Role of pressure in smectite dehydration—effects on geopressure and smectite-to-illite transformation [J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(11): 1414-1427.
- [65] DUAN Wei, LI Chunfeng, LUO Chengfei, et al. Effect of formation overpressure on the reservoir diagenesis and its petroleum geological significance for the DF11 block of the Yinggehai Basin, the South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 97: 49-65.
- [66] KUPECZ J A, GLUYAS J G, BLOCH S. Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates [M]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1997: 19-27.

(编辑 张玉银)